



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ARTHUR WILLIAMS RAMOS DANTAS

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Campina Grande, Paraíba
Setembro de 2011

ARTHUR WILLIAMS RAMOS DANTAS

Relatório de Estágio Supervisionado

*Relatório de Estágio Supervisionado
submetido à Unidade Acadêmica de
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte
dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Professor Karcius M. C. Dantas, M. Sc.
Orientador

Campina Grande, Paraíba
Setembro de 2011

Arthur Williams Ramos Dantas

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Prof. Karcus M.C. Dantas, M.Sc, UFCG
Orientador

Prof^a. Núbia S.D.Brito, D.Sc, UFCG
Componente da Banca

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmãos e a toda minha família que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

Ao professor Karcius Dantas pela paciência na orientação e incentivo que tornaram possível a conclusão deste estágio.

À concessionária de energia elétrica Energisa Paraíba e Borborema, em especial aos engenheiros Fábio Lopes, Glêston Agra, Diego Canuto e Eudes Sobreira pelos conhecimentos transmitidos durante o período de estágio e pela oportunidade dada de viver o dia-a-dia de um engenheiro com seus desafios e obstáculos.

Aos amigos e colegas, em especial Fernanda Dantas, Kleber e Maurício Dias, pelo incentivo e pelo apoio constantes dentro da empresa.

Enfim, a todas as pessoas que direta ou indiretamente participaram dessa etapa da minha vida acadêmica que tenho o prazer de completar agora.

APRESENTAÇÃO

O estágio foi realizado na Energisa Paraíba, mais especificamente no Departamento da Automação da Distribuição (DEAD). A realização do estágio foi possível através de um convênio firmado entre a Energisa Paraíba e a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por intermédio do Centro de Integração Empresa-Escola (CIEE).

Foram realizadas atividades que permitiram conhecer a estrutura do departamento da automação, os equipamentos de proteção da distribuição e todo o procedimento para automatização de chaves, religadores e reguladores de tensão. O estágio teve ênfase no apoio a gestão a programação de serviços de manutenção de equipamentos telecomandados, levantamentos de indicadores, levantamento dos problemas x causas e soluções (PCS) e conhecimentos de softwares de gerenciamento.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Divisão do grupo Energisa	12
Figura 2: Organograma da estrutura do DEAD	14
Figura 3: Religador Nulec.	16
Figura 4: Religador Noja.	17
Figura 5: Religador Cooper.	17
Figura 6: Religador: Tavrida.	18
Figura 7: Cubículo de controle - Nulec	18
Figura 8: Cubículo de controle – Noja	18
Figura 9: Cubículo de controle Tavrida.	19
Figura 10: Cubículo de controle Cooper.	19
Figura 11: Tanque da chave automatizada	20
Figura 12: Regulador de tensão em estrela aterrado.	21
Figura 13: Diagrama fasorial para regulação a 10%.	21
Figura 14: Ligação em delta fechado a 15 %.	22
Figura 15: Diagrama fasorial para regulação máxima.	23
Figura 16: Conexão em Delta Aberto.	23
Figura 17: Diagrama fasorial da ligação em Delta Aberto.	24
Figura 18: Onda de corrente (I) atrasada em relação à onda de tensão (V). A carga possui característica indutiva.	25
Figura 19: Onda de corrente (I) adiantada em relação à onda de tensão (V). A carga possui característica capacitiva.	26
Figura 20: Centro de Operação da Distribuição.	27
Figura 21: Comunicação via GPRS.	28
Figura 22: Comunicação via rádio.	30
Figura 23: Arquitetura para comunicação via rádio.	30
Figura 24: UTR da subestação de Mussurú, João Pessoa - PB.	31
Figura 25: Alimentador vindo da SE CGU / L1 que alimenta Fagundes e o religador do modelo Cooper instalado.	32
Figura 26: Interligação de dois alimentadores- centro de Campina Grande.	33
Figura 27: Croqui do Centro de Campina Grande com os pontos em destaque da instalação dos religadores.	34
Figura 28: Religador instalado no centro de Campina Grande – Rua João da Mata.	34
Figura 29: Poste onde será instalado um religador.	36

Figura 30: Empreiteira a instalar o religador.-----	37
Figura 31: Religador (NA) instalado pela empreiteira.-----	38
Figura 32: Croqui da localização e da estrutura encontrada no local onde será instalado o religador referente à figura 26. -----	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Lista de Procedimentos.....	39
Tabela 2: Tabela da programação de manutenção preventiva.....	40
Tabela 3: Tabela de acompanhamento diário produzida no Excel.....	40
Tabela 4: Tabela de Acompanhamento diário - Última visita.....	41
Tabela 5: Custo do investimento para implantação de um religador no sistema de distribuição.....	46

SUMÁRIO

1.	A EMPRESA-----	10
1.1	VISÃO GERAL DA ENERGISA -----	10
1.2	ENERGISA PARAÍBA E BORBOREMA -----	12
2.	DEPARTAMENTO DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO-----	13
3.	EQUIPAMENTOS DO DEAD-----	15
3.1	RELIGADORES DE LINHA-----	15
3.2	CHAVES AUTOMATIZADAS -----	19
3.3	REGULADORES DE TENSÃO-----	20
3.3.1.	CONEXÃO TÍPICAS DOS REGULADORES DE TENSÃO -----	21
3.3.1.1.	CONEXÃO EM ESTRELA ATERRADO -----	21
3.3.1.2.	CONEXÃO EM DELTA FECHADO -----	22
3.3.1.3.	CONEXÃO EM DELTA ABERTO -----	23
3.3.2.	SISTEMA DE CONTROLE -----	24
3.4	ARQUITETURA DA COMUNICAÇÃO -----	26
3.4.1.	MODEM GPRS -----	27
3.4.2.	Rádio -----	29
4.	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS -----	31
4.1	PROJETO DE INSTALAÇÃO DE RELIGADOR -----	31
4.1.1.	ESCOLHA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO-----	31
4.1.2.	SITE SURVEY-----	35
4.1.3.	INSTALAÇÃO DO EQUIPAMENTO-----	37
4.2	ELABORAÇÃO DE PROCEDIMENTOS -----	38
4.3	GESTÃO DO DEPARTAMENTO DA AUTOMAÇÃO -----	40
5.	CONCLUSÃO-----	44
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS-----	45
	ANEXO -----	46

APÊNDICE-----	49
APÊNDICE A – ALTERAÇÃO DAS TAG’S NO VTS -----	42
APÊNDICE B - AJUSTE CLASSE ZERO RTV -----	54

1. A EMPRESA

1.1 VISÃO GERAL DA ENERGISA

Fundada em 1905, a Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A (nova denominação da Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL) é a empresa que originou o Grupo Energisa que então passou a ser a nova controladora de todas as empresas do Grupo.

O Grupo Energisa tem na distribuição de energia elétrica a principal base de seu negócio. Com cinco distribuidoras no Brasil:

- **Energisa Sergipe** - Distribuidora de Energia S/A, fundada em 1959 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 1997. Atende a 570 mil consumidores, espalhados por 63 municípios, que representa 96% do território do Estado de Sergipe, e cobre uma população de 1,7 milhões de pessoas.
- **Energisa Paraíba** - Distribuidora de Energia S/A, fundada em 1964 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 2000. Atende cerca de mil consumidores, espalhados por 216 municípios, concentrados em uma das áreas de maior crescimento do Nordeste brasileiro, fornecendo energia a aproximadamente 3 milhões de pessoas.
- **Energisa Borborema** - Distribuidora de Energia S/A, fundada em 1966 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 1999. Atende a 161 mil consumidores, concentrados principalmente no município de Campina Grande (PB), cobrindo uma população de 450 mil pessoas.
- **Energisa Minas Gerais** - Distribuidora de Energia S/A, fundada em 1905. Atua na geração e distribuição de energia, atendendo a 66 municípios dos estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro. Fornece energia para uma população de 1 milhão de pessoas, tendo 371 mil consumidores.
- **Energisa Nova Friburgo** - Distribuidora de Energia S/A, fundada em 1924. A Energisa Nova Friburgo atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Fornece energia para o município de Nova Friburgo (RJ), importante

pólo industrial e de serviços localizado na região serrana do Rio de Janeiro. Atende a 91 mil consumidores, cobrindo uma população de 200 mil pessoas.

Além do setor de distribuição de energia elétrica a Energisa também tem participação em setores de geração, comercialização, soluções, e serviços aéreos. Vejamos algumas responsabilidades do grupo Energisa:

- **Energisa S.A.:** fundada em 1998, é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem como principal objetivo a participação no capital de outras empresas.
- **Energisa Soluções:** Energisa Soluções S/A nova denominação de Cat-Leo Construções, Indústria e Serviços de Energia S.A., fundada em 2004, atua na operação e manutenção de usinas hidrelétricas para terceiros, construção e repotenciação de unidades geradoras, gerenciamento de obras, montagem e fornecimento de equipamentos eletromecânicos e hidromecânicos, obras civis e serviços de engenharia.
- **Energisa Comercializadora:** Energisa Comercializadora de Energisa Ltda nova denominação de Cat-Leo Comercializadora de Energia Ltda, fundada em outubro de 2005, atua na área de comercialização de energia elétrica e na produção de serviços e consultorias em temas ligados a essa atividade.
- **Energisa Geração:** Energisa Geração Rio Grande S/A fundada em 2008, atua na indústria de energia elétrica nas áreas de geração e transmissão, com foco na formulação de estudos e projetos de geração de energia elétrica e construção de pequenas centrais hidrelétricas e usinas hidrelétricas.
- **Energisa Serviços Aéreos:** Energisa Serviços Aéreos de Prospecção S/A nova denominação de Cataguazes Serviços Aéreos de Prospecção S/A, fundada em 2000. Atua no mercado de serviços de inspeção termográfica aérea e içamento de cargas.

A Energisa distribuiu 8.473 GWh de energia elétrica em 2010, sendo que os clientes cativos foram responsáveis por 7.133 GWh deste total. Em dezembro de 2010, as suas principais propriedades inerentes à distribuição de energia elétrica consistiam basicamente em 138 subestações de distribuição, com capacidade total

de 2.479 MVA, 4.041 quilômetros de linhas de transmissão, 123.680 quilômetros de redes urbanas e linhas rurais e 139.143 transformadores instalados nas suas redes de distribuição, com capacidade de 3.990 MVA. A figura 1 apresenta uma distribuição mais detalhada do grupo Energisa (Energisa, 2009).

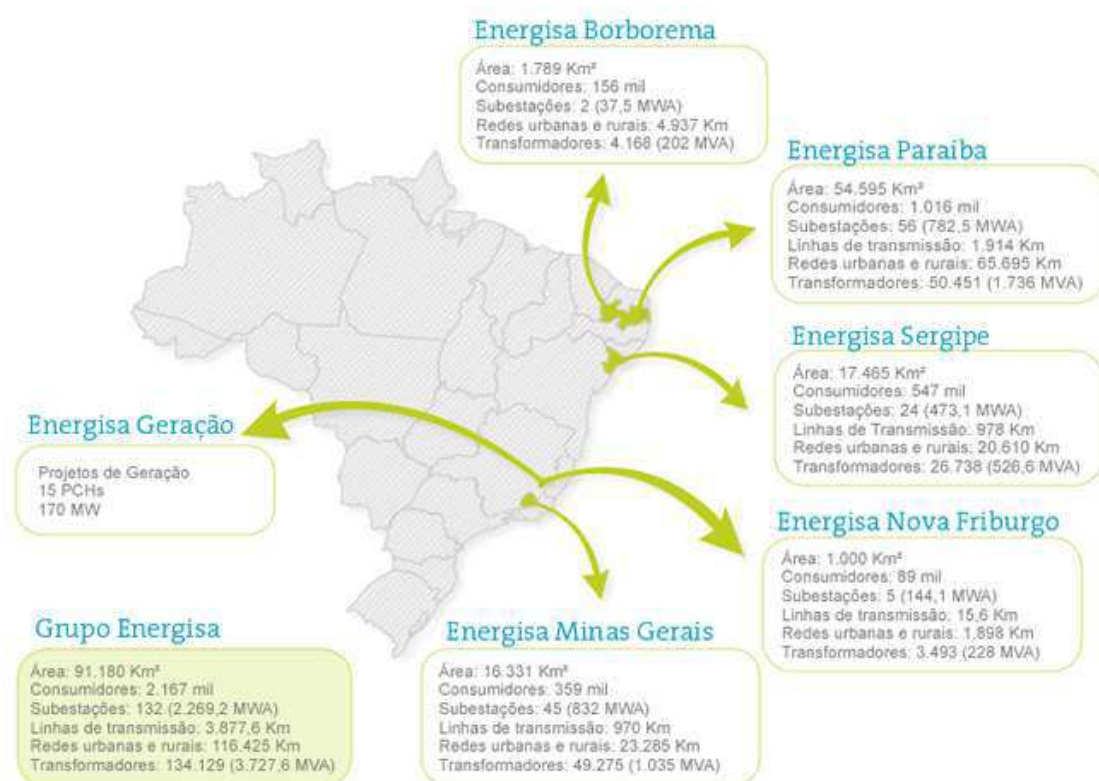


Figura 1: Divisão do grupo Energisa

1.2 ENERGISA PARAÍBA E BORBOREMA

Até o final da década de 90, as empresas que atuavam no setor da distribuição de energia elétrica no estado da Paraíba eram a CELB, empresa de domínio municipal e que abrangia as cidades do compartimento da Borborema, e a SAELPA, que era de domínio estatal, que abrangia os demais municípios da Paraíba.

Em novembro de 2000, quando foi privatizada e passou a integrar o Sistema Cataguazes-Leopoldina, a SAELPA, agora Energisa Paraíba, vem realizando expressivos investimentos para garantir aos paraibanos, energia elétrica de boa qualidade. Atualmente está presente em 96% da Paraíba, atendendo um universo de

aproximadamente 1 milhão de consumidores, distribuídos em 216 municípios, numa área de 54.595 km².

Já a Companhia de Eletricidade da Borborema (CELB) foi criada em 1966, com a transformação do Departamento Autônomo de Serviços Elétricos (DASEL), da Prefeitura de Campina Grande. Em 1970, a área de concessão da empresa foi ampliada - com a inclusão dos municípios de Boa Vista, Massaranduba, Lagoa Seca, Queimadas e Fagundes - e, em 1997, teve sua razão social alterada, passando a ser denominada Companhia Energética da Borborema. (História da Energisa)

Adquirida em leilão público pelo Sistema Cataguazes-Leopoldina em novembro de 1999, a empresa atende atualmente mais de 150 mil consumidores, distribuídos em seis municípios paraibanos. Somente entre os anos de 2003 e 2005 a empresa investiu quase R\$ 20 milhões e lançou mão de todos os recursos e ferramentas disponíveis, para promover modernização em suas condições físicas, operacionais e humanas.

Após todo esse avanço, as empresas paraibanas tornaram-se mais modernas e passaram a registrar alto nível de evolução em seus principais indicadores de desempenho, também em decorrência da implantação de um plano interno de gestão estratégica. A automação do sistema elétrico também é objeto de investimentos consideráveis, tendo em vista reduzir tempo e frequência das interrupções de energia, assim como garantir maior segurança na operação do sistema.

2. DEPARTAMENTO DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

O departamento da automação da distribuição (DEAD) é um setor novo na Energisa Paraíba, criada em 2008, que tem como objetivo a automatização do sistema de distribuição de energia. O DEAD tem um total de 20 colaboradores, entre eles engenheiros, técnicos e eletricitas, sendo dividido em três regionais denominadas de leste, centro e oeste, com localização respectivamente em João Pessoa, Campina Grande e Patos. Cada regional é constituída por um técnico, um eletricitista e o corpo administrativo, que é formado pelo gerente, coordenador, supervisor e engenheiro trainee. Os estagiários ficam na regional leste que é também a sede da empresa no estado. Todos têm uma função específica, mas com o mesmo objetivo final: manter o sistema de distribuição automatizado com energia de qualidade e de forma continua

para os clientes da concessão da Energisa. Apresenta-se na figura 2 o organograma da estrutura do DEAD.

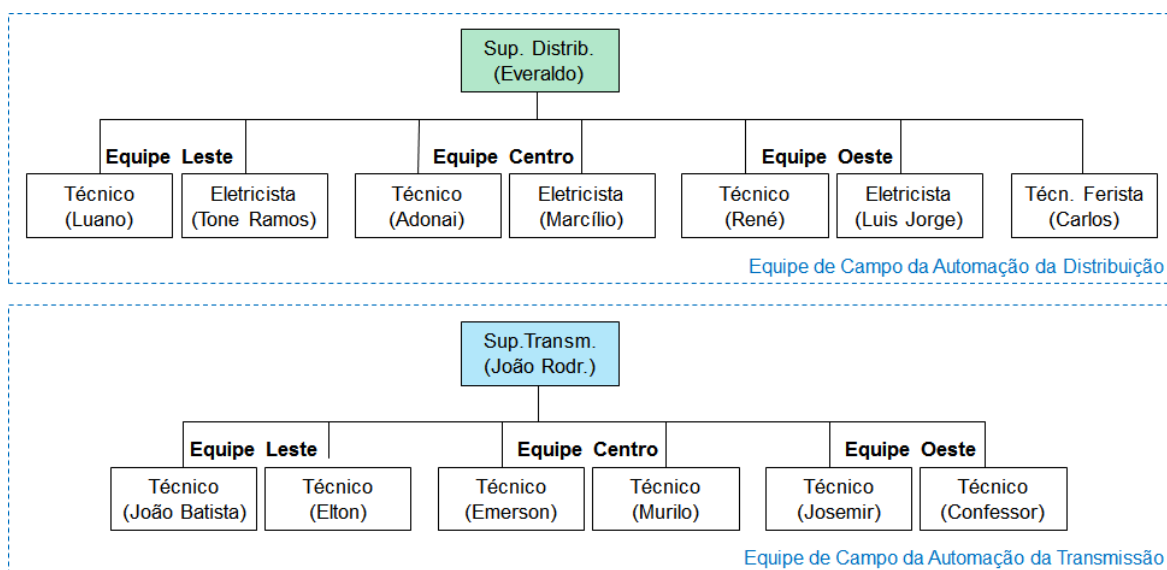
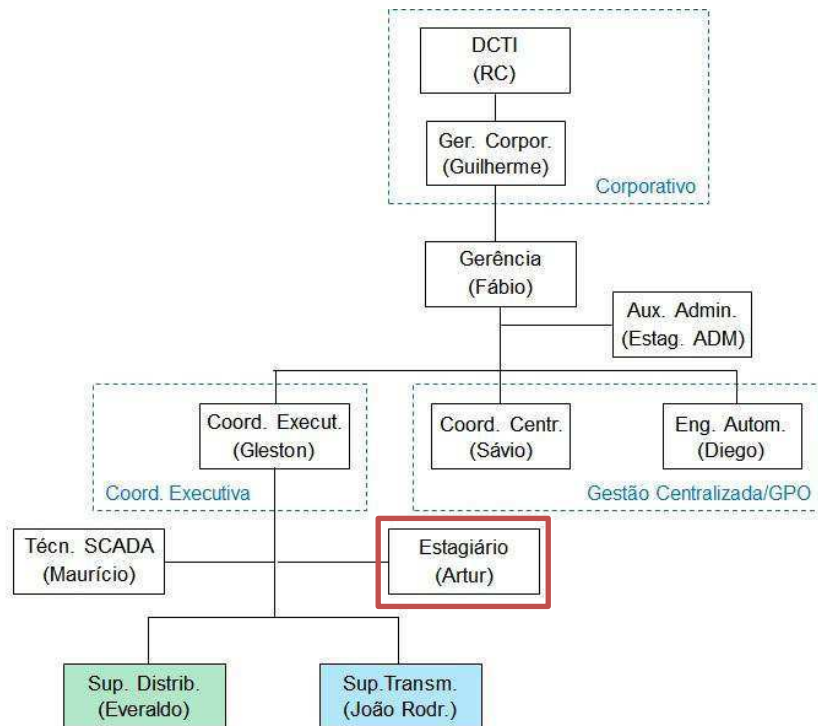


Figura 2: Organograma da estrutura do DEAD

As atividades associadas ao departamento dividem-se em:

- Planejamento da gestão dos equipamentos;
- Programa de expansão;
- Manutenção preventiva e corretiva;
- Gestão do software supervisor dos equipamentos telecomandados (VTS - Virtual Tag System);

3. EQUIPAMENTOS DO DEAD

O setor de Automação da Distribuição tem sob sua responsabilidade os seguintes equipamentos: religadores de linha, chaves automatizadas, reguladores de tensão, chaves a óleo, e sinalizadores de falta. Dentre esses, religadores de linha, chaves automatizadas e reguladores de tensão tiveram um foco maior no período de estágio e são descritos mais detalhadamente a seguir, dando ênfase ao seu princípio de funcionamento, a respectiva importância no sistema de distribuição de energia elétrica e a integração desses equipamentos no supervisor SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

3.1 RELIGADORES DE LINHA

O sistema aéreo de distribuição está sujeito a defeitos, condições climáticas e operacionais diversas, além das exigências legais de índices de qualidade. Clientes industriais, residenciais, comerciais e rurais, cada vez exigem mais qualidade e continuidade no fornecimento. Os defeitos podem ser de origem transitória ou de origem permanente. Independentemente da origem, os equipamentos de proteção devem ser dimensionados de tal forma que protejam o sistema e também, promovam a continuidade e a qualidade do fornecimento aos clientes em geral.

Religadores automáticos são amplamente utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia, pois são capazes de diferenciar faltas permanentes de temporárias, sendo que estas últimas representam de 80 a 95% dos casos de falta. A atuação dos elos fusíveis em casos de faltas transitórias leva a elevados custos de operação e principalmente, maior tempo de interrupção. Os índices de qualidade relacionados à este tempo de interrupção é fornecido pela concessionária a agência

reguladora ANEEL, podendo resultar em multas para a empresa, caso esses índices excedam os limites impostos. (PRODIST, 2011)

O religador deve ser instalado em série com o circuito. É um dispositivo capaz de realizar automaticamente aberturas e fechamentos de seus contatos principais quando houver uma sobrecorrente no trecho sob sua proteção. Esse processo pode se repetir de uma a três vezes e caso o defeito continue após todas as tentativas, o religador abrirá definitivamente, isolando a parte defeituosa do sistema. O tempo de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros parâmetros podem ser facilmente modificados pelo usuário, conforme as características elétricas e físicas do circuito que está protegendo.

Os religadores mais modernos podem ser operados e monitorados remotamente através de vários tipos de meios de comunicação. Isso é importante visto que o defeito pode ser detectado imediatamente e as manobras para seu isolamento podem ser realizadas à distância, evitando o deslocamento de equipes.

Na rede de distribuição primária da Energisa Paraíba e Borborema são utilizados religadores das marcas Nulec, Noja, Tavrida e Cooper dos fabricantes Schneider Electric, Noja Power, Ecil e Cooper Power System respectivamente, que mesmo sendo de marcas diferentes têm componentes semelhantes. Seus tanques principais estão apresentados nas figuras 3,4,5 e 6.

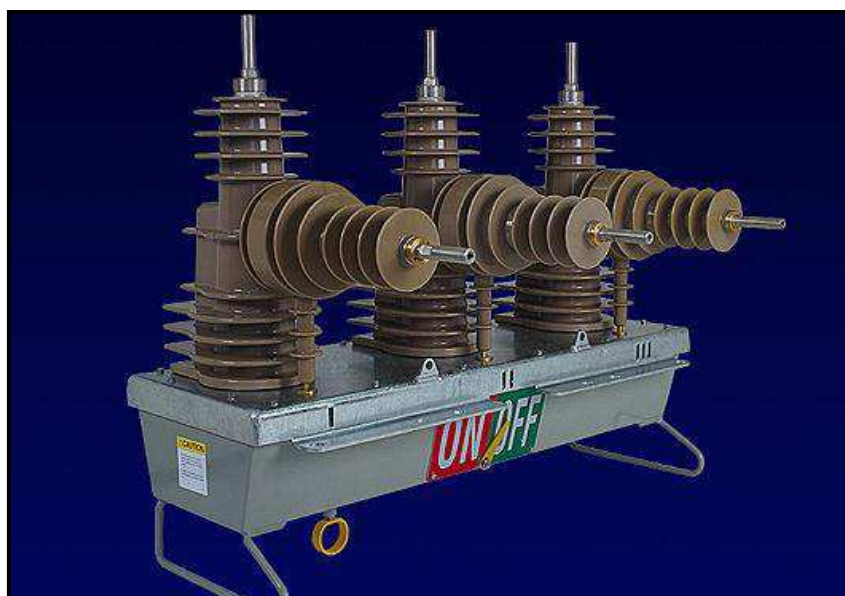


Figura 3: Religador Nulec.

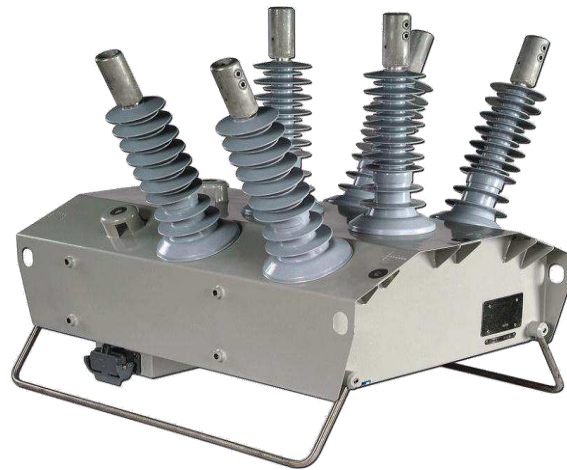


Figura 4: Religador Noja.



Figura 5: Religador Cooper.



Figura 6: Religador: Tavrida.

Os principais componentes dos tanques são sensores de tensão e corrente, buchas de alta tensão, sinalizadores de estado atual (aberto ou fechado), contatos internos, mecanismos de extinção de arco e o meio isolante. O tanque é responsável pela abertura física do circuito que está protegendo e por captar as informações de tensão e corrente para que sejam analisadas pelo cubículo de controle.

No cubículo de controle são feitas as análises das grandezas de corrente e tensão vindos dos sensores do tanque principal. O cubículo abriga os diversos módulos responsáveis pelas funcionalidades do religador, como: recepção e análise dos dados de corrente e tensão, comunicação remota via rádio, modem GPRS ou fibra ótica, controle local do equipamento a partir de um painel de controle, conexão entre um computador e o equipamento, entre outros.

A conexão do cubículo de controle ao tanque principal se faz por meio de um cabo de controle, chamado de cordão umbilical, que é responsável por levar as informações das grandezas elétricas do tanque ao cubículo para análise e as ordens de abertura e fechamento do cubículo ao tanque principal. O cubículo de controle é apresentado nas figuras a seguir.

**Figura 7: Cubículo de controle - Nulec****Figura 8: Cubículo de controle – Noja**



Figura 9: Cubículo de controle Tavrida.



Figura 10: Cubículo de controle Cooper.

3.2 CHAVES AUTOMATIZADAS

Esse equipamento tem grandes semelhanças com os religadores de linha. Sua principal diferença está na não possibilidade de abertura em corrente de curto-circuito. Seu funcionamento está diretamente ligado ao religador de linha, trabalhando em conjunto, o religador recebe o nome de religador de retaguarda. A chave seccionadora abre seus contatos automaticamente quando “sente” a ausência de tensão provocada pelo religador de retaguarda que atuou sobre a falta existente, passando pela chave ou não a corrente de curto circuito.

As chaves automatizadas também são usadas em interligações de dois alimentadores para fazer o auxílio remotamente de manobras para transferência de fluxo de potência.

As chaves automatizadas utilizadas pela Energisa Paraíba e Borborema são da marca Nulec e, da mesma forma que os religadores, possuem um cubículo para efetuar a

análise dos dados vindos dos sensores de tensão e corrente localizados no tanque principal. O cubículo tem os mesmos módulos encontrados em religadores, as mudanças existentes estão no firmware utilizado e em teclas de atalho com funções específicas de cada equipamento. Seu processo de instalação e os meios de comunicação usados são os mesmos encontrados em religadores de linha. Na figura 11 é apresentado seu tanque principal.

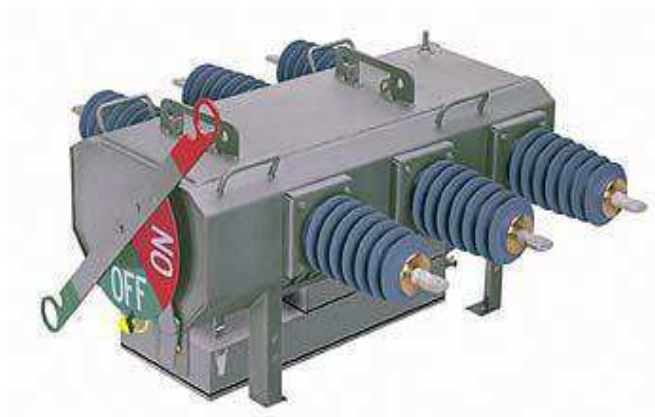


Figura 11: Tanque da chave automatizada

3.3 REGULADORES DE TENSÃO

Esse equipamento passou a ser de responsabilidade do departamento da automação da distribuição em meados de 2010 por ser automatizado. A sua funcionalidade consiste em regular tensão para o consumidor final deixando-o dentro dos padrões aceitáveis pela Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL. Além de trazer satisfação ao consumidor, redução de perdas na distribuição e o aumento do faturamento da concessionária.

Na prática, cada regulador de tensão regula sua própria fase nos sistemas monofásicos e trifásicos. Assim, teremos ligações que utilizam 2 ou 3 tanques, sendo que este conjunto é denominado Banco de Reguladores de Tensão. Vejamos algumas configuração típicas de ligação dos reguladores de tensão. (Toshiba, 2009)

3.3.1. CONEXÃO TÍPICAS DOS REGULADORES DE TENSÃO

3.3.1.1. CONEXÃO EM ESTRELA ATERRADO

A estrutura da ligação para a configuração da conexão em estrela aterrado é apresentado na figura 12. Nessa configuração cada regulador regula a sua própria fase e a faixa de regulação chega a 10%. O diagrama fasorial para uma regulação de 10% é apresentado na figura 13, vejamos:

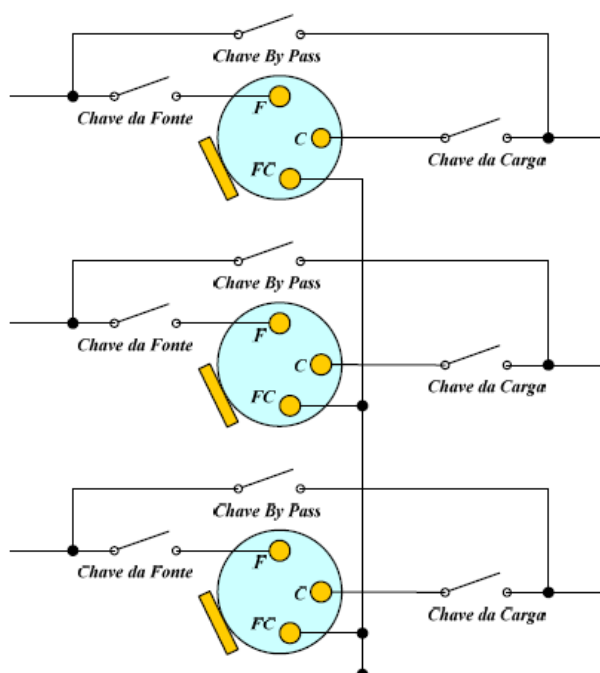


Figura 12: Regulador de tensão em estrela aterrado.

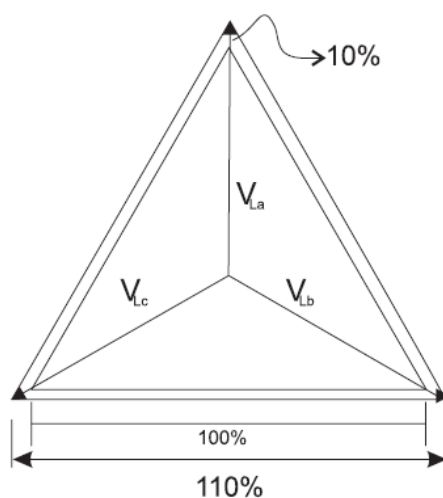


Figura 13: Diagrama fasorial para regulação a 10%.

Os bancos de reguladores monofásicos não podem ser operados em uma ligação com o neutro isolado, visto que o neutro do banco deve ser impreterivelmente conectado ao neutro do sistema para que a corrente de neutro num possível desequilíbrio de carga do banco tenha caminho fechado para a terra e, portanto, para fonte.

Caso a fonte seja em delta e o banco de reguladores em estrela, o neutro virtual da ligação estrela se deslocará e o banco entrará numa série de avalanche de comutações, deslocando para a posição máxima ou mínima os *taps* dos reguladores.

3.3.1.2. CONEXÃO EM DELTA FECHADO

A ligação de reguladores em delta fechado é apresentada na figura 14. Nesta ligação o terminal fonte-carga (FC) de um regulador está ligado ao terminal carga (C) da unidade adjacente. Na figura 15 é apresentado o diagrama fasorial para regulação máxima.

A ligação de três reguladores de tensão (RTs) em delta fechado proporciona $\pm 10\%$ de regulação na fase em que está conectado e mais $\pm 5\%$ na fase adjacente. Como são três reguladores conectados, o resultado será uma regulação de $\pm 15\%$ na tensão do banco.

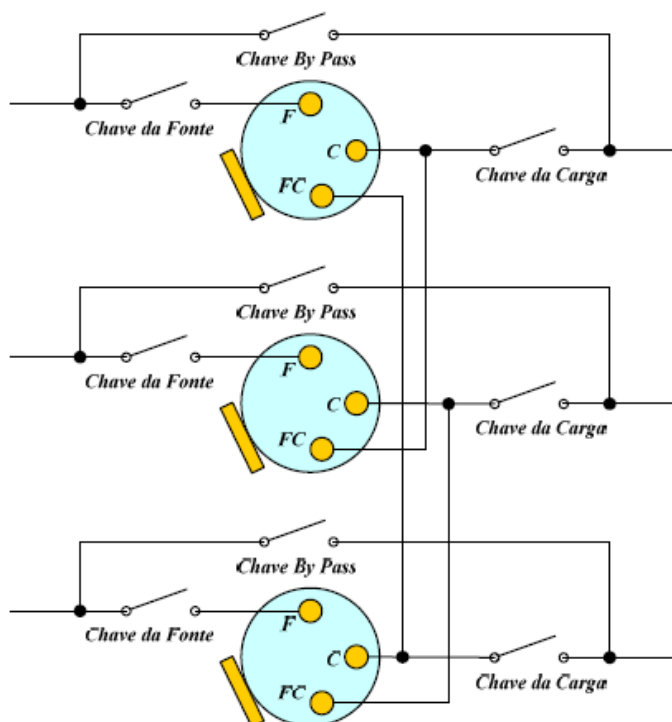


Figura 14: Ligação em delta fechado a 15 %.

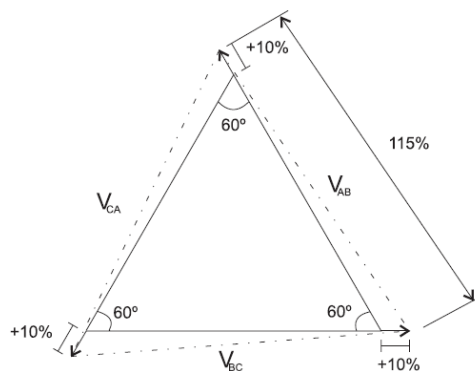


Figura 15: Diagrama fasorial para regulação máxima.

No caso da ligação em delta, deve-se observar os ajustes do compensador de que na linha, pois os transformadores de potências (TPs) monitoram as tensões de linha. No caso de um fator de potência unitário da carga a corrente lida pelo TC está 30° defasada em relação à tensão de linha. A direção da defasagem depende das conexões dos reguladores, ou seja, das polaridades das bobinas. (COOPER, 1978)

3.3.1.3. CONEXÃO EM DELTA ABERTO

Essa configuração utiliza bancos de dois reguladores. A figura 16 mostra os reguladores conectados entre as fases AB e CB. Essa ligação é vantajosa quando se trata de ligação em cascata, porque economiza um regulador, recomenda-se utilizar três ou no máximo, quatro bancos de reguladores em cascata, devido aos problemas de sobretensões no sistema.

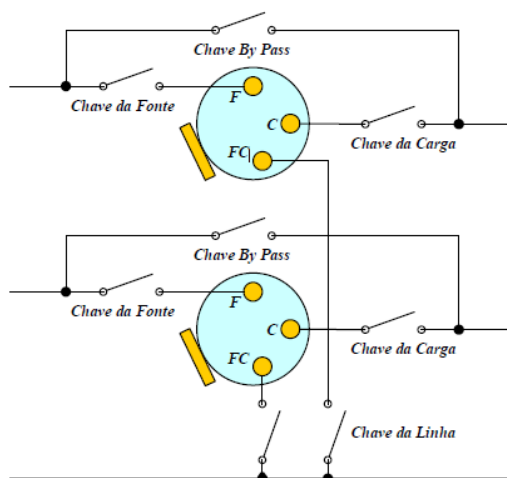


Figura 16: Conexão em Delta Aberto.

Na conexão em delta aberto cada regulador de tensão (RT) proporciona uma regulação de $\pm 10\%$ na fase em que está conectado e provoca um aumento de $\pm 5\%$ na terceira fase. Desta forma, a terceira fase também regula $\pm 10\%$. O diagrama fasorial da ligação Delta Aberto é apresentado na figura a seguir.

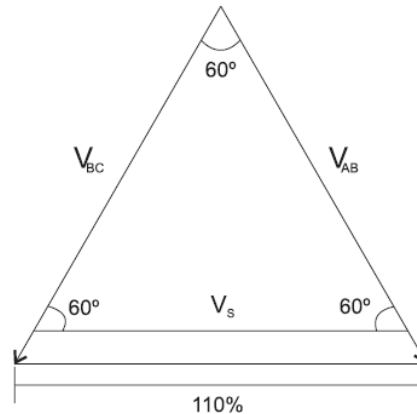


Figura 17: Diagrama fasorial da ligação em Delta Aberto.

Na ligação em delta aberto, um dos reguladores está conectado em atraso e outro em avanço. É necessária essa defasagem nos ajustes dos compensadores, da mesma maneira como é feito no banco em delta fechado.

3.3.2. SISTEMA DE CONTROLE

Os reguladores de tensão também apresentam cubículos de controle para a automatização do mesmo, fica o controle responsável por toda análise de nível de tensão decorrente e alterar, quando necessário, os tap's do transformador para ajustar o nível de tensão para o qual foi programado. O conector do tanque do regulador e o controle é padrão, assim o tanque não fica "amarrado" apenas a um controle, podendo ser substituído por outros. A Energisa PB/BO utiliza sete controles são eles: SincMaster, ITB, TBR-1000, TBR-800 e TBR-600 CL2, e CL2 A. O controle SincMaster vem recebendo uma atenção especial, pois este é um controle único, ou seja, ele integra 3 controles (um por fase) em um único controle que analisa e ajusta os tap's dos bancos individualmente, proporcionando melhorias elétricas e expressivas facilidades de operação e monitoramento.

Outra característica do controle SincMaster é a sua possibilidade de operação remota. Ele pode monitorar e realizar manobras a distância do banco via rede GPRS, SMS e rádio. Com a utilização da automação, manobras nos reguladores de tensão podem ser realizadas através do Centro de Operação da Distribuição (COD), obtendo-se muita rapidez no atendimento à reclamações de clientes relativas a níveis inadequados de tensão.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores de distribuição, a escolha adequada dos tipos de dispositivos para regulação de tensão, de sua localização e ajustes não é tarefa trivial, visto que o problema entra no âmbito da *análise combinatorial*, *restrições não lineares*, entre outros.

Não se tem conhecimento do uso em conjunto de reguladores de tensão e de banco de capacitores no mesmo alimentador para adequação do nível de tensão e de correção do fator de potência para uma carga. A justificativa é que o alimentador pode assumir característica capacitava e o controle do regulador de tensão não está preparado para identificar essa alteração do fator de potência. Além do que em período de carga leve, pelo efeito capacitivo, o lado carga do regulador pode ficar com uma tensão superior e incoerente daquela ajustada pelo controle, que leva o mesmo a trabalhar de forma errada. A figura 18 e 19 designa de forma ilustrativa a alteração da corrente (I) atrasada para corrente adiantada em relação à tensão (V), uma alteração que leva ao erro no controle do regulador de tensão. (SZUVOVIVSKI, 2008)

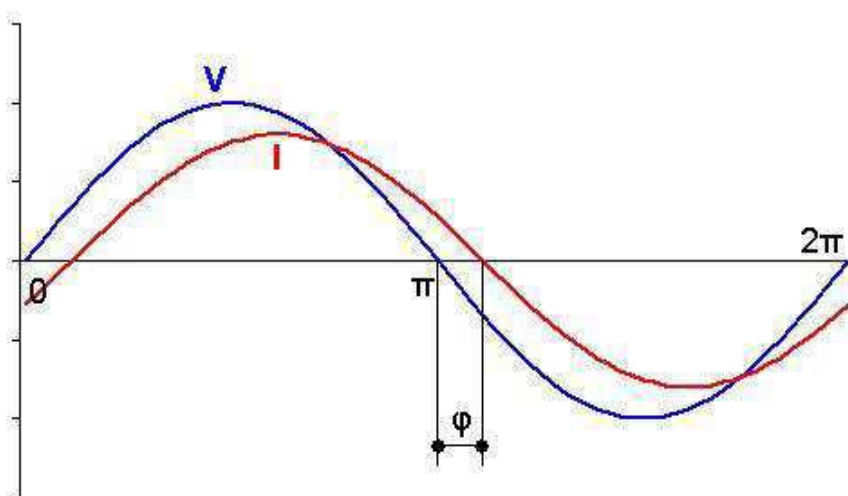


Figura 18: Onda de corrente (I) atrasada em relação à onda de tensão (V). A carga possui característica indutiva.

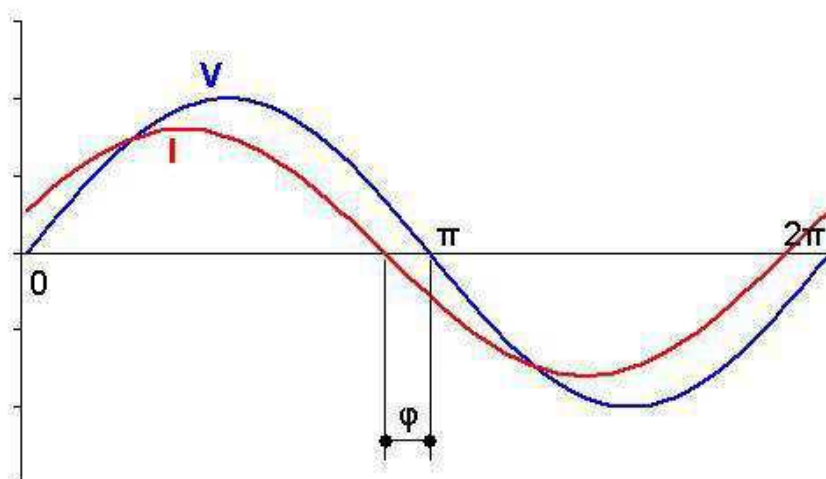


Figura 19: Onda de corrente (I) adiantada em relação à onda de tensão (V). A carga possui característica capacitiva.

3.4 ARQUITETURA DA COMUNICAÇÃO

Os equipamentos automatizados têm a função de se comunicar com os operadores do Centro de Operação da Distribuição (COD) e informar em tempo real, o seu estado e as grandezas elétricas do circuito no qual está atuando. Para isso a Energisa Paraíba e Borborema usa dois meios de comunicação distintos: modem GPRS e rádio.

Pela maior facilidade e flexibilidade de manutenção e instalação, é preferível o uso de modems GPRS para fazer a comunicação entre os equipamentos e os operadores do COD. O protocolo utilizado para comunicação entre o módulo de controle do cubículo e o Supervisor (Virtual Tag System) é o DNP3 (Distributed Network Protocol). A figura 20 apresenta o centro de comando de operações da distribuição e transmissão que se revertem 24 horas.



Figura 20: Centro de Operação da Distribuição.

3.4.1. MODEM GPRS

A arquitetura de comunicação via GPRS tem quatro etapas distintas: o conjunto de equipamentos de campo, a rede GPRS de operadoras terceirizadas, a sala de servidores da Energisa Paraíba e o COD.

O modem GPRS, instalado no cubículo, fica ligado ao módulo de controle do equipamento através de uma conexão serial direta. A conexão entre o modem e o servidor GPRS é feita através da estrutura de comunicações móveis das operadoras disponíveis na região onde o equipamento se encontra. No caso da Energisa Paraíba e Borborema, as operadoras usadas atualmente são Claro, TIM e VIVO. Por uma questão de confiabilidade, os modems vêm de fábrica com espaço para a instalação de dois chips, permitindo assim o uso das duas operadoras, uma preferencial e outra redundante. No caso de perda de sinal da operadora preferencial, a operadora redundante fica responsável pela conexão, automaticamente. Como as informações que transitam por essas redes são confidenciais e de extrema importância, as conexões junto às operadoras

são por rede virtual privada (VPN – Virtual Network Private), a fim de garantir uma maior segurança na transmissão desses dados. (RNP, 2004)

Antes das informações chegarem ao servidor, ainda passam por um *firewall* a fim aumentar a segurança do trânsito dos dados. Chegando no servidor, elas são enviadas para o COD, onde os operadores ficam monitorando o sistema elétrico. O esquema de comunicação é apresentado na figura 21.

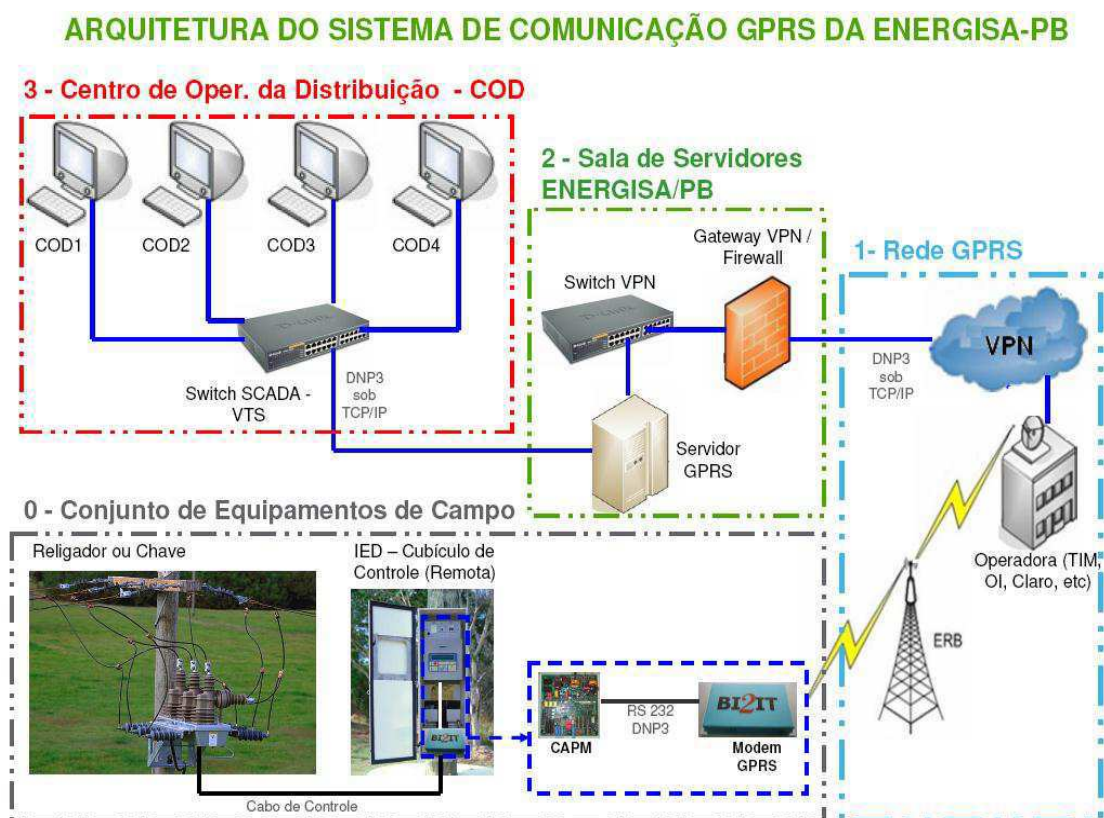


Figura 21: Comunicação via GPRS.

3.4.2. Rádio

A arquitetura a rádio é mais complexa em relação à arquitetura a modem GPRS. É utilizada quando não há cobertura GPRS. Esta arquitetura se divide em três níveis.

- O primeiro nível é composto pelos equipamentos da rede de distribuição a rádio que se comunica de forma direta ou através de repetidoras (RPT), com as bases localizadas em subestações.
- No segundo nível temos a unidade terminal remota (UTR), que capta e trata os dados enviados pelo rádio dos equipamentos. Cada subestação possui uma UTR e sua funcionalidade é de acordo com o setor responsável, podendo este ser da distribuição ou da subestação. Depois, com os dados adquiridos, a UTR, então, transmite as informações para um satélite através de uma antena.
- No terceiro nível, o satélite recebe o sinal enviado pela UTR e envia para a sede da EPB. Neste nível, o sinal é tratado e colocado na rede SCADA (abreviação de Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados). A partir do VTS, com as informações advindas da rede SCADA, os operadores do COD terão acesso às informações dos equipamentos, tais como: sequência de eventos, alarmes emitidos, medições etc. Apresentam-se nas figuras 22, 23 e 24, de forma ilustrativa, os níveis para comunicação a rádio, a arquitetura usada para estabelecer a comunicação e a UTR de Mussuré.

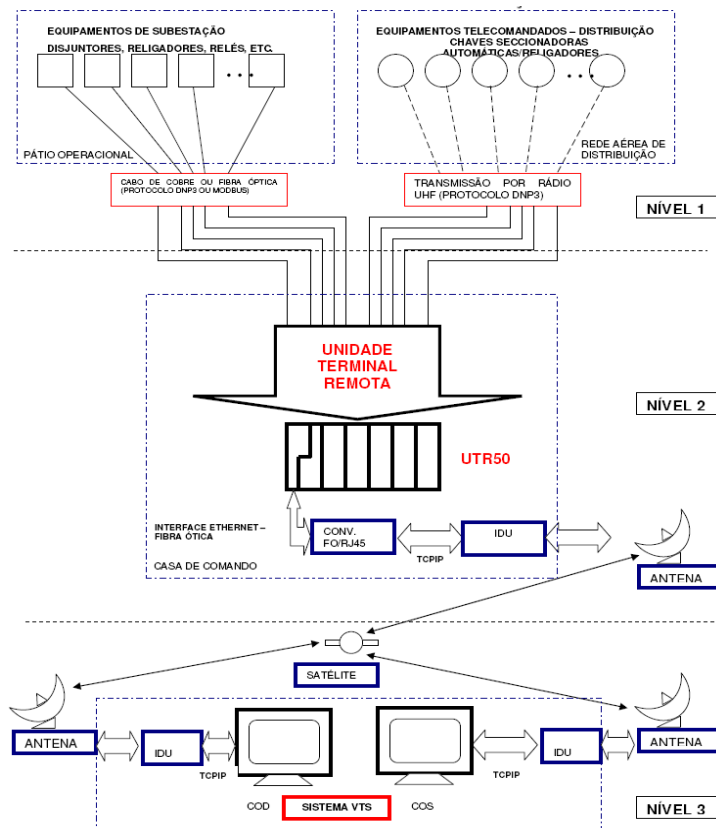


Figura 22: Comunicação via rádio.

Arquiteturas do Sistema SCADA da DST da EPB

- Via Rádio/FSK

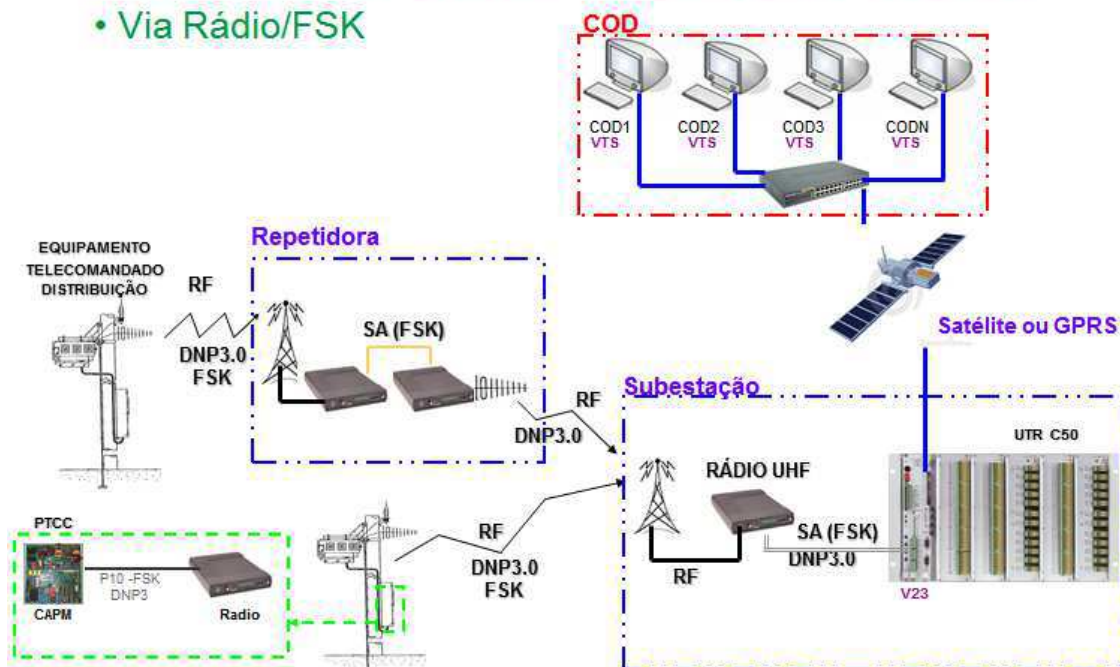


Figura 23: Arquitetura para comunicação via rádio.



Figura 24: UTR da subestação de Mussuré, João Pessoa - PB.

4. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

4.1 PROJETO DE INSTALAÇÃO DE RELIGADOR

No ano de 2011 foi aprovada pela diretoria geral da Energisa a instalação de 50 religadores de linha para toda Paraíba, todos telecomandados. Essa obra foi autorizada mediante o sucesso dos 246 religadores e 40 chaves em funcionamento as quais reduziram consideravelmente, os índices de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora- DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por unidade de Consumo- FEC, na região de atuação. Dentro desse projeto de estágio, foram realizadas etapas para determinação do local de instalação, levantamento do material para a obra e inspeção em campo da instalação.

4.1.1. ESCOLHA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

A escolha da melhor localidade para instalação do religador de linha é de responsabilidade do engenheiro de proteção e do engenheiro de projetos. Nessa escolha há diversos fatores que influenciam a prioridade das instalações, entre elas estão os

alimentadores da área urbana que se estendem a zona rurais. No caso de uma falta na zona rural, essa região deve ser isolada de forma a não afetar a zona urbana, principalmente os alimentadores com regiões de grande concentração de carga, por exemplo, centros comerciais e alimentadores que contêm clientes especiais, tipo indústrias e hospitais.

Na figura 25 é apresentada uma imagem retirada do software do Sistema de Gerenciamento da Distribuição (SGD) mostrando a localização de uma religador que foi instalado em julho deste ano, o qual está localizado na entrada da cidade de Fagundes, distrito de Campina Grande.

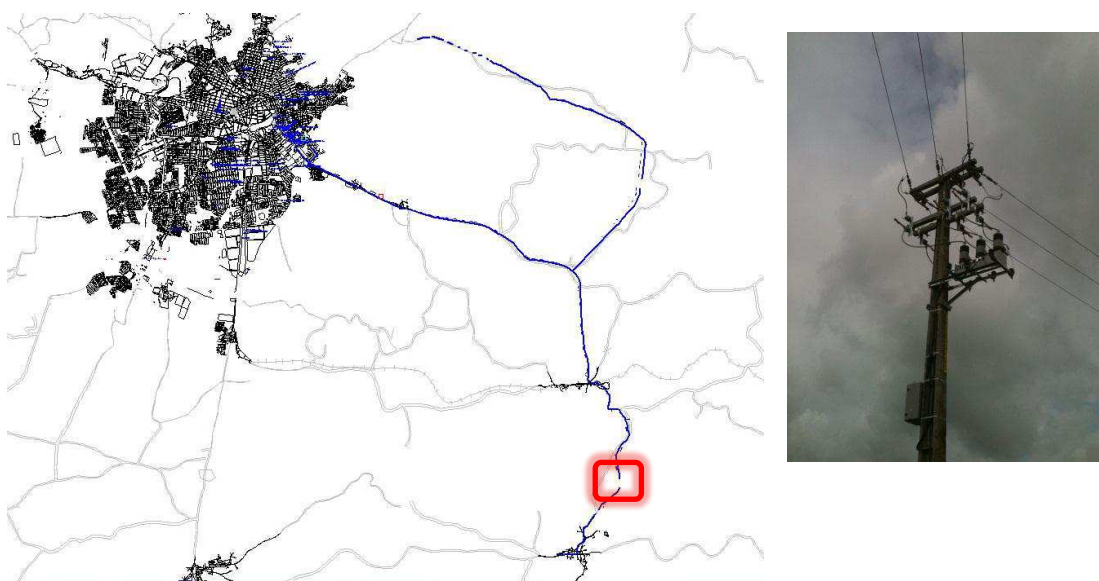


Figura 25: Alimentador vindo da SE CGU / L1 que alimenta Fagundes e o religador do modelo Cooper instalado.

O sistema de distribuição da Energisa PB/BO se caracteriza por seus alimentadores primários estarem dispostos de forma seletiva, que consiste pela possibilidade de alimentação alternativa da carga. Essa manobra de transferência de alimentação pode ser realizada de forma automática, com o uso de chaves seccionadoras com comunicação remota ou de forma manual, com o uso de chave a óleo.

Nas interligações entre alimentadores, onde estão instaladas atualmente chaves à óleo, com o projeto de instalação dos religadores da Energisa, esses pontos foram beneficiados pela substituição por religadores para tornar as transferências de carga entre alimentadores mais rápida, sem ter a necessidade de deslocamento de equipes para

tal manobra. Foi escolhido religador e não chaves automatizadas por questões de “custo - benefício” já que um religador custa aproximadamente 1 mil reais mais caro que uma chave automatizada, mas que permite agregar funções de proteção e religamento adicionais . (Isoni, 2003)

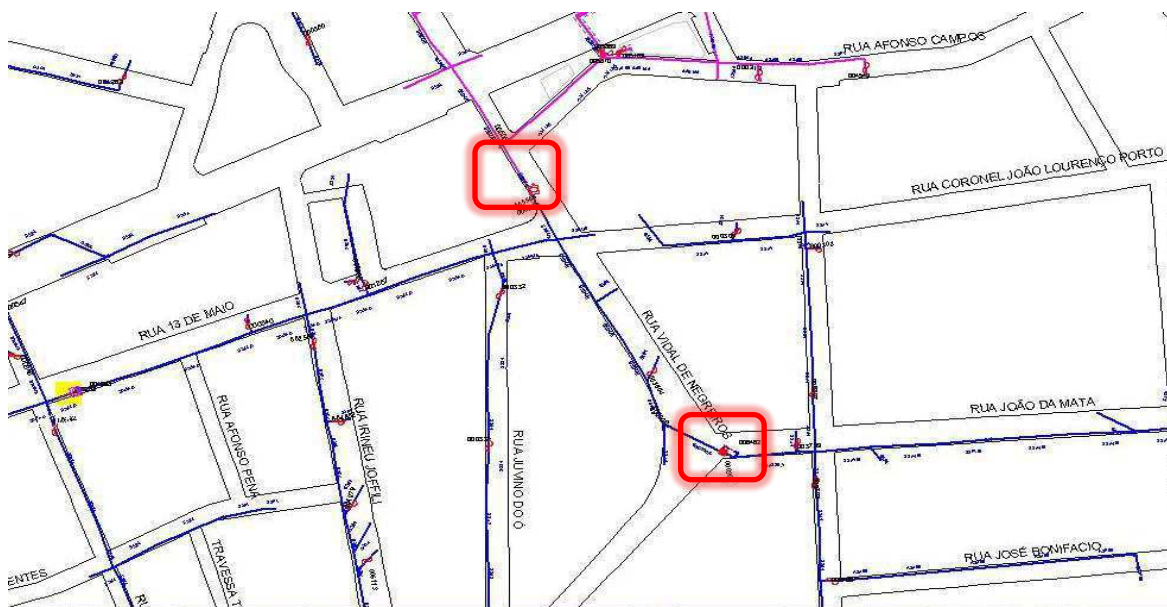


Figura 26: Interligação de dois alimentadores- centro de Campina Grande.

Nas figuras 26 e 27 é apresentado o estudo da troca da chave a óleo pelo religador posto em prática no centro comercial de Campina Grande. Observa-se que, a maior parte do centro é alimentado por dois alimentadores, L3 (Azul) e L4(Rosa) da subestação de CGU do José Pinheiro. Na intercessão dos dois alimentadores há uma chave a óleo, normalmente aberta. E descendo a Rua Vidal de Negreiros, há uma chave automatizada, normalmente fechada. Essas chaves estão dispostas de tal forma, que havendo uma falta no alimentador L3 antes da chave automatiza, parte do centro de Campina Grande, incluindo o hospital Clipsi e o Parque do Povo, não ficará sem energia.

Ocorrendo a falta, a chave automatizada seria aberta, isolando o trecho com defeito e em seguida a chave a óleo seria fechada restabelecendo a energia para o centro. Nesse projeto de estágio, a chave automatizada foi substituída por um religador para melhorar a proteção do sistema. Para o ponto de junção dos alimentadores seria instalado um religador normalmente aberto (NA). Como atividade do estágio, esta

proposta foi avaliada e foi dada a sugestão de reutilizar a chave automatizada no lugar do religador (NA) que foi bem aceito pelo engenheiro do projeto.

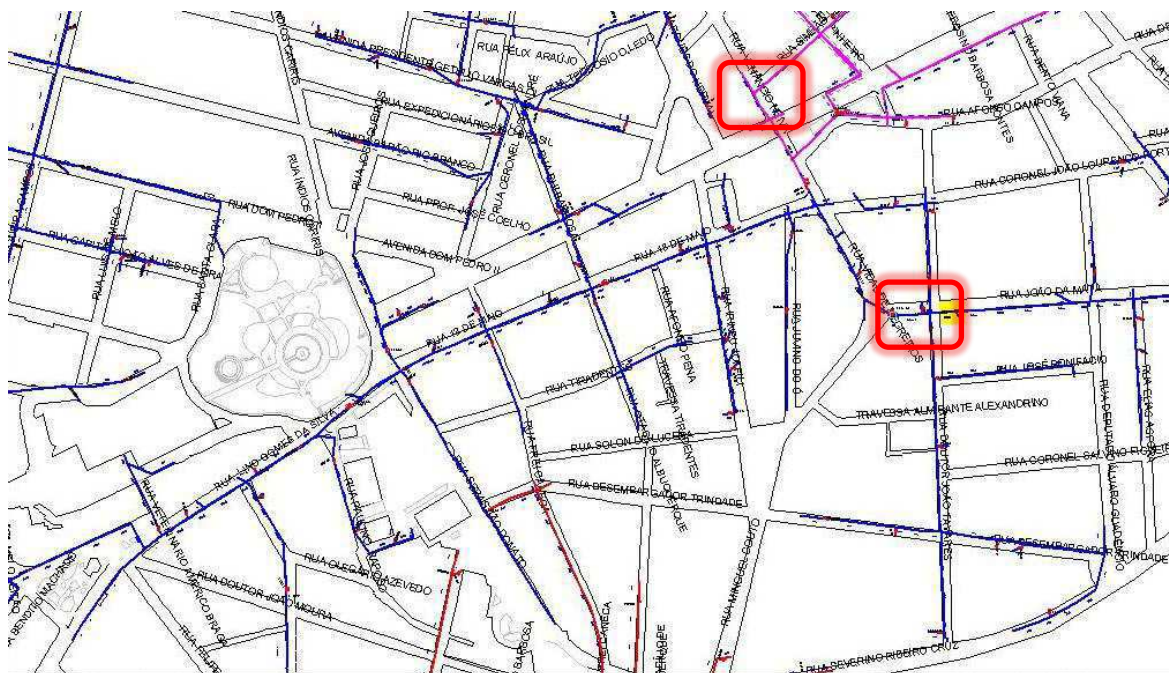


Figura 27: Croqui do Centro de Campina Grande com os pontos em destaque da instalação dos religadores.



Figura 28: Religador instalado no centro de Campina Grande – Rua João da Mata.

4.1.2. SITE SURVEY

Definido o ponto de instalação dos religadores a próxima etapa foi a realização do *site survey*, que é uma metodologia aplicada na inspeção técnica minuciosa do local que será objeto da instalação da nova infraestrutura. De posse do croqui, é designado o supervisor (técnico) e às vezes, o acompanhamento do engenheiro para fazer a vistoria. Nessa vistoria é feito todo o levantamento dos materiais que serão necessários para a instalação do equipamento, foram realizadas várias visitas e entre os pontos a serem observados se destacam os seguintes:

- i. Acessibilidade do local
 - Se há porteiros ou obstáculos para automóveis e caminhões;
 - Se em época chuvosa há acesso ao local;
 - Se é alocado em propriedades de terceiros.

- ii. Estrutura e poste
 - Se há estrutura e poste no local escolhido para a instalação.
 - Se o poste tem a altura/esforço padrão para a instalação desse tipo de equipamento (11 metros/600kgf).
 - Se a disposição e o tipo das cruzetas são adequados para a instalação desse tipo de equipamento (N4).
 - Se há alimentação de baixa tensão no poste.
 - Se a fonte (transformador) se encontra antes ou depois do local de instalação do equipamento.

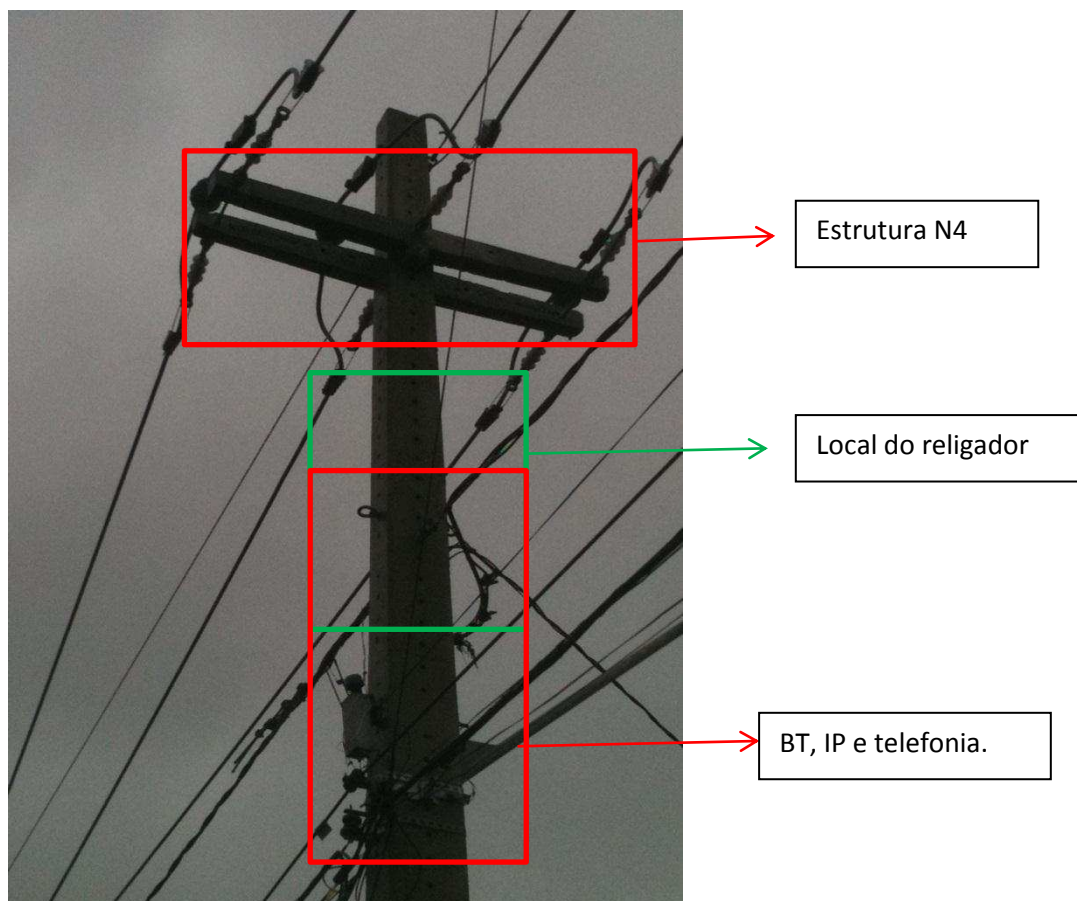


Figura 29: Poste onde será instalado um religador.

A figura 29 corresponde a um local onde será instalado um religador. Apesar de estar quase pronta para receber um religador, falta espaço para o encaixe, pois:

- 1) Estrutura N4 baixa;
- 2) Rede de baixa tensão (BT) acima do nível adequado;
- 3) Rede de iluminação pública (IP) acima do nível adequado;
- 4) Rede de telefonia instalada de forma inadequada.

Esse tipo de ocorrência é bastante comum, sendo necessário fazer um *pedido de execução de serviço (PES)* para o desligamento da rede de média tensão por 2 horas, pois a equipe de linha viva não consegue suspender a cruzeta da estrutura N4 sem abrir o circuito.

Feita a análise do local e aprovado, a estrutura para receber o religador, a próxima etapa foi a realização do teste para definir qual o melhor meio de comunicação disponível para o religador. Primeiro se testa a rede GPRS com as operadoras TIM, CLARO e VIVO. A operadora que apresentar o melhor nível de sinal que abaixo de -80 dbm será a operadora principal. Caso não haja nível suficiente de sinal, se faz o teste

com rádio. Para este caso é necessário programar com a equipe do departamento de telecomunicações para fazer a verificação em qual repetidora ou subestação vai fechar o melhor enlace para a comunicação.

Se a situação do local escolhido para instalação do equipamento não for satisfatória, no âmbito da sua comunicação, o engenheiro de proteção e do projeto deve ser avisado e sugerir outro local para instalação do equipamento.

4.1.3. INSTALAÇÃO DO EQUIPAMENTO

Caso o local escolhido atenda as necessidades, uma empresa terceirizada é acionada para fazer a instalação do religador. A equipe de automação tem o dever de fiscalizar as instalações e levantar as pendências e os prazos para a conclusão do serviço. A figura 30 apresenta a empresa terceirizada, Energy, instalando o religador cuja supervisão foi uma das atividades realizadas no estágio.



Figura 30: Empreiteira a instalar o religador.



Figura 31: Religador (NA) instalado pela empreiteira.

O padrão da Energisa usado para a instalação desse tipo de equipamento está presente na figura 31. Ele precisa conter conjuntos de chaves faca de entrada e saída (lado fonte e lado carga, respectivamente) e um conjunto específico, conhecido como *By-Pass*, responsável por retirar ou colocar o equipamento em série com o alimentador. (Eletric, 2003)

As instalações começaram no início de junho e sofreram um atraso devido às ocorrências de chuvas, o fim das instalações está previsto para o fim de agosto. No decorrer do estágio foram realizados dez *site survey* e seis inspeções de obra. Em anexo seguem os custos aproximados para instalação de 1 (um) religador.

4.2 ELABORAÇÃO DE PROCEDIMENTOS

Uma das preocupações dos engenheiros do departamento da automação é que o conhecimento adquirido em treinamentos e no dia a dia dos colaboradores seja guardado em forma de procedimentos operacionais, para eventuais pesquisas e treinamentos de novos técnicos. Uma das responsabilidades do estagiário foi elaborar os procedimentos, formatação dos textos e verificação do passo a passo para validação.

Os procedimentos criados estão dispostos na tabela a seguir:

Tabela 1: Lista de Procedimentos



PLANO DE AÇÃO - ELABORAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DO DEAD

DATA	ELABORADOR	ÁREA
01/04/11	Glêston C. Agra	DEAD EPB/EBO
OBJETIVO		ÁREA
Indicar as ações e responsáveis para elaboração dos procedimentos da automação		DEAD EPB/EBO
PROCEDIMENTOS DO DEAD		
ITEM	DESCRIÇÃO	ELABORADOR
1	Procedimento para ajuste classe zero pelo <i>Remote Terminal View</i> (RTV).	Arthur
2	Procedimento de teste de configuração de modems Serta BIZIT e GPRSServer;	Maurício
3	Procedimento para leitura da <i>Unidade Terminal Remota</i> (UTR) com RTV;	Arthur
4	Procedimento para leitura do <i>config</i> (CFG) - Noja;	Carlos
5	Procedimento para o acesso remoto aos equipamentos da distribuição da Energisa;	Maurício
6	Procedimento para substituição da placa V23;	Arthur
7	Procedimento para energização do regulador de tensão;	René
8	Procedimento para alterar das tag's no VTS;	Arthur
9	Procedimento para manutenção preventiva de religadores de linha e chaves automatizadas;	Carlos
10	Procedimento de execução de manutenção de regulador de tensão;	Adonai
11	Procedimento para configuração da nova CFG usando o <i>System Configurator</i> ;	Arthur
12	Procedimento para implantação da OAP (Ordem de Ajuste de Proteção) nos equipamentos (religadores e chaves) do fabricante Nulec – Schneider Electric usando o software WSOS4	Luano
13	Procedimento de Realização do Site Survey;	Luano
14	Manutenção em Reguladores de Tensão;	René
15	Supervisão de serviços de terceiros nas instalações de religadores de linha - RL e chaves automatizadas – CA;	Luano
16	Remanejamento de equipamentos (Religadores e Chaves Automatizadas);	Glêston
17	Desinstalações de equipamentos: Religadores de linha - RL e Chaves Automatizadas – CA;	Everaldo
18	Manutenção em cubículos e religadores;	Carlos
19	Procedimento para Configuração do Servidor GPRS HORUS;	Maurício
20	Instalações de religadores de linha - RL e Chaves Automatizadas – CA.	Leveraldo

A criação dos procedimentos só foi possível devido ao treinamento fornecido pela empresa de soluções em engenharia - Schneider Eletric. Esse treinamento teve como ênfase a integração de um religador Nulec com o supervisório VTS utilizando GPRS e rádio. Teve duração de três dias, totalizando 24 horas.

Todos os procedimentos desenvolvidos até o momento foram testados passo a passo pelos técnicos com a supervisão do coordenador e do estagiário e validado para a

primeira revisão. Os demais procedimentos serão criados no decorrer do ano. Os procedimentos operacionais elaborados durante o estágio se encontram nos apêndices A e B.

4.3 GESTÃO DO DEPARTAMENTO DA AUTOMAÇÃO

O controle das atividades e dos equipamentos é essencial para se ter uma boa gestão. Para isso, existem alguns documentos implantados pela automação da distribuição (AD) para controle das atividades realizadas pelos técnicos e também dos equipamentos. Existe uma planilha de planejamento anual, em que é feito um estudo com respeito à projeção da quantidade de equipamentos em operação que necessitarão de manutenções corretivas e/ou preventivas dia a dia. A cada semana, os técnicos informam se foi cumprido o planejamento imposto para ser realizada a atualização do status desta planilha.

Na tabela 2 é apresentada uma amostra das manutenções realizadas pela equipe do centro durante os meses de março e abril.

Tabela 2: Tabela da programação de manutenção preventiva.

Programação Semanal das Manutenções Programadas (Preventiva - Inspeção Visual)							Demanada de Manutenção Corretiva levantada na inspeção realizada	Período == >>>			
Legenda: S (segunda-feira), T (terça-feira), Q (quarta-feira), I (Quinta-feira) e X (Sexta-feira)								Previsto	355	Semanal	
								Realizado	43	Semanal	
								Percentual (%)	12%	Semanal	
Itens	Cod. Operação (BTO)	Equip.	Empresa	Regional	Conjunto elétrico	Status Manut.	Número da última OS	Status da OS	Períodicidade (dias)	Última Inspeção	Próxima Inspeção
2	17771	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND	1045	PEND	360	14/4/10	abr-11
3	17889	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND			360		dez-00
4	17861	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND			360		dez-00
5	17969	RR	EPB	Leste	JP LESTE	PEND			360		dez-00
6	17865	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND	1037	PEND	360	17/3/10	mar-11
7	17869	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND	1044	PEND	360	30/3/10	mar-11
8	17917	RR	EPB	Leste	JP CENTRO	PEND			360		dez-00
9	17909	RR	EPB	Leste	JP SUL	PEND	1051	OK	360	16/4/10	abr-11
10	17054	RR	EPB	Leste	JP SUL	PEND	1052	OK	360	16/4/10	abr-11

As manutenções foram priorizadas seguindo critérios de distância entre a cidade de lotação e os equipamentos (início de atendimentos por locais próximos à base) e por necessidade de uso do tipo de equipamento (religadores, chaves automatizadas e reguladores de tensão têm prioridade).

No decorrer do tempo foram encontradas dificuldades para utilização dessa planilha devido a grande quantidade de equipamentos que necessitam de manutenção corretiva, visto que é mais cabível deslocar uma equipe para fazer uma manutenção corretiva do que uma preventiva. Na maioria das vezes a equipe necessita fazer deslocamentos superior a 80 km para realizar essa manutenção, o que torna inviável realizar outro deslocamento para continuar o cronograma de manutenções preventivas previamente já definido.


A solução foi encontrar uma forma para a equipe realizar manutenções preventivas na região em que houve deslocamento para prestar a manutenção corretiva. Para isso foi necessário fazer o levantamento de todos os equipamentos de domínio da AD por região e localidade. Durante o estágio foi criada uma planilha denominada de *Acompanhamento diário das equipes*, na qual constam todas as informações que o gestor necessita para acompanhar a equipe na sua rotina.

As tabelas 3 e 4 apresentam uma parte da tabela para acompanhamento diário. Essa tabela apresenta uma característica de ser bastante dinâmica e automatizada no seu preenchimento, para evitar perda de tempo. À medida que o técnico responsável vai preenchendo com o *número do equipamento* que foi realizar uma manutenção vai ficando registrado na segunda tabela (tabela 4) o dia da última visita que foi realizada e a quantidade de visitas que o mesmo sofreu no ano. Além disso, ele pode fazer um “filtro” na localidade em que foi deslocado e separar os equipamentos daquela cidade ou região e realizar manutenção preventiva.

Definiu-se uma meta mensal de 40 equipamentos para serem visitados, o que dá uma média de dois por dia, para 20 dias uteis. Criou-se um campo *de meta cumprida e eficiência* para medir o desempenho da equipe, ou seja, se o técnico retornou mais de uma vez para o equipamento é porque o mesmo não foi eficiente na resolução do defeito, gerando custo e despesas adicionais. Além disso, a tabela faz um levantamento do material que foi utilizado na resolução do defeito, que dá ao gestor a informação de qual material foi usado, qual foi o seu destino e sua quantidade no estoque.

A planilha foi apresentada ao coordenador e ao gerente do departamento para aprovação e substituição. Hoje está sendo utilizada pelos colaboradores os quais devem apresentar ao gestor toda sexta feira para análise dos resultados.

Tabela 4: Tabela de Acompanhamento diário - Última visita.

		Energisa Paraíba		
		Departamento da Automação da Distribuição - DEAD		
Acompanhamento diário das equipes - LESTE				
Componente	Equipamento	Localidade	Qtd. de Visitas	Última visita
17612	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
10572	RR	SAPÉ	0	#N/D
10783	RR	SANTA RITA	1	6-jun-11
15267	RR	ITABAIANA	0	#N/D
5542	RR	CONDE	1	7-jun-11
12539	RR	SAPÉ	0	#N/D
6915	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
18315	RR	CAAPORÃ	0	#N/D
12540	RR	SAPÉ	0	#N/D
75522	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
16853	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
16857	RR	ITABAIANA	0	#N/D
16861	RR	CONDE	0	#N/D
16865	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
16869	RR	CAAPORÃ	0	#N/D
16873	RR	ITABAIANA	0	#N/D
16877	RR	ITABAIANA	0	#N/D
17035	RR	JP CENTRO	0	#N/D
17039	RR	JP OESTE	0	#N/D
17043	RR	JP OESTE	0	#N/D
17045	RR	JP SUL	0	#N/D
17051	RR	JP SUL	0	#N/D
17054	RR	JP SUL	0	#N/D
16885	RT	ITABAIANA	0	#N/D
17059	RR	JP LESTE	0	#N/D
17063	RR	JP SUL	0	#N/D
17067	RR	JP OESTE	0	#N/D
17055	RR	JP SUL	0	#N/D
17075	RR	JP OESTE	0	#N/D
17079	RR	JP OESTE	0	#N/D
17083	RR	JP SUL	0	#N/D
8962	RR	MAMANGUAPE	0	#N/D
17761	RR	JP CENTRO	0	#N/D
17767	RR	CONDE	0	#N/D
17771	RR	JP CENTRO	0	#N/D
17775	RR	CONDE	0	#N/D
17779	RR	JP CENTRO	0	#N/D
17783	RR	CAAPORÃ	0	#N/D
17787	RR	ITABAIANA	0	#N/D
17791	RR	JP CENTRO	0	#N/D
17795	RR	ITABAIANA	0	#N/D
17799	RR	JP CENTRO	0	#N/D

5. CONCLUSÃO

Durante o estágio supervisionado surgiram oportunidades de conhecer, além da área de automação, estrutura de proteção do sistema de distribuição, telecomunicação e os treinamentos realizados pela Energisa. Além disso, foi possível adquirir conhecimentos de administração para gerenciamento e execução de projetos para instalação de equipamentos automatizados.

O estágio supervisionado, além de tornar o aluno apto a adquirir o título de engenheiro eletricista, agregou conhecimentos importantes para formação profissional. O convívio com profissionais de diversas áreas e com vasta experiência, proporciona uma contribuição de grande valia para formação pessoal do aluno.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Toshiba*. (2009). Acesso em 08 de julho de 2011, disponível em Reguladores de tensão Toshiba: <http://www.toshiba.com.br/t/Brasil/conteudo.php?content.11>
- Eletric, S. (2003). *Manual técnico do religador Nulec*. Queensland.
- Energisa. (2009). Portal Grupo Energisa. Acesso em 21 de Março de 2011, disponível em Energisa: <http://www.energisa.com.br/grupoenergisa>
- Filho, J. M. (2002). *Instalações Elétricas Industriais*. Rio de Janeiro: L.T.C.
- História da Energisa*. (s.d.). Acesso em 19 de julho de 2011, disponível em História da Energisa Paraíba e Borborema: <http://portal.energisa.com.br/Borborema/Energisa%20Borborema/A%20Empresa/Historia.aspx>
- Isoni. (2003). *Arranjos de Sistemas de Distribuição Elétrica para Instalações de Médio e Grande Porte*. ENGEPARC ENGENHARIA Ltda.
- PRODIST, P. d. (01 de 01 de 2011). *Qualidade da Energia Elétrica*. pp. 32-39.
- R.S.Mantovani, J., Casari, F., & A.Romero, R. (03 de Dezembro de 2000). *Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão*. p. 10.
- Resener, M. (2008). *Alocação e Ajuste Ótimo de Reguladores de tensão em Sistemas de Distribuição*. 2008. 106f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- Salengue, W. (1974). *Barramentos Condutores em Instalações Elétricas Industriais*. Rio de Janeiro.
- SZUVOVIVSKI, I. (2008). *Alocação Simultânea de Bancos Capacitores e Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição*. 2008, 207f. Dissertação (Mestrado em engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, Paraná, Brasil .
- RNP. (2004). Acesso em 10 de 07 de 2011, disponível em **RNP – Rede Nacional de Ensino e Pesquisa**: <http://www.rnp.br/newsgen/9811/vpn.html>

Anexo

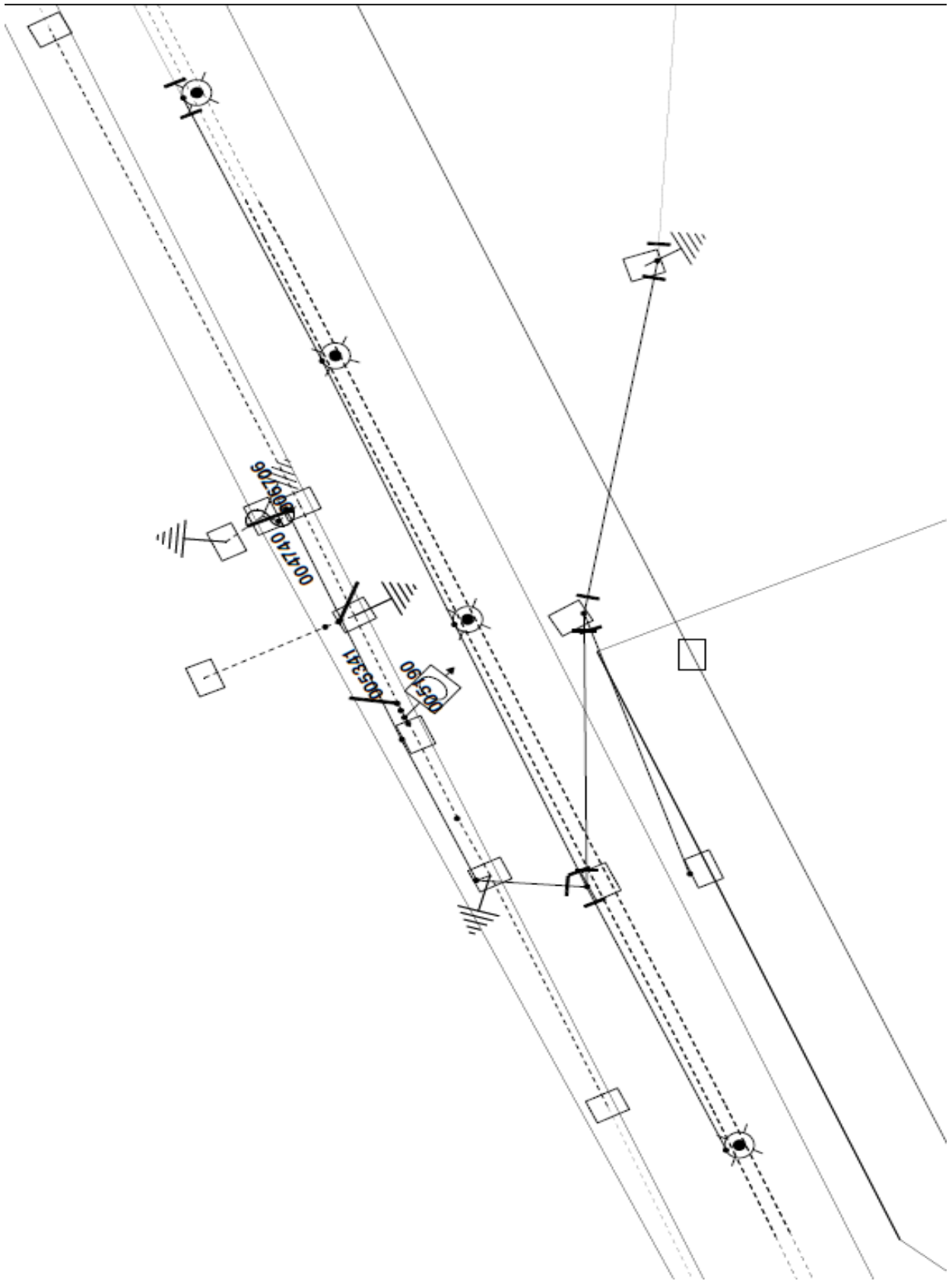


Figura 32: Croqui da localização e da estrutura encontrada no local onde será instalado o religador referente à figura 26.

Tabela 5: Custo do investimento para implantação de um religador no sistema de distribuição.

Código (SIAGO)	Descrição de material	Unid.	Qtd.	Custo UNITE. (SIAGO)	Custo Total R\$ / Consumidor	Observações
1. Equipamento Principal					24.417,86	
605252	Religador Trifásico	Pç	1	24.417,86	24.417,86	
2. Equipamento de comunicação (Rádio)					3.217,00	
614469	Radio Motorola DGM6100	Pç	1	2.900,00	2.900,00	
605505	Antena Yagi para UHF, faixa 406-430MHZ, modelo DIRU 160/12B, com ganho de 16 dBi (fabricante ARS)	Pç	1	300,00	300,00	
615465	Cabo coaxial KMP RG 058	M	10			
605097	Conector tipo N macho para cabo coaxial RGC 058	Pç	1	10,00	10,00	
605124	Conector UHF macho mini cabo coaxial RGC 058	Pç	1	7,00	7,00	
	Suporte para antena Yagi	Pç	1			
Obs.: Caso o meio seja com Modem GPRS					800,00	
	Modem GPRS	Pç	1	800,00	800,00	
	Antena GSM	Pç	1		0,00	Geralmente incluso
	Cabo de comunicação	Pç	1		0,00	Geralmente incluso
	Chip celular da operadora (principal) - Assinatura	Pç	1		0,00	OPEX: Assinatura mensal R\$10,00
	Chip celular da operadora (redundante) - Assinatura	Pç	1		0,00	OPEX: Assinatura mensal R\$10,00
3. Componentes Menores					6.047,69	
32349	Alça aço - carb16mm	Und	6	0,63	3,78	
32324	Alça aço - carb 1/0 AWG-CA/CAA 70	Und	6	2,37	14,22	
35000	Alça aço - carb 336,4 AWG CAA	Und	3	9,00	27,00	
32861	Ampactinho verde	Und	5	0,9	4,5	
32862	Ampactinho vermelho	Und	5	0,55	2,75	
10054	Armação 2 estribos	Und	1	10,41	10,41	
10062	Arruela quad 18X38MM galv	Pç	30	0,24	7,20	
2826	Cabo multiplex P/RS1x1x1+16	M	80	0,88	70,4	
71	Cabo aço cobre aterramento; AC	Kg	2	22,12	44,24	
2649	Cabo Anti-Trancking 185MM 15KV	M	20	8,35	167,00	
3	Cabo de alumínio CAA 1/0 AWG	Kg	10	7,48	74,80	
7	Cabo de alumínio CAA 4 AWG	KG	2	7,66	15,32	
32	Cabo de cobre NU 70mm2	KG	6	27,26	163,56	
32921	cartucho conector cunha amarela	Und	10	2,63	26,3	
32920	Cartcho p/ conec cunha azul	Und	15	2,00	30,00	
92919	Catucho p/ conec cunha vermelha	Und	15	2	30	
32847	Chave faca Unip. 15 kV - 400A	Pç	9	212,53	1.912,77	
32880	Conector cunha 70-70mm2 - cobre	Und	4	11,38	45,52	
32909	Conec cunha paral 336-336MCM	Und	9	3,83	34,47	
32807	Conec term. comp. CB 170mm -T6	Pç	21	4,15	87,15	
32899	Conec. cunha paral. 336,4 - 4 AWG	Und	10	3,99	39,9	
32903	Conec. cunha paral 1/0 a 1/0 AWG	Und	6	4,03	24,18	
32905	Conec. cunha paral 336,4-1/ AWG	Und	9	4,29	38,61	
32879	Conector cunha 70 - 35mm2 - cobre	Und	1	14,66	14,66	
32791	Conec. comp. H. 25A70x16A35	Und	2	0,87	1,74	
32798	Conec.term. comp. CB- 53(1/0)	Und	3	1,77	5,31	
32801	Conec. termi. comp. CB - Ater. 6,4 MM	Und	6	0,68	4,08	
32790	Conec. comp. H 16A35X16A35	Und	6	0,68	4,08	
22121	Cruzeta concreto tipo T 1900MM	Und	4	37,55	150,20	
35796	Eletroduto roscável PVC rígido	Und	3	3,48	10,44	
10249	Fecho p/ fita de aço 19MM	Und	8	0,26	2,08	
42	Fio de cobre isolado 1,5 mm2	M	15	0,36	5,4	
30260	Fio de grinfá recozido	Kg	0,3	9,4	2,82	
10250	Fita de aço inox 19MM	Und	1	57,86	57,86	
50794	Fita eletr. Auto fusão 19mm x 10m	Und	1	4,7	4,7	
50796	Fita isolante N 33	Und	3	2,5	7,5	
10111	Gancho olhal galvanizada	Pç	6	3,85	23,10	
10130	Haste terra aço/cobre 2400 MM	Pç	3	21,77	65,31	
32276	Isolador polimérico susp.15 KV	Pç	6	22,38	134,28	
30274	Isolador roldana porcelana	Und	2	2,45	4,9	
10253	Luva de pvc preta 3/4"	Und	3	0,31	0,93	
10125	Manilha sapatinha	Pç	6	4,55	27,30	
30335	Massa calafetadora	KG	1	11,81	5,91	
10195	Paraf. rosca dupla 16x450mm	Pç	8	4,10	32,80	
10196	Paraf. rosca dupla 16x500mm	Pç	4	4,68	18,72	
12602	Paraf. rosca dupla 16x200mm	Und	2	2,52	5,04	
10220	Paraf.rosca dupla16x350mm	Und	4	4,43	17,72	
32655	Pára-raios 13,8 KV	Pç	6	69,00	414,00	
32666	Perfuração 1,5	Und	4	1,78	7,12	
32664	Perfuração P35	Und	4	3,06	12,24	
12279	Porca olhal aço carbono 16mm	Pç	6	3,19	19,14	
10164	Porca quadrada galv 16X24MM	Pç	12	0,38	4,56	
22721	Poste de concreto DT 11/1000	Pç	1	1.062,67	1.062,67	
611723	Transformador de potencial	Pç	1	1.047,00	1.047,00	
4. Custos Adicionais - Atividades/Serviços					9.752,70	
Site Survey - Cobertura de Telecom						
	Alimentação de colaboradores	und	4	30,00	120,00	
	HH da equipe tecnica	hh	4			
	Hospedagem (02 equipes) - DSTE/DEAD	und	4	85,00	340,00	
	Combustível	L				
Instalação						
	Hospedagem (01 colaborador) - DEAD	und	1	85,00	85,00	
	Alimentação de colaboradores	und	1	30,00	30,00	
	HH da equipe técnica	hh	1			
	Combustível	L				
Integração						
	Hospedagem (01 colaborador) - DEAD	und	1	85,00	85,00	
	Alimentação de colaboradores	und	1	30,00	30,00	
	HH da equipe tecnica	hh	1			
	Combustível	L				
Mão-de-obra de Terceiros						
	Contratação de empreiteira para Instalação	HH	1	4.075,00	4.075,00	
	Contratação de empresa Integradora	HH	1	4.987,70	4.987,70	
Valor total por equipamento					43.435,25	Atualizado em: 25/03/2011
Notas:						
(1) Os custos das atividades/serviços referentes à retirada de equipamentos existentes devem ser acrescidos ao valor do serviço referente a instalação;						
(2) Os custos de transporte de pessoal e equipamentos devem ser incluídos ao valor do serviço;						
(3) Os materiais sem código no SISUP ou valores médios (ex. ferragens), falar com Rodrigo pelo telefone 7082.						

Apêndice

Apêndice A – ALTERAÇÃO DAS TAG'S NO VTS

Procedimento Operacional

PRO – DEAD 014/2011 R1

Procedimento para alteração das Tag's no VTS

Abril/2011

1ª revisão

ÍNDICE

1. OBJETIVO-----	44
2. APLICAÇÃO-----	44
2.1. PESSOAL -----	44
2.2. INSTALAÇÕES -----	44
3. DEFINIÇÕES-----	44
3.1 PROFISSIONAL QUALIFICADO -----	44
3.2 PROFISSIONAL HABILITADO-----	44
3.3 PROFISSIONAL CAPACITADO -----	44
4. PROCEDIMENTOS -----	44
4.1 PROCEDIMENTOS GERAIS. -----	44
5. BIBLIOGRAFIA -----	53

1.OBJETIVO

Estabelecer procedimentos para alterar Tag's no Virtual Tag's System (VTS), visando credenciar os técnicos e eletricitas da automação para realizar essa operação, quando houver necessidade operacional e por solicitação.

2. APLICAÇÃO

2.1. Pessoal

Este procedimento destina-se à equipe (técnicos e eletricitas) da Automação da Distribuição (AD) das empresas Energisa Paraíba/Borborema e das empresas contratadas para execução de serviços da área.

2.2. Instalações

Esta instrução aplica-se aos equipamentos (religadores, chaves reguladores de tensão e sinalizadores de falta) da rede de distribuição do sistema elétrico das empresas Energisa Paraíba/Borborema.

3. DEFINIÇÕES

3.1 Profissional Qualificado

É considerado profissional qualificado aquele que comprovar conclusão de curso específico na área elétrica reconhecido pelo Sistema Oficial de Ensino.

3.2 Profissional Habilitado

É considerado profissional habilitado o trabalhador previamente qualificado e com registro no competente conselho de classe.

3.3 Profissional Capacitado

É considerado profissional capacitado aquele que atenda as seguintes condições simultaneamente:

- a) Receba capacitação sob a orientação e responsabilidade de profissional habilitado e autorizado;
- b) Trabalhe sob a responsabilidade de um profissional habilitado e autorizado pela empresa.

4.PROCEDIMENTOS

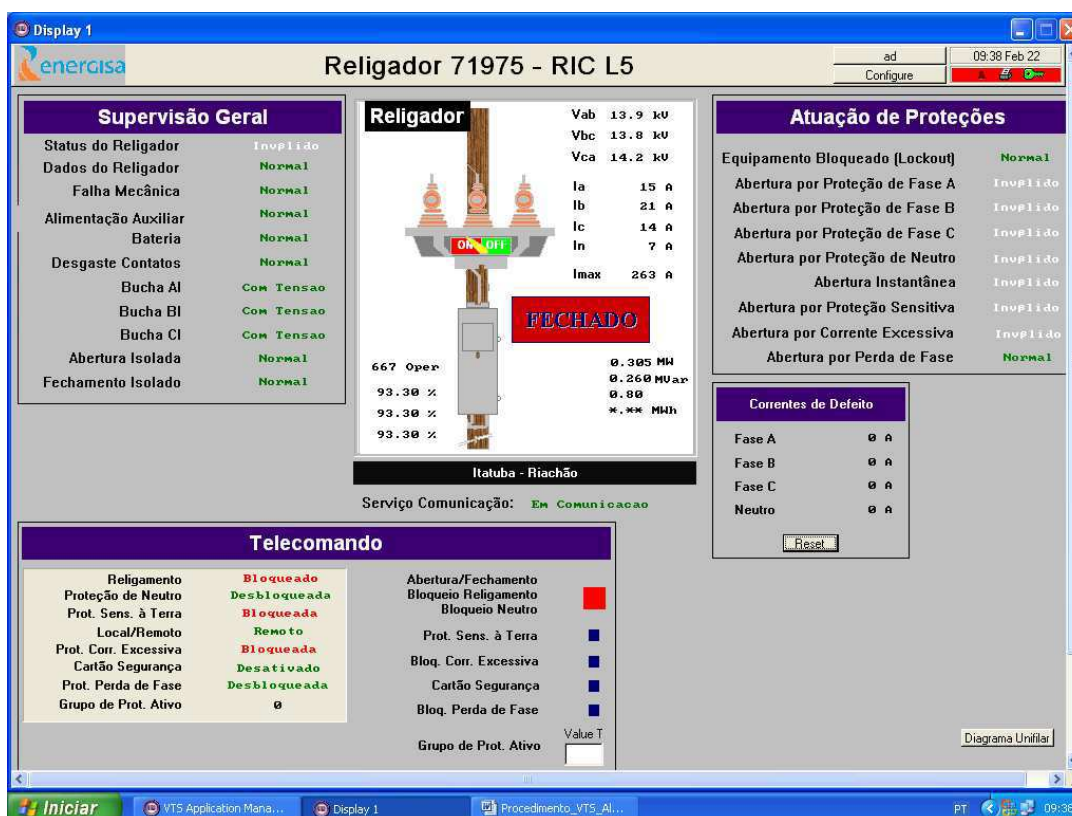
4.1 Procedimentos gerais.

1. Selecciona no VTS (software já rodando) um equipamento (Ex: componente 71975) que queremos alterar os Tag's;



Tranche	Componente	Situacao atual	Alimentador/SE	Comunicacao	Good	Bad	Normalizado	% Comunic.	Controle de Serviço	Observacao
LPT 1	20868	Fechado	01L2/SHE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 1	69141	Fechado	01L2/D1H	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 1	71975	Fechado	01L5/RIC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 1	69245	Fechado	01L5/RIC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Local - NF	6PRS - LUPR
LPT 1	73568	Fechado	01L5/JER	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69083	Fechado	01L6/GBA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69097	Fechado	01V1/CSD	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69089	Invalido	01L1/ESP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69096	Fechado	01L3/SBP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69093	Fechado	01L6/JER	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 2	69197	Fechado	01L3/SBP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 3	75521	Fechado	01L3/ARR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Local - NF	6PRS - LUPR
LPT 3	75523	Fechado	01L2/D1H	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 3	75524	Fechado	01L1/GBA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 3	75530	Fechado	01L2/SHE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 3	75526	Invalido	01L5/JER	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Operação Remota - NF	RAD10
LPT 4	61487	Invalido	01L3/INT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Em integração	RAD10
LPT 4	61463	Fechado	01L2/JER	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Em integração	RAD10
LPT 4	61475	Fechado	01L3/SJC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Show Comm		Show Stata	Em integração	6PRS - SCHIEDER

2. Abre a tela do equipamento a ser modificado;



Religador 71975 - RIC L5

ad 09:38 Feb 22

Configure

Supervisão Geral

Status do Religador: **Invalido**

Dados do Religador: **Normal**

Falha Mecânica: **Normal**

Alimentação Auxiliar: **Normal**

Bateria: **Normal**

Desgaste Contatos: **Normal**

Bucha AI: **Com Tensao**

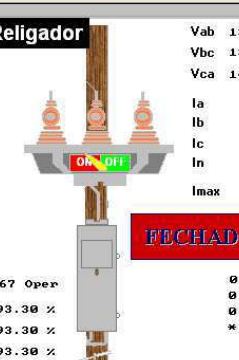
Bucha BI: **Com Tensao**

Bucha CI: **Com Tensao**

Abertura Isolada: **Normal**

Fechamento Isolado: **Normal**

Religador



667 Oper

93.30 %

93.30 %

93.30 %

Itatuba - Riachão

Serviço Comunicação: **Em Comunicação**

Atuação de Proteções

Equipamento Bloqueado (Lockout): **Normal**

Abertura por Proteção de Fase A: **Invalido**

Abertura por Proteção de Fase B: **Invalido**

Abertura por Proteção de Fase C: **Invalido**

Abertura por Proteção de Neutro: **Invalido**

Abertura Instantânea: **Invalido**

Abertura por Proteção Sensitiva: **Invalido**

Abertura por Corrente Excessiva: **Invalido**

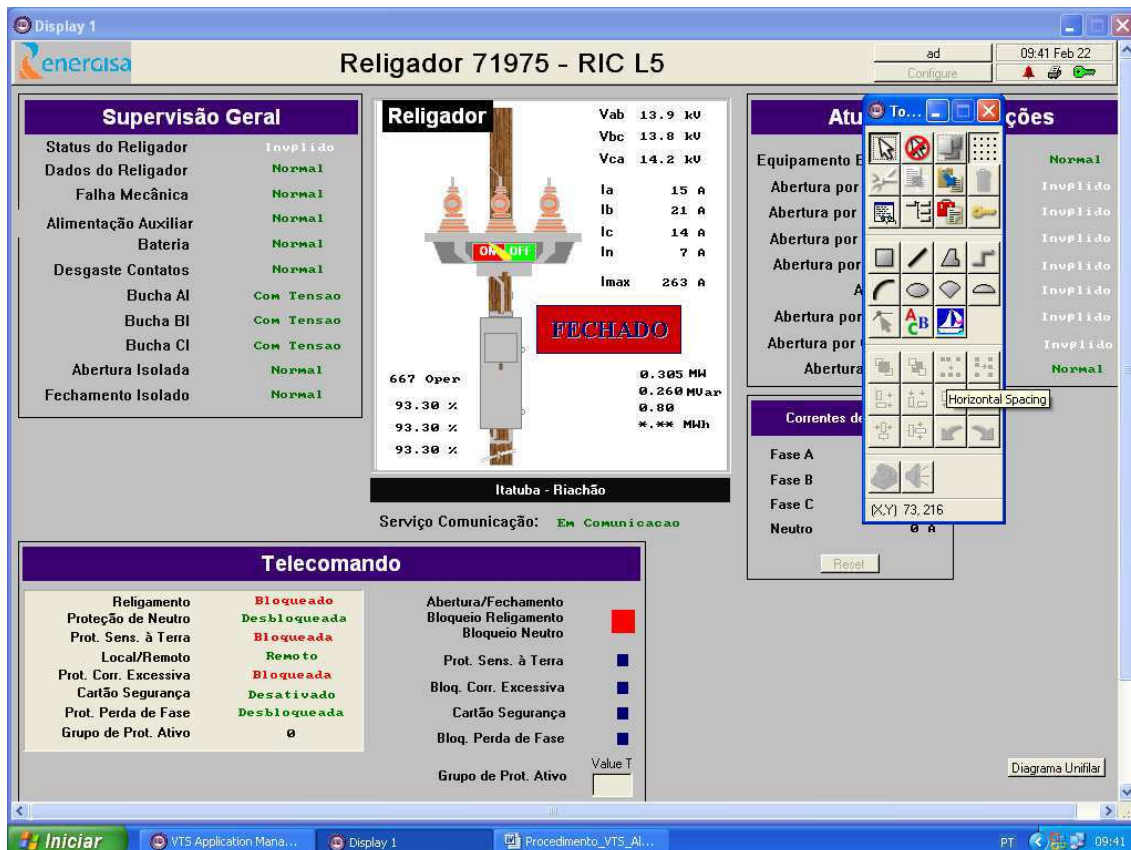
Abertura por Perda de Fase: **Normal**

Telecomando

Religamento: Bloqueado	Abertura/Fechamento: <input type="checkbox"/>
Proteção de Neutro: Desbloqueada	Bloqueio Religamento: <input type="checkbox"/>
Prot. Sens. à Terra: Bloqueada	Bloqueio Neutro: <input type="checkbox"/>
Local/Remoto: Remoto	Prot. Sens. à Terra: <input type="checkbox"/>
Prot. Corr. Excessiva: Bloqueada	Bloq. Corr. Excessiva: <input type="checkbox"/>
Cartão Segurança: Desativado	Cartão Segurança: <input type="checkbox"/>
Prot. Perda de Fase: Desbloqueada	Bloq. Perda de Fase: <input type="checkbox"/>
Grupo de Prot. Ativo: 0	Grupo de Prot. Ativo: Value.T <input type="text"/>

Diagrama Unifilar

3. Click na aba “**Configure**” para selecionar a barra de ferramentas “**Tools**” que aparecerá uma nova janela;



4. Com a barra de ferramentas ativa, click na ferramenta (**Pick Graphics**) – passe o mouse em cima para mostrar o nome (caixa com setinha)

5. Passe o mouse em cima da Tag a ser alterada e para poder selecioná-la click com o botão direito do mouse;

6. click na tag a ser alterada com o botão direito do mouse e selecione “**Properties**”;

Display 1

energisa

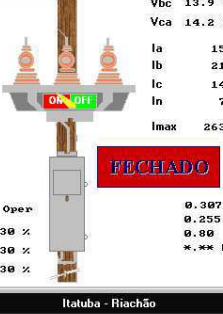
Religador 71975 - RIC L5

ad 09:52 Feb 22

Supervisão Geral

Status do Religador	Inopli
Dados do Religador	Normal
Falha Mecânica	Normal
Alimentação Auxiliar	Normal
Bateria	Normal
Desgaste Contatos	Normal
Bucha AI	Com Tensao
Bucha BI	Com Tensao
Bucha CI	Com Tensao
Abertura Isolada	Normal
Fechamento Isolado	Normal

Religador



Vab	14.0 kV
Vbc	13.9 kV
Vca	14.2 kV
Ia	15 A
Ib	21 A
Ic	14 A
In	7 A
Imax	263 A

667 Oper

0.307 MH

93.30 %

0.255 MVAr

93.30 %

0.80

93.30 %

*.*** MWh

Itatuba - Riachão

Serviço Comunicação: Em Comunicação

Atuação de Proteções

Equipamento Bloqueado	Normal
Abertura por Proteção de Fase A	Inopli
Abertura por Proteção de Fase B	Inopli
Abertura por Proteção de Fase C	Inopli
Abertura por Proteção de Neutro	Inopli
Abertura Instantânea	Inopli
Abertura por Proteção Seletiva	Inopli
Abertura por Corrente Excessiva	Inopli
Abertura por Perda de Fase	Normal

Telecomando

Religamento	Bloqueado
Proteção de Neutro	Desbloqueada
Prot. Sens. à Terra	Bloqueada
Local/Remoto	Remoto
Prot. Corr. Excessiva	Bloqueada
Cartão Segurança	Desativa
Prot. Perda de Fase	Bloqueada
Grupo de Prot. Ativo	0

Abertura/Fechamento	■
Bloqueio Religamento	■
Bloqueio Neutro	■
Prot. Sens. à Terra	■
Bloq. Corr. Excessiva	■
Cartão Segurança	■
Bloq. Perda de Fase	■
Grupo de Prot. Ativo	Value T

Correntes de Defeito

Fase A	0 A
Fase B	0 A
Fase C	66.13 A
Neutro	0 A

Windows Taskbar: Iniciar, VTS Application Mana..., Display 1, Procedimento_VTS_Ai..., PT, 09:52

Display 1

energisa

Religador 71975 - RIC L5

ad 09:55 Feb 22

Supervisão Geral

Status do Religador	Inopli
Dados do Religador	Normal
Falha Mecânica	Normal
Alimentação Auxiliar	Normal
Bateria	Normal
Desgaste Contatos	Normal
Bucha AI	Com Tensao
Bucha BI	Com Tensao
Bucha CI	Com Tensao
Abertura Isolada	Normal
Fechamento Isolado	Normal

VTS Graphic Editor

Tag: GBA_RL_01L1_LOP_BLOQ GBA_01L1

Text Change

Font: No Tag Selected

State 0 Text: Bloqueada State 0 Color: Red

State 1 Text: Desbloqueada State 1 Color: Green

State 2 Text: State 2 Color: Cyan

State 3 Text: State 3 Color: Grey

Invalid Text: Invalido Invalid Color: White

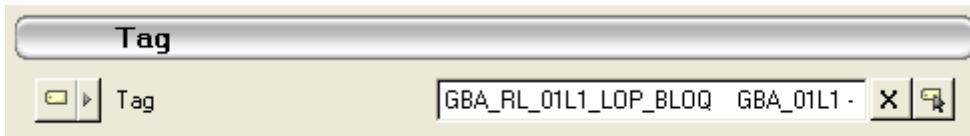
OK Cancel

Telecomando

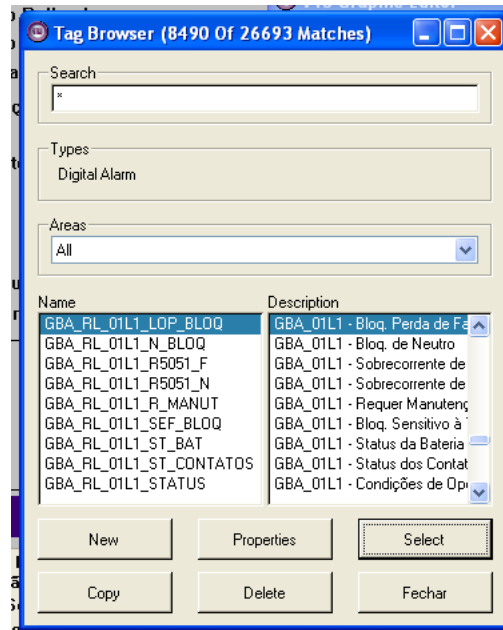
Religamento	Bloquead
Proteção de Neutro	Desbloque
Prot. Sens. à Terra	Bloquead
Local/Remoto	Remoto
Prot. Corr. Excessiva	Bloquead
Cartão Segurança	Desativa
Prot. Perda de Fase	Bloquead
Grupo de Prot. Ativo	0

Windows Taskbar: Iniciar, VTS Application Mana..., Display 1, Procedimento_VTS_Ai..., Imagem - Paint, PT, 09:55

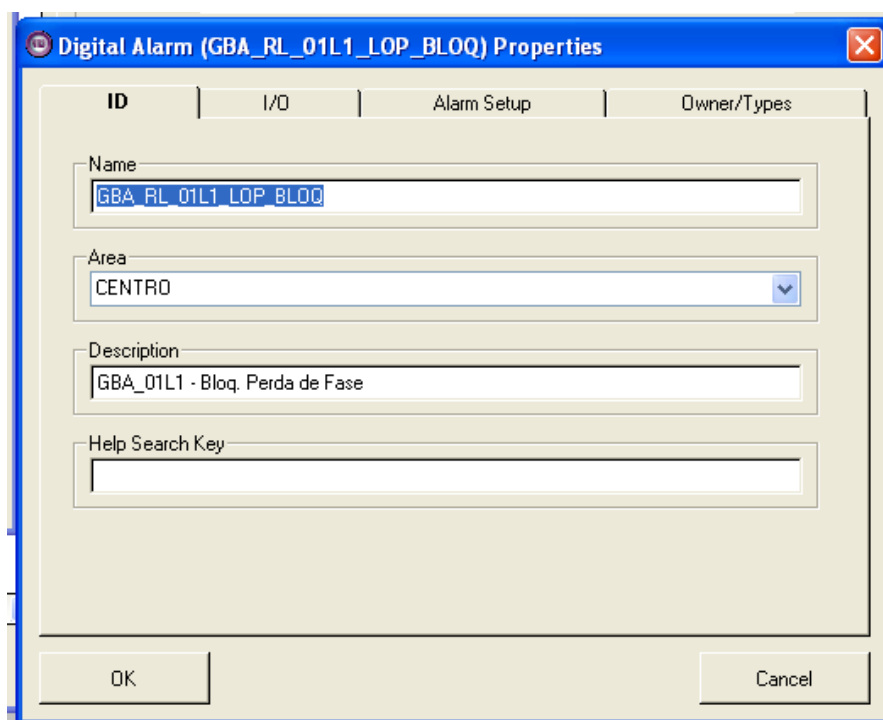
7. Click no próximo botão depois do X ;



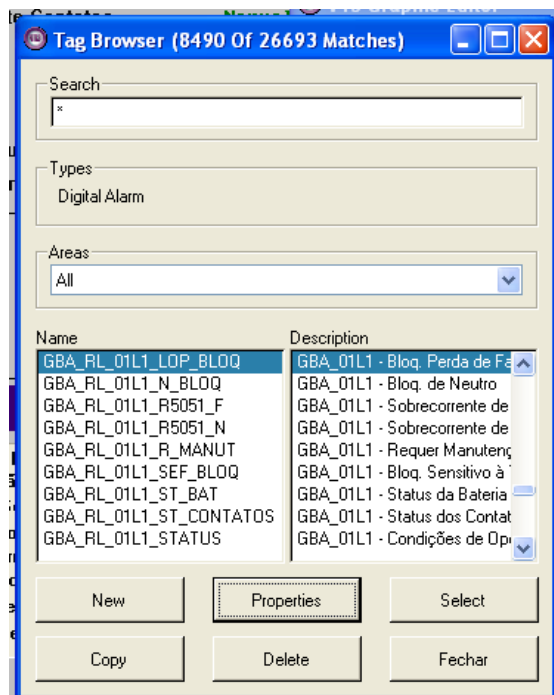
8. Aparecerá uma nova janela ao qual deveremos clicar em “Properties”



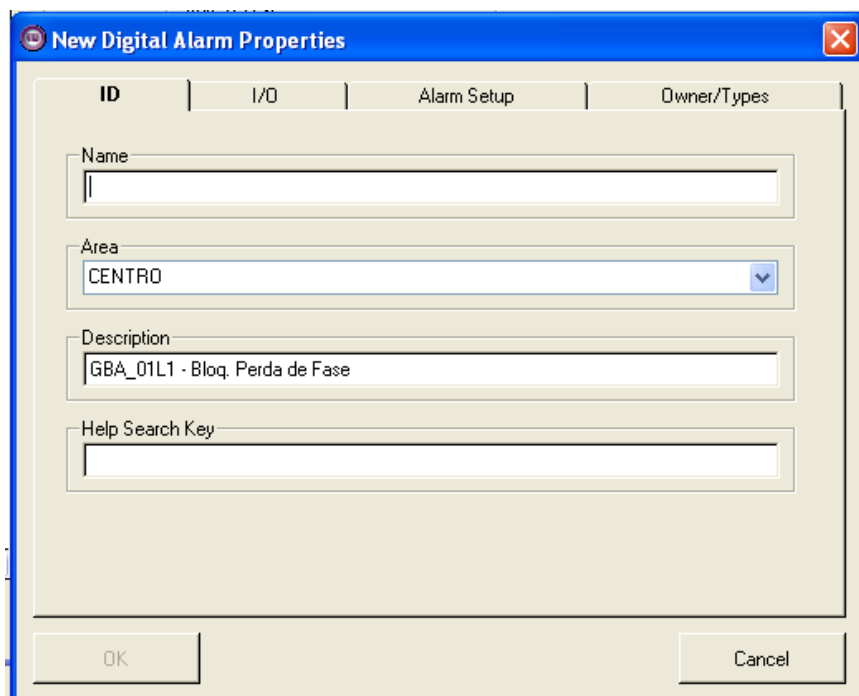
9. Da um “control + C” no conteúdo que esta no campo “Name” em seguida em clica no botão “Cancel” ;

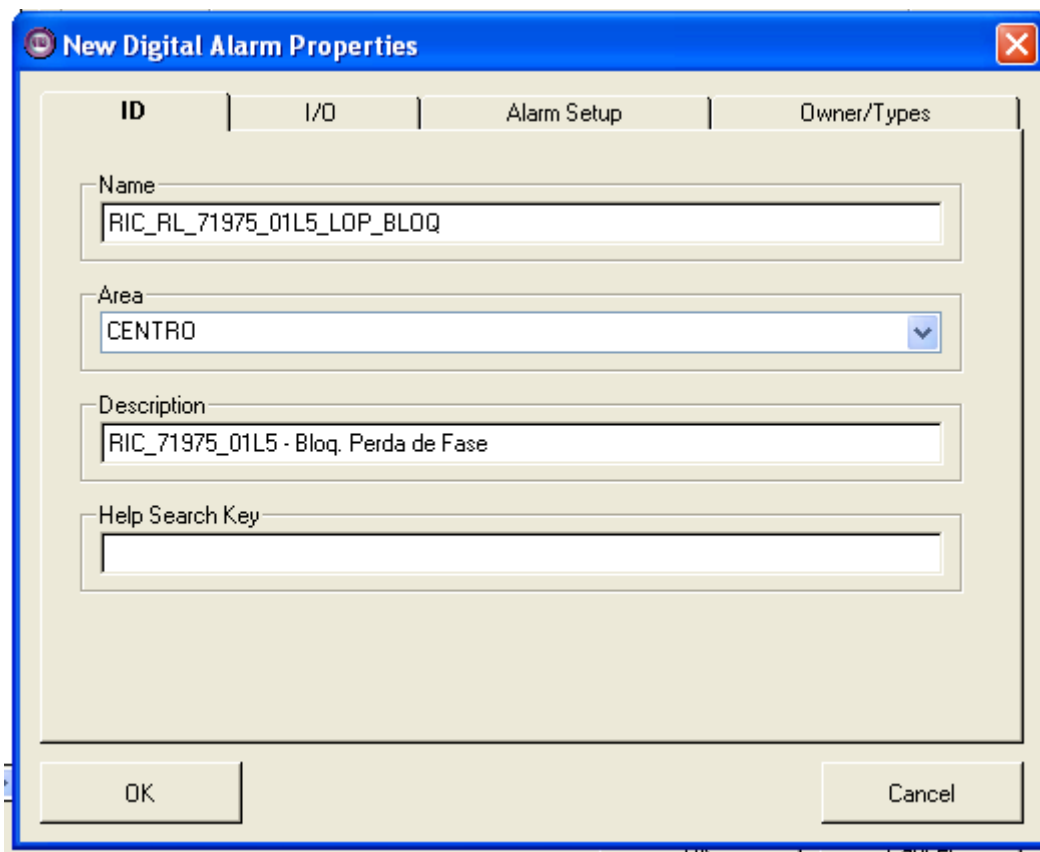


10. Click em “Copy”



11. Agora devemos dar um **“Control + V”** no campo **“Name”** e alterar a descrição desejada em **“Name”** e em **“Description”**. Em seguida devemos dar click no botão **“OK”**



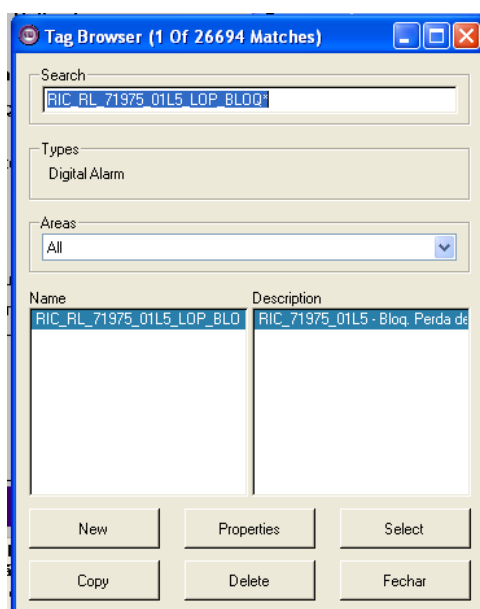


New Digital Alarm Properties

ID	I/O	Alarm Setup	Owner/Types
Name RIC_RL_71975_01L5_LOP_BLOQ			
Area CENTRO			
Description RIC_71975_01L5 - Bloq. Perda de Fase			
Help Search Key			

OK Cancel

12. Confirma se já está seleccionada a “Tag”. E clica no botão “**Select**”. Seguida pressione “OK”



Tag Browser (1 Of 26694 Matches)

Search
RIC_RL_71975_01L5_LOP_BLOQ

Types
Digital Alarm

Areas
All

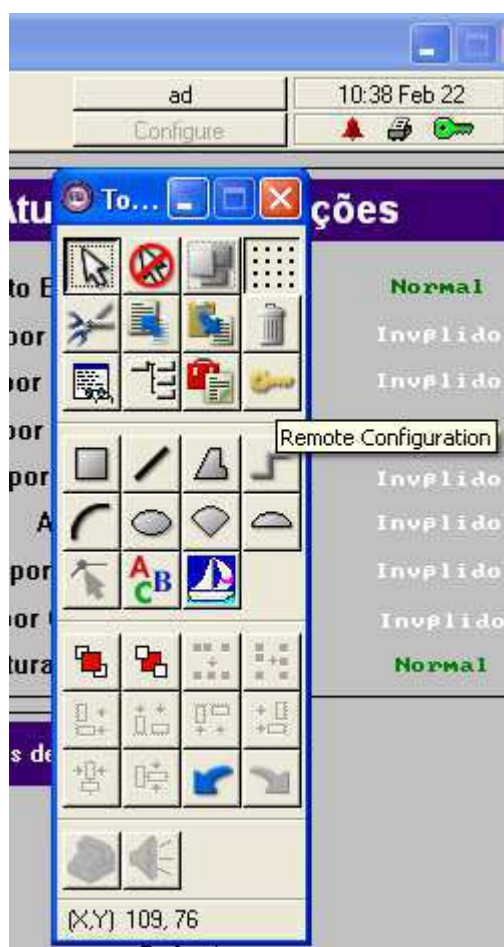
Name	Description
RIC_RL_71975_01L5_LOP_BLOQ	RIC_71975_01L5 - Bloq. Perda de

New Properties Select
Copy Delete Fechar

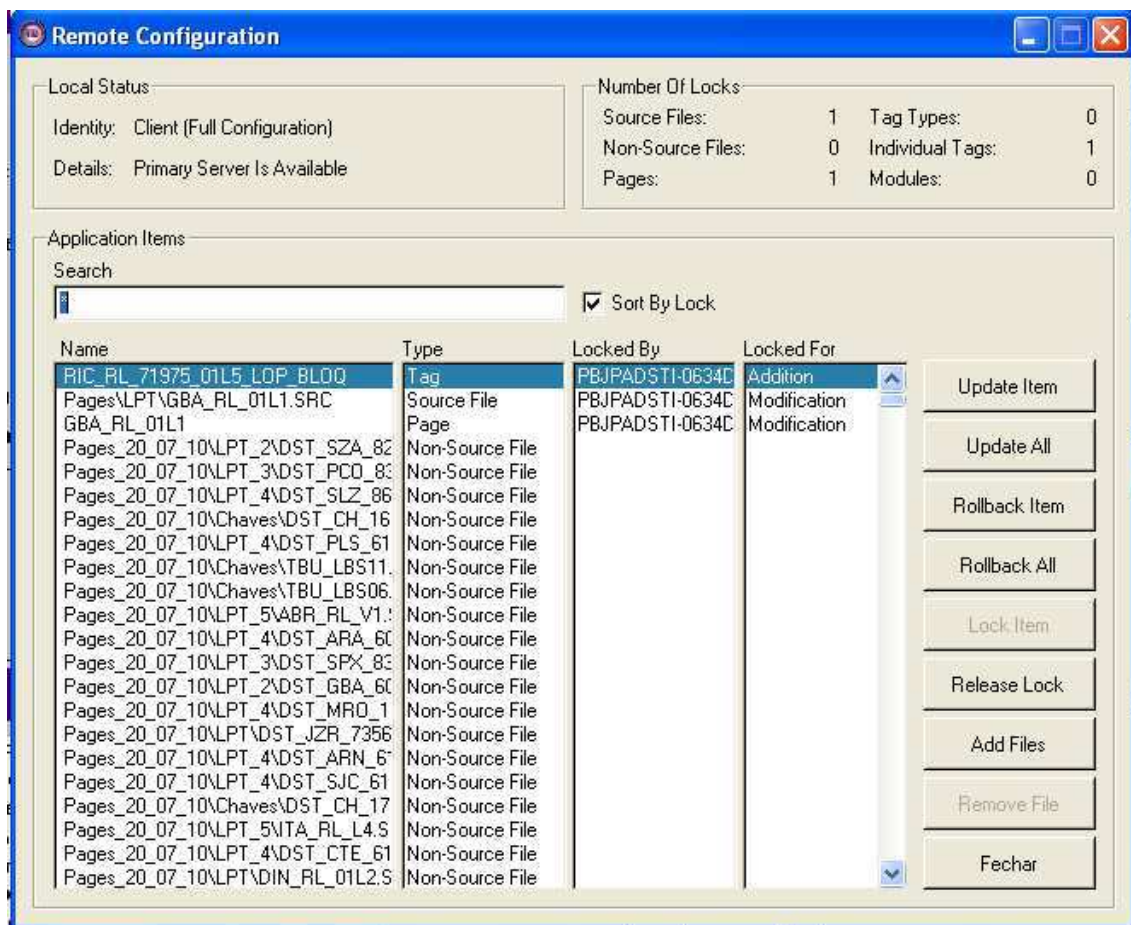
13. Confirmar “passando” o mouse em cima da Tag alterada a nova descrição ;



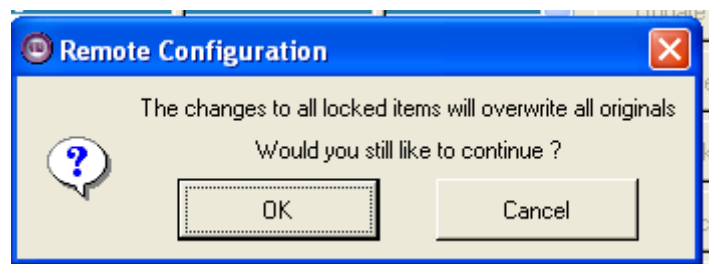
14. clica na chave verde “Remote configuration”



15. Em seguida abrirá uma nova janela. Confirmando os dados no campo “Name” deveremos confirmar a substituição no campo “Update All”.



16. Confirme clicando no botão “OK”



5. BIBLIOGRAFIA

- *Manual do Virtual System Tag's*
- *Manual da norma NR-10.*

Apêndice B - AJUSTE CLASSE ZERO RTV

Procedimento Operacional

PRO – DEAD 003/2011 R1

Procedimento para ajuste de classe zero no Remote Terminal View (RTV)

Abril/2011

1ª revisão

ÍNDICE

1. OBJETIVO -----	44
2. APLICAÇÃO -----	44
2.1. PESSOAL -----	44
2.2. INSTALAÇÕES -----	44
3. DEFINIÇÕES -----	44
3.1 PROFISSIONAL QUALIFICADO -----	44
3.2 PROFISSIONAL HABILITADO -----	44
3.3 PROFISSIONAL CAPACITADO -----	44
4. PROCEDIMENTOS -----	44
4.1 PROCEDIMENTOS GERAIS. -----	44
5. BIBLIOGRAFIA -----	53

1. OBJETIVO

Estabelecer procedimento para aplicar ajuste classe zero, visando credenciar os técnicos e eletricitas da automação para realizar essa operação, quando houver necessidade operacional e por solicitação.

2. APLICAÇÃO

2.1. Pessoal

Este procedimento destina-se à equipe (técnicos e eletricitas) da Automação da Distribuição (AD) das empresas Energisa Paraíba/Borborema e das empresas contratadas para execução de serviços da área.

2.2. Instalações

Esta instrução aplica-se aos equipamentos (religadores, chaves reguladores de tensão e sinalizadores de falta) da rede de distribuição do sistema elétrico das empresas Energisa Paraíba/Borborema.

3. DEFINIÇÕES

3.1 Profissional Qualificado

É considerado profissional qualificado aquele que comprovar conclusão de curso específico na área elétrica reconhecido pelo Sistema Oficial de Ensino.

3.2 Profissional Habilitado

É considerado profissional habilitado o trabalhador previamente qualificado e com registro no competente conselho de classe.


3.3 Profissional Capacitado

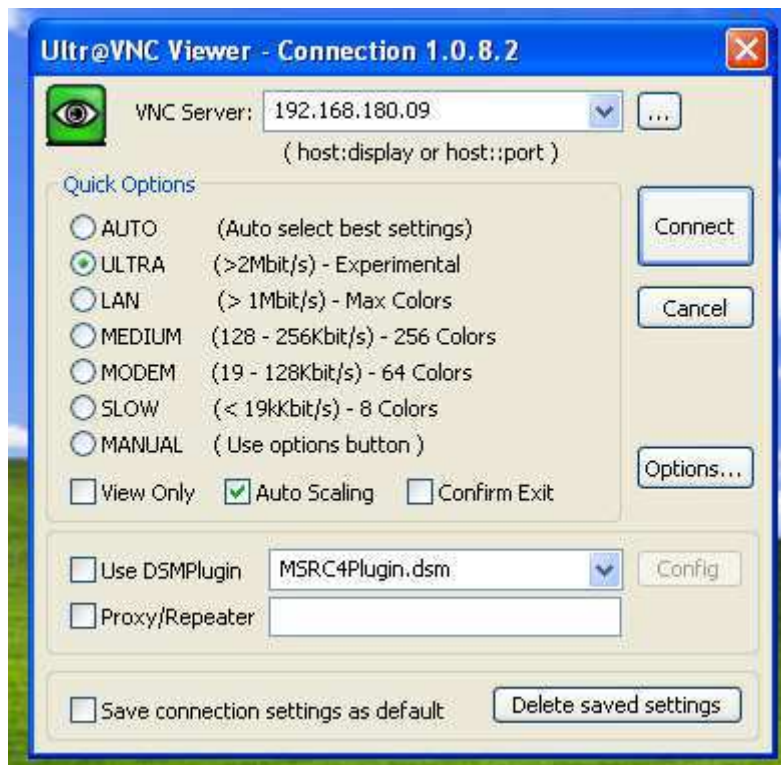
É considerado profissional capacitado aquele que atenda as seguintes condições simultaneamente:

- c) Receba capacitação sob a orientação e responsabilidade de profissional habilitado e autorizado;
- d) Trabalhe sob a responsabilidade de um profissional habilitado e autorizado pela empresa.

4. Procedimentos

4.1 Procedimentos gerais.

- 1) Acessar a UTR: O acesso a UTR é feito pelo ícone  localizado na área de trabalho.
- 2) Dado dois cliques pra inicialização abrirá a tela mostrada a seguir:

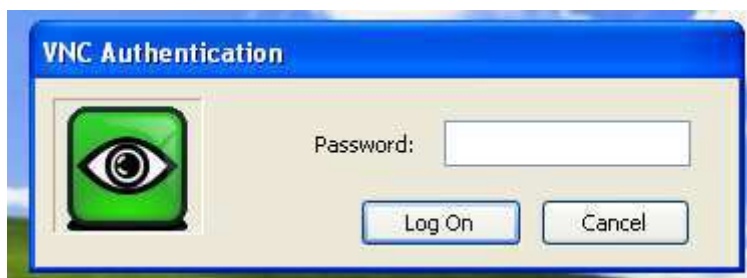


Para conectar ao servidor deve- se observar:

- a. **VNC Server** que deve conectar com o número de ip : 192.168.180.09.
- b. no campo **Quick Options** deve esta marcado **ULTRA e Auto Scaling**.

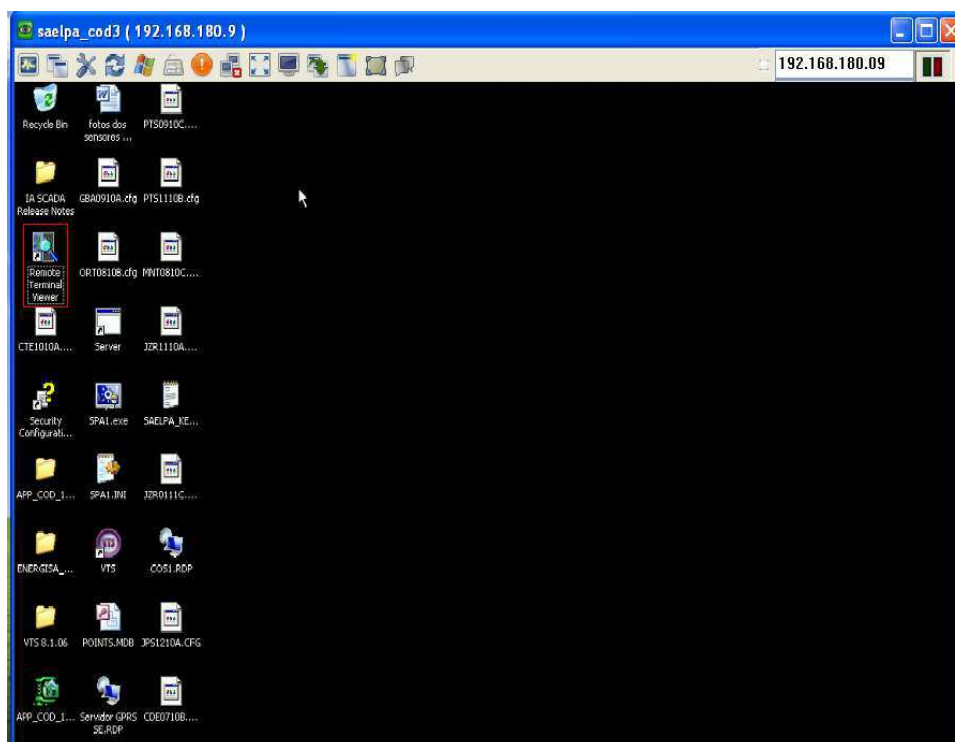
Verificado esses itens clicamos em Connect.

- 3) O próximo passo será a autenticação

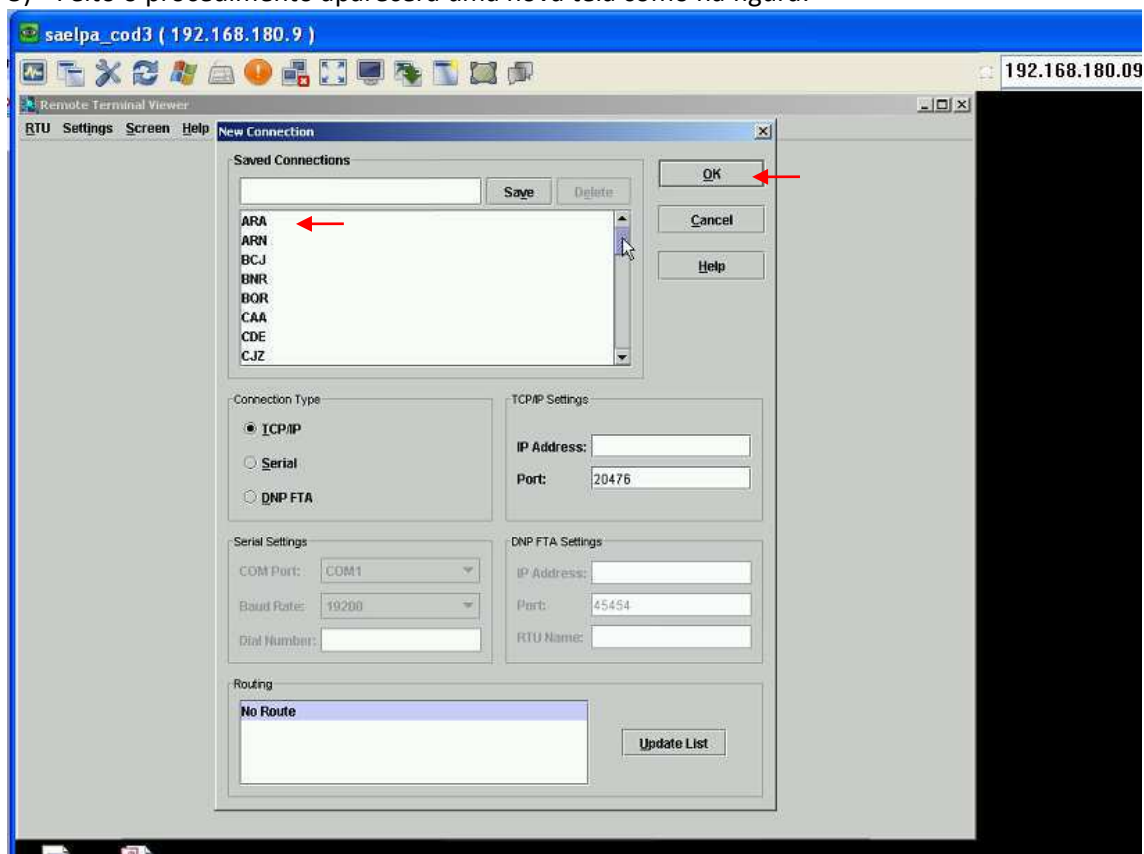


Cujo o password é: **gprspb01**

- 4) Com isso abrirá a tela do servidor (tenha muito cuidado!!!)
- Dê dois cliques no ícone **Remote Terminal Viewer**. Na figura abaixo o ícone aparece circulado de vermelho.



- 5) Feito o procedimento aparecerá uma nova tela como na figura:

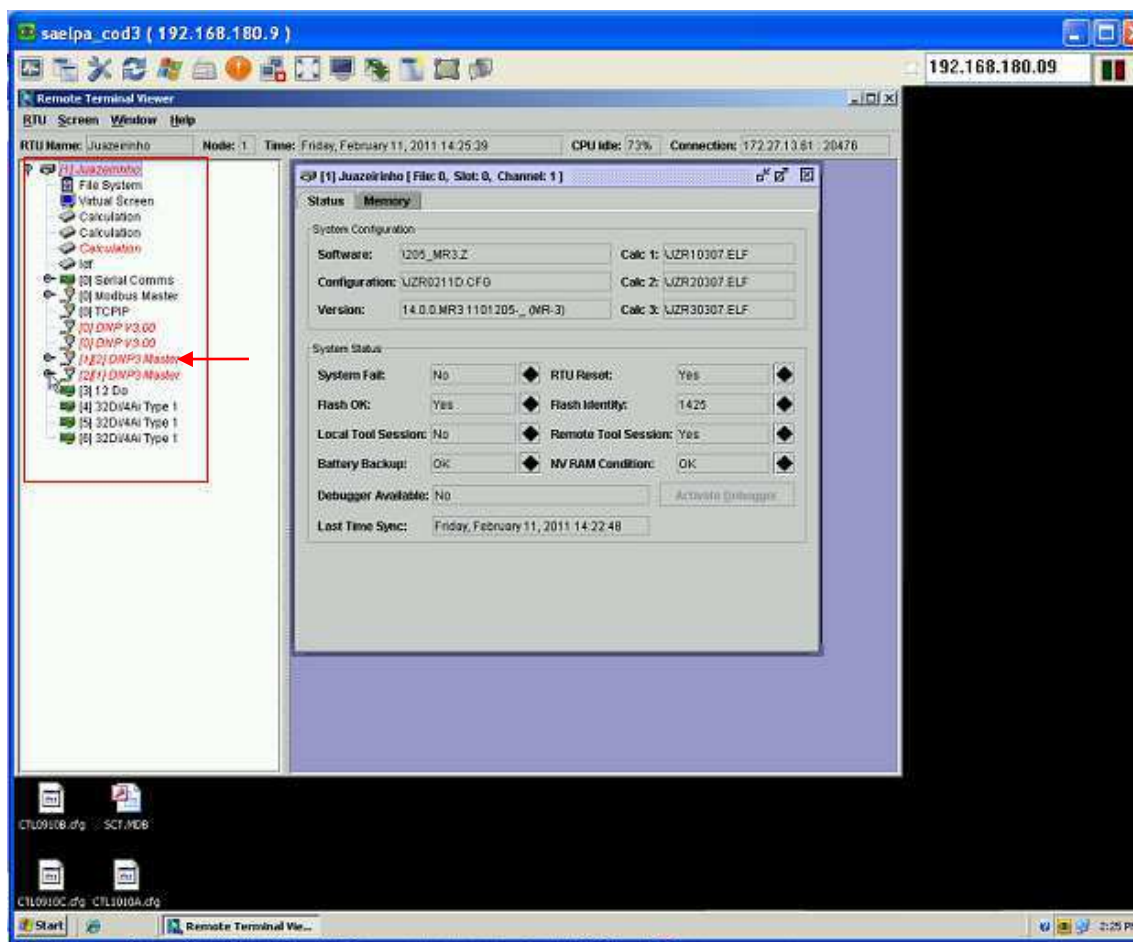


a) Nessa nova tela você deverá escolher a subestação na área mostrada pela seta (ARA, ARN,BCJ,CDE) e clicar em OK.

- 6) Como exemplo escolhemos a subestação de Juazeirinho (JZR). Você deverá esperar um pouco..



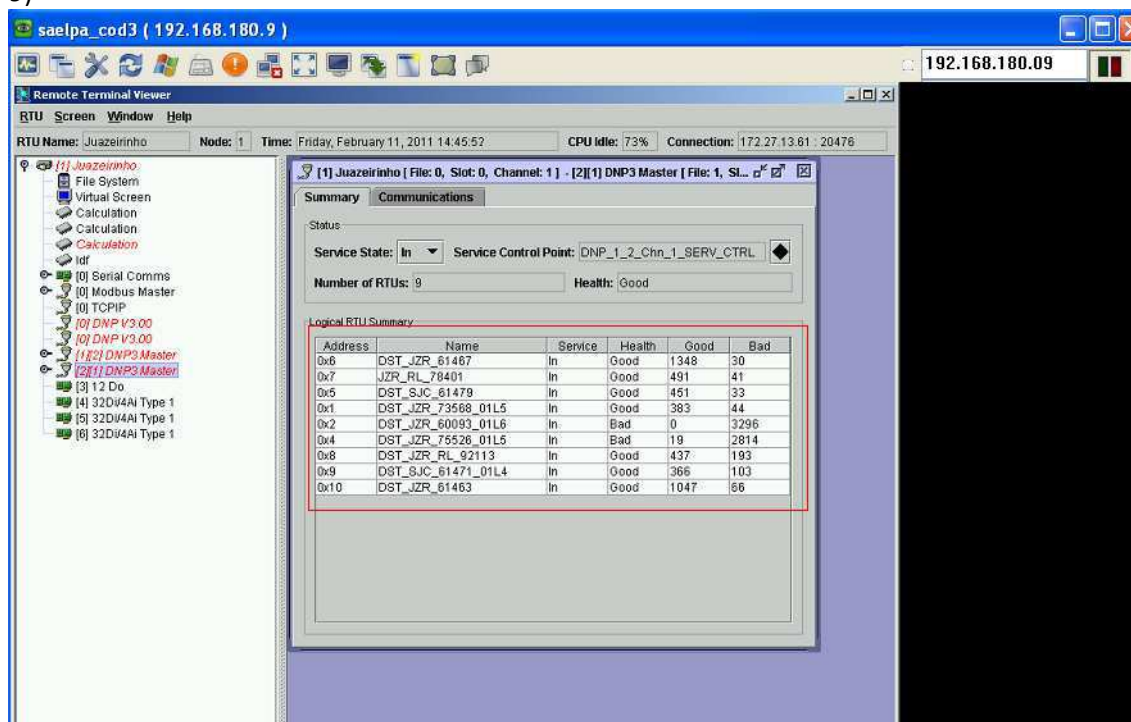
- 7) Seguido o procedimento e conectado a subestação, aparecerá na sua tela o seguinte:



Tomando muito cuidado, você deve observar que no lado esquerdo aparecerá alguns itens. Devemos dar dois cliques em **[2] [1] DNP3 Master** (mostrado pela seta)

8) esperando mais um pouco aparecerá uma lista de todos equipamentos conectados a subestação

9)

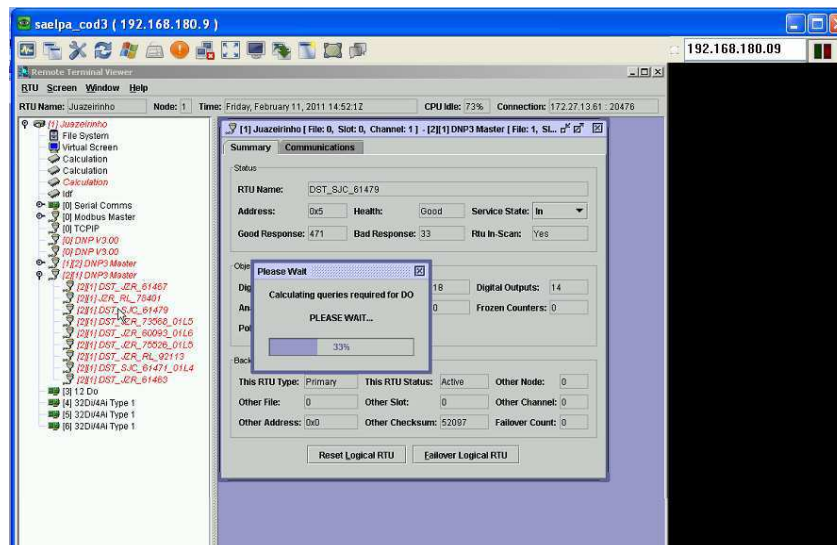


No setor marcado de vermelho observar-se a coluna **Name** que consisti os equipamentos ligado a rede, e na coluna **Health** caracteriza a situação da conexão dada por Good (Bom) ou Bad (ruim).

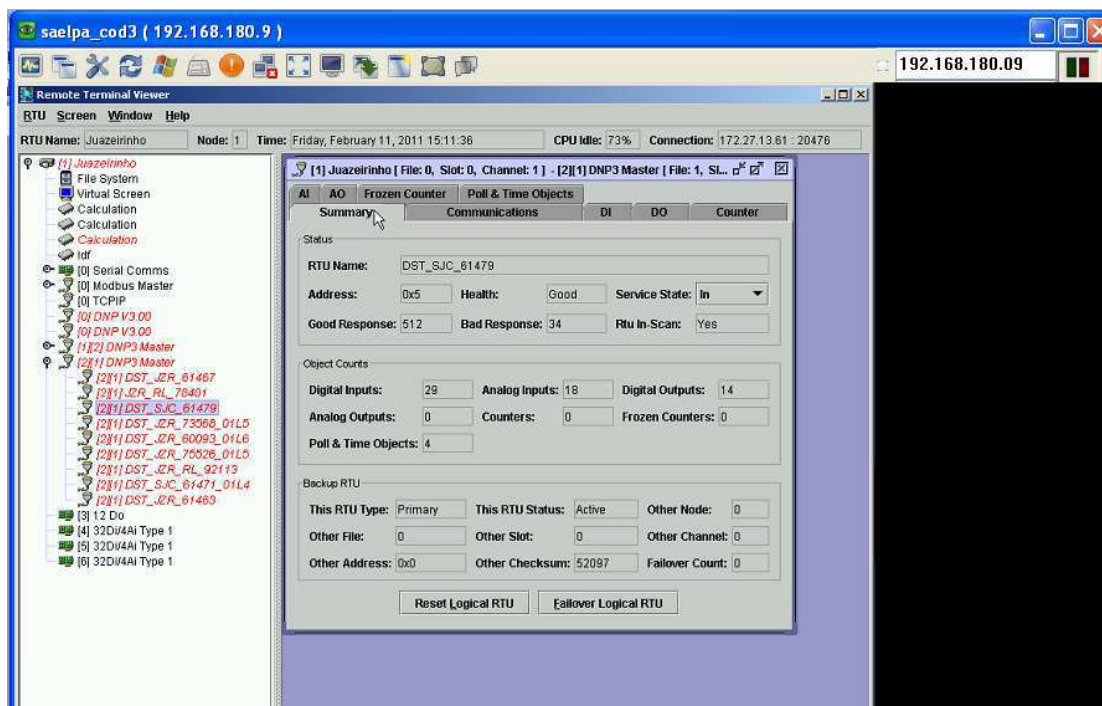
10) Verificado essas informações partiremos para um “reset forçado” de *class 0*. Para isto observa – se canto esquerdo da tela a marcação **[2] [1] DNP3 Master** e veja que possui um “+” (veja na figura), clicando – o, aparecerá itens omissos como mostrado na figura abaixo:



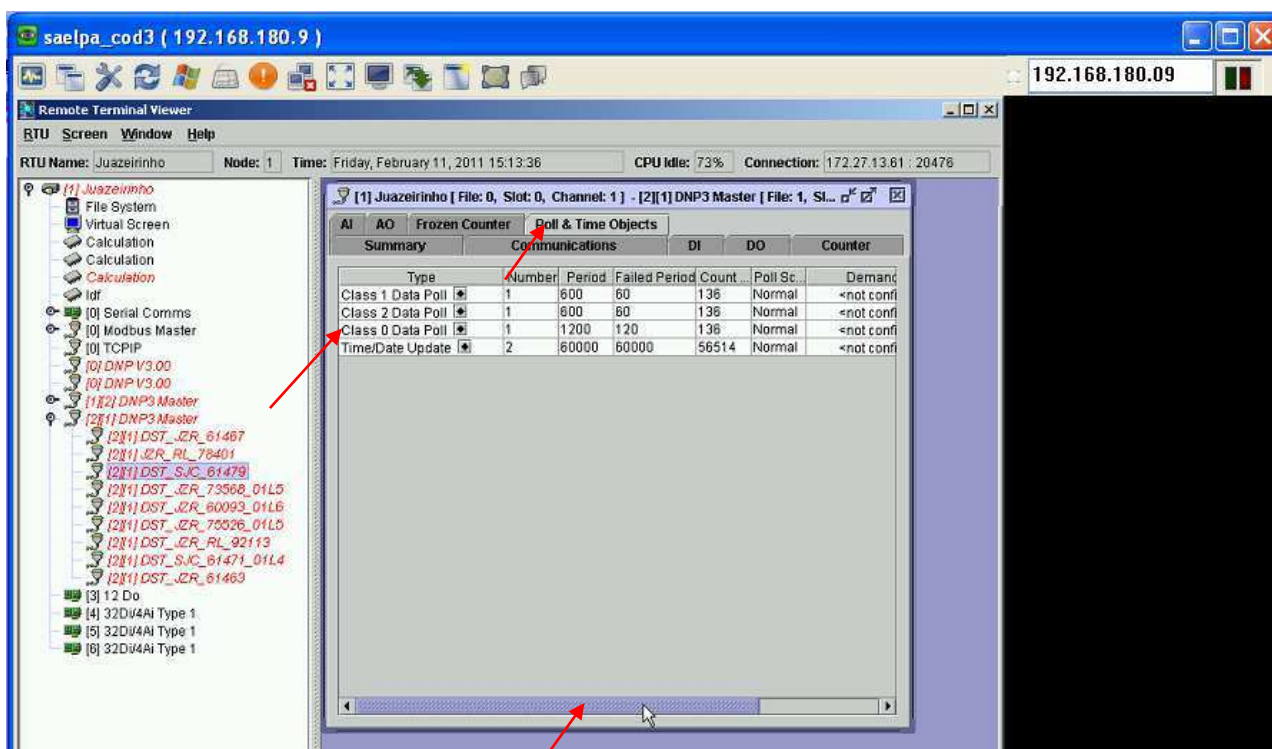
11) Escolha o equipamento a ser resetado, dê dois clicks e espere um pouco.



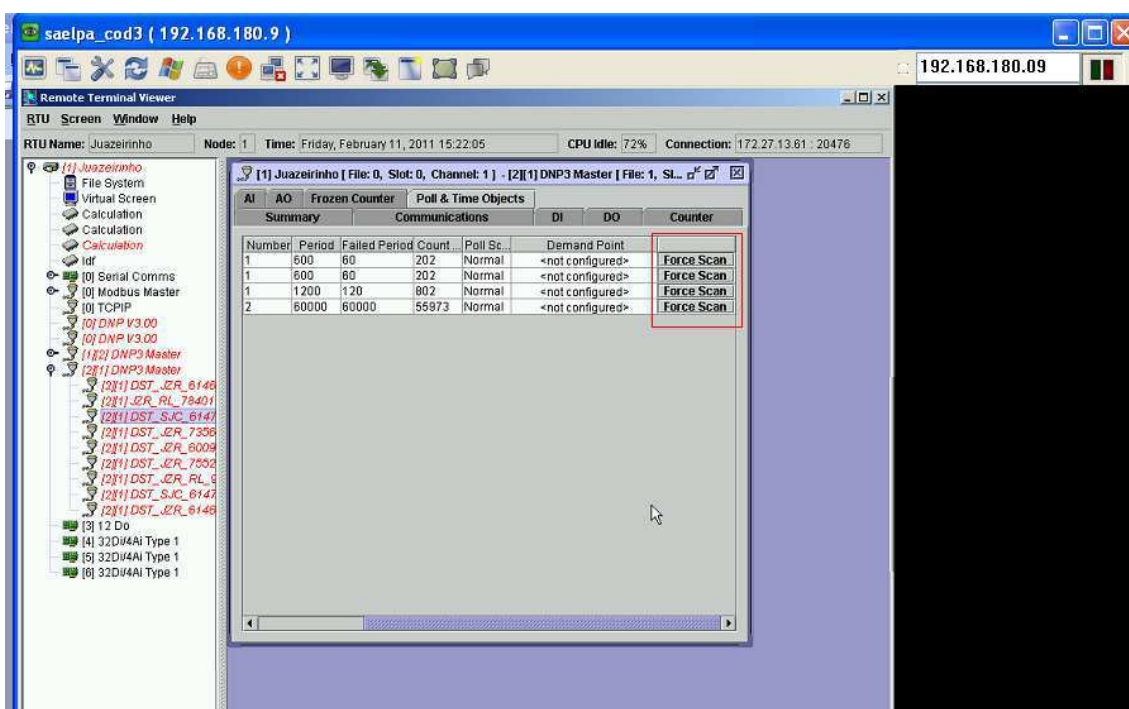
12) Aberto a tela mostrada a seguir:



Selecione a tela **Poll & Time Objects**

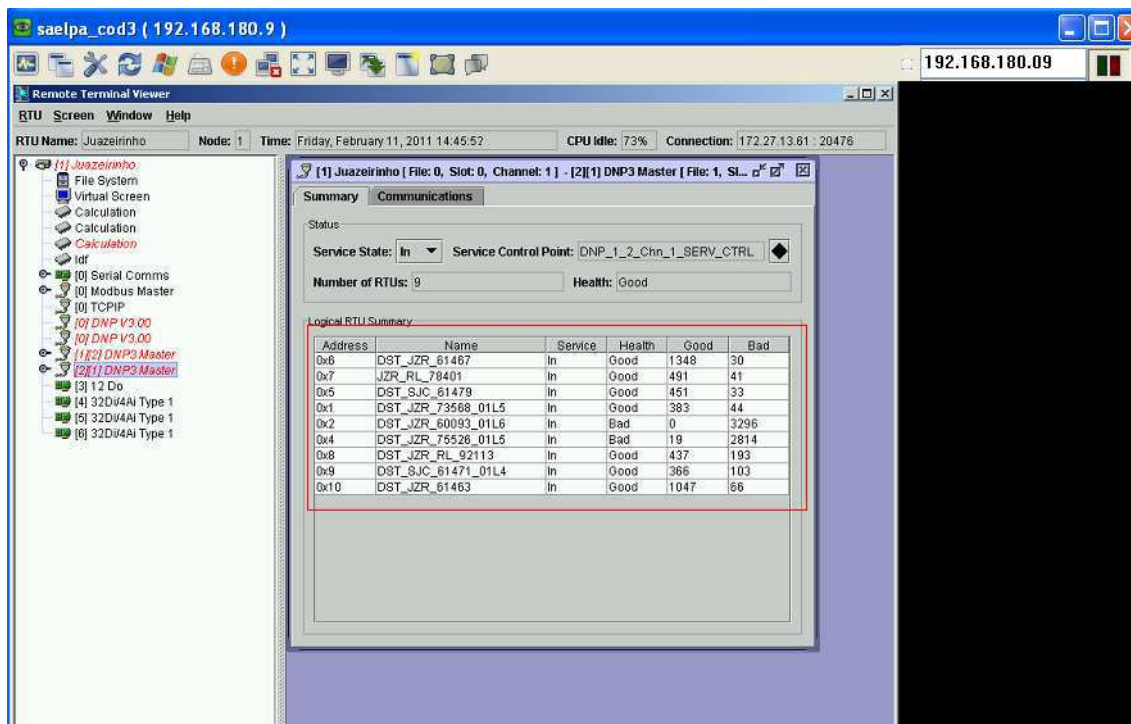


Nessa nova tela observe na coluna **Type** a marcação **Class 0 Data Poll** . Arraste a barra até que seja visualizada a coluna **Counter** mostrado na figura a seguir:



Em seguida, dê um clique em **Force Scan** na marcação de Classe 0 , isso irá reiniciar a conexão com o equipamento escolhido (o Contado de GOOD e BAD se tornará 0)

Feito esse procedimento volte a tela mostrada abaixo e verifique o status da comunicação (BAD ou GOOD).



5. Bibliografia

- Manual do Remote Terminal View;
- Manual do Ultra VNC Viewer.

Configuração da nova CFG usando o System Configurator

Autor: Arthur Williams Ramos Dantas

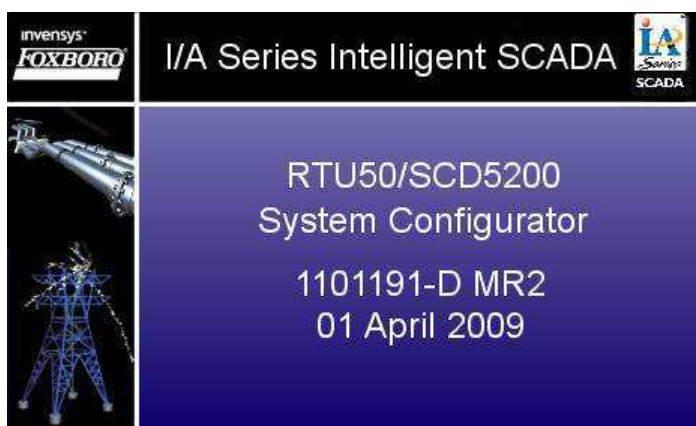
Passo 1: Baixar a configuração da UTR (CFG) atual da que se deseja fazer modificação usando o “**Remote Terminal Viewer**”

OBS: Esta configuração pode ser baixada via cabo serial ou remotamente via TCP/IP.

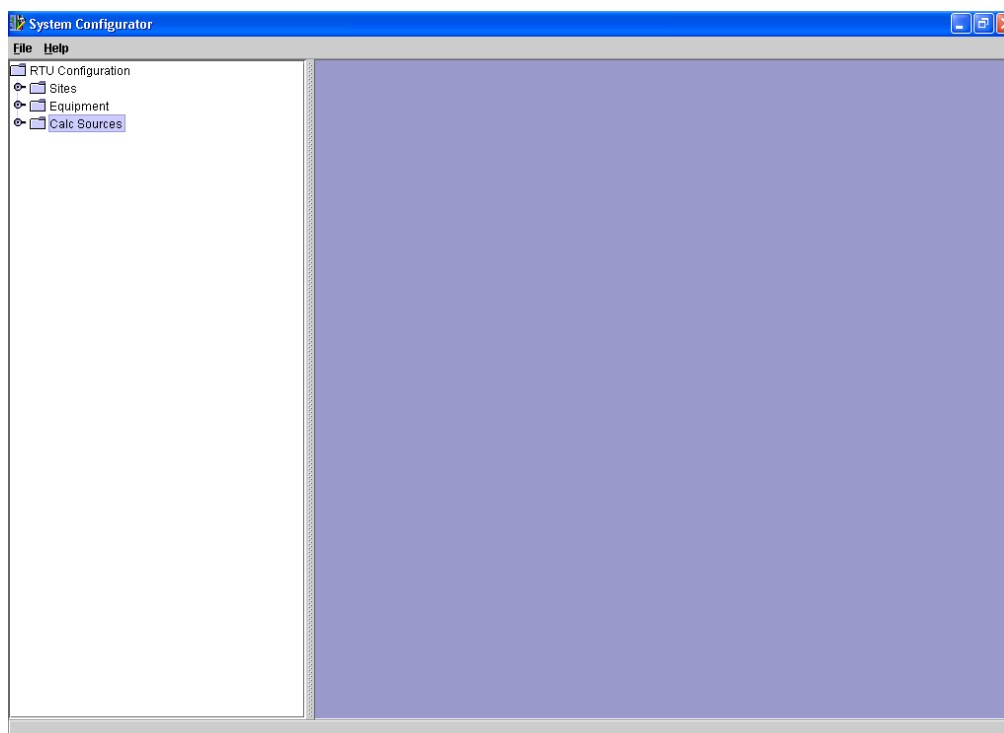
OBS 2: Todo o processo de como baixar e instalar a nova CFG na UTR está na pasta do passo a passo com a seguinte nomenclatura:

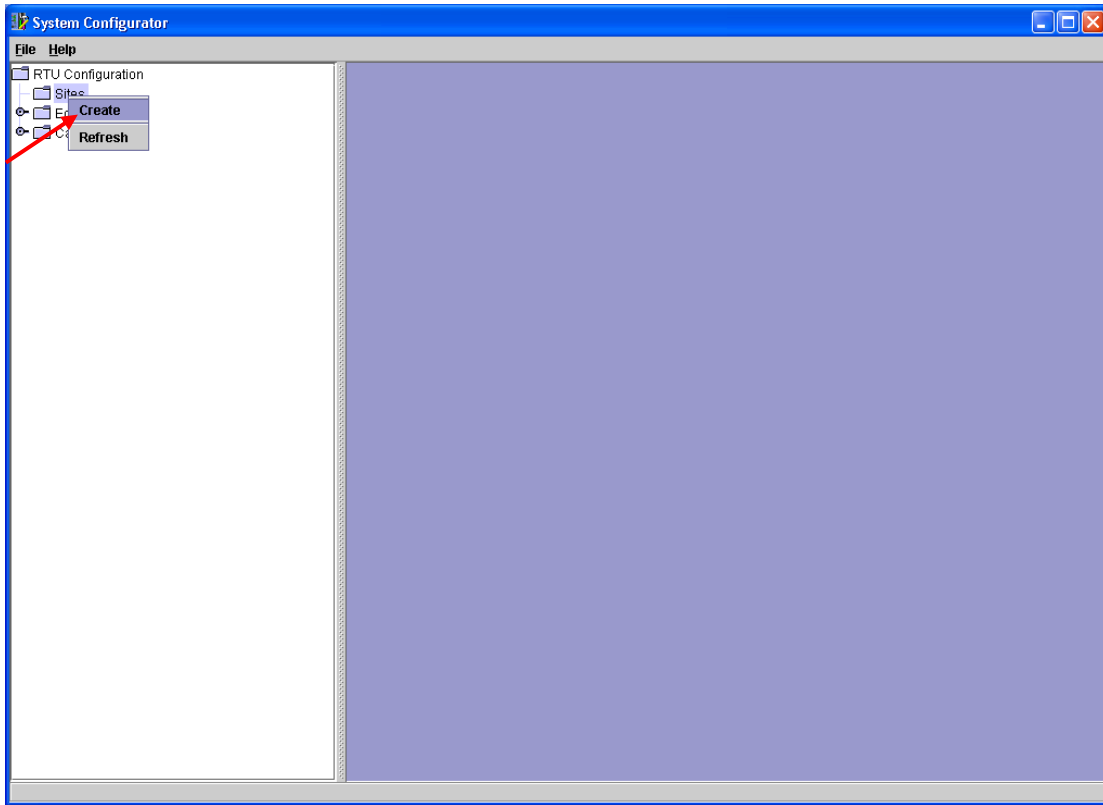
Procedimento para baixar e inserir na UTR o CFG com RTV

Passo 2: Abrir o software o System Configurator



Passo 3: Com o **System Configurator** aberto devemos clicar com o botão direito do mouse em “SITE” e em seguida em “CREATE”. Como mostrado na figura a seguir:

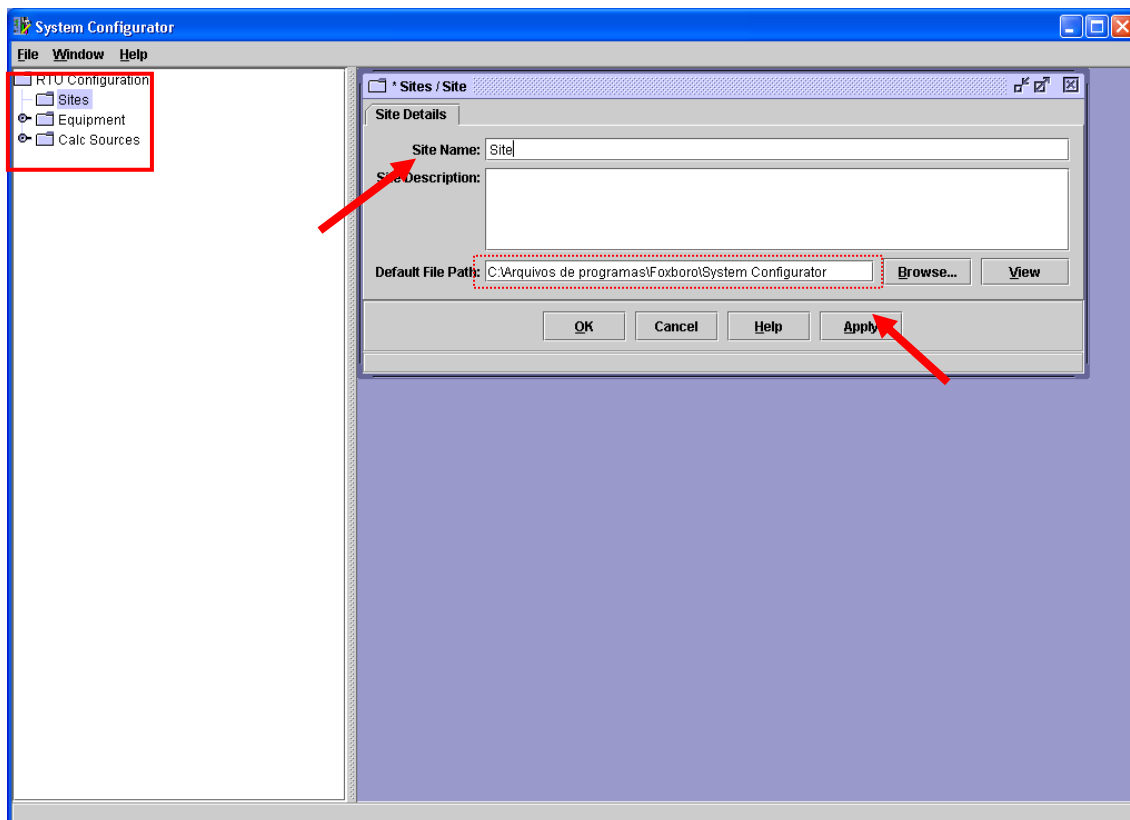




Passo 4: Realizado a passo anterior abrirá uma nova tela como mostrado na figura abaixo , no qual devemos renomear para o nome desejado em **“Site Name”**.

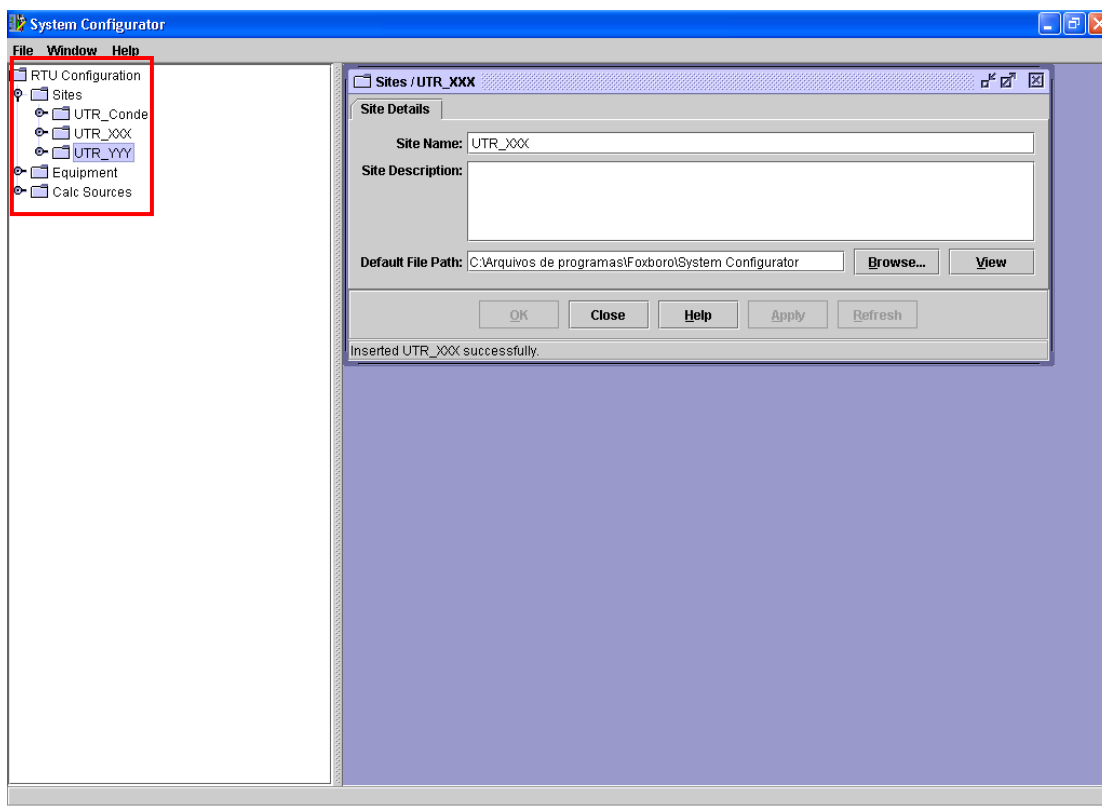
OBS: sugerimos renomear para UTR_ **nome da subestação**
Exemplo: UTR_Conde


OBS: Verificar em **“Default File Parth”** aonde será gravado o arquivo destino.

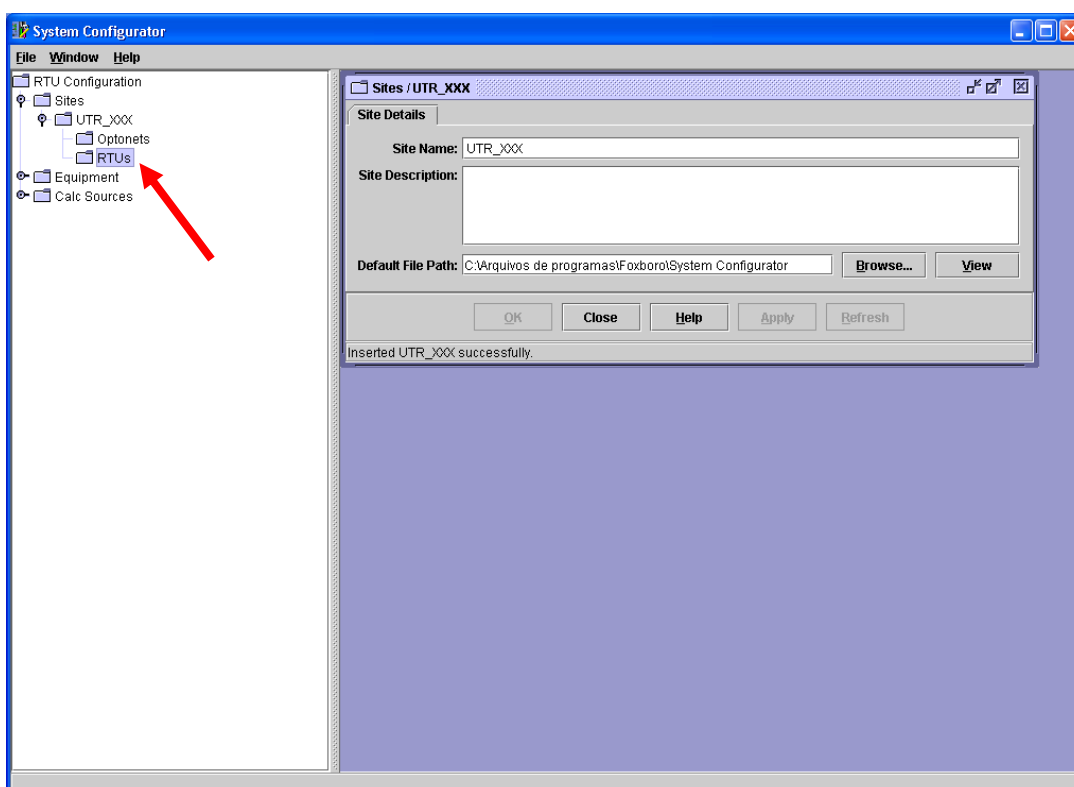


Em seguida devemos clicar em Apply.

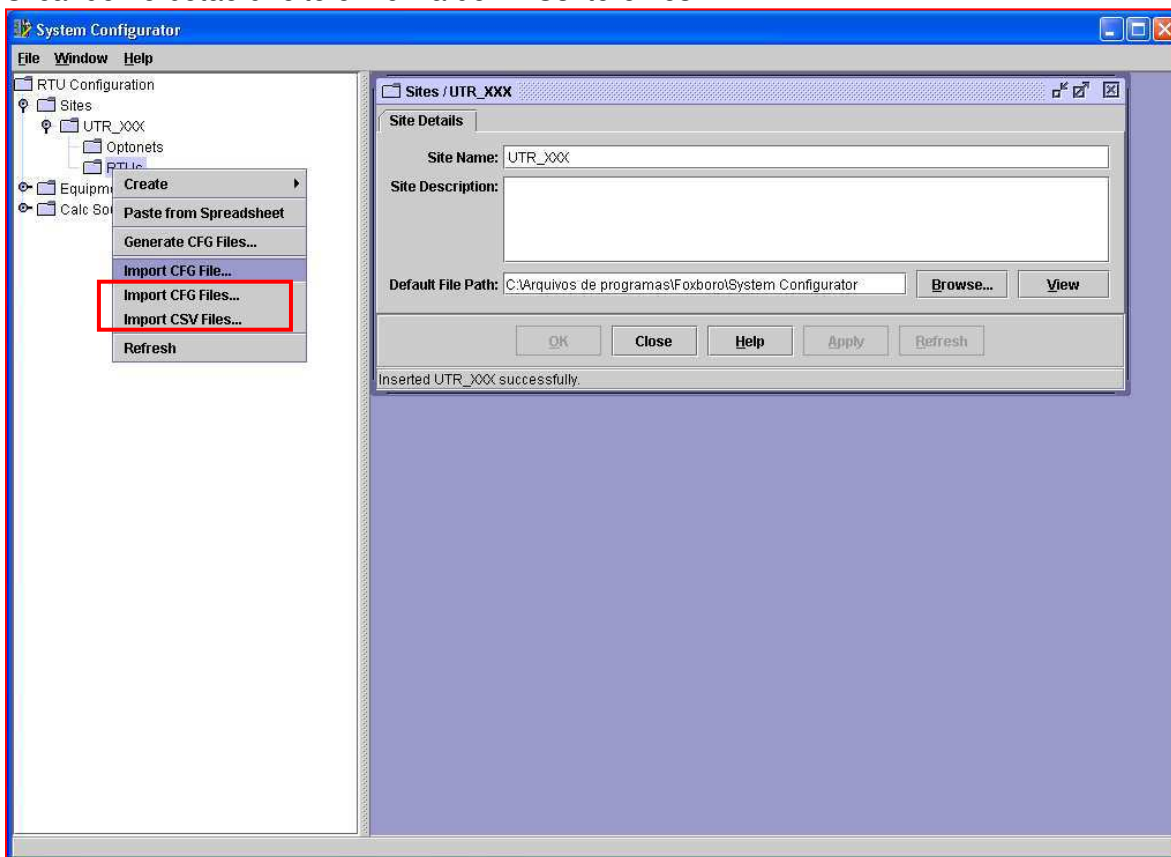
Passo 5: Verificar em SITES se foi criado uma nova pasta para as novas configurações.



Clicando em  para expandir a listagem da UTR_XXX devemos chegar até a tela seguinte:

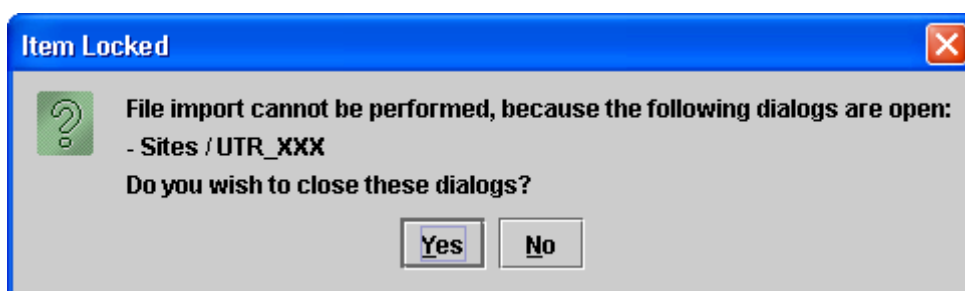


Clicando no botão direito em cima de RTUs teremos:



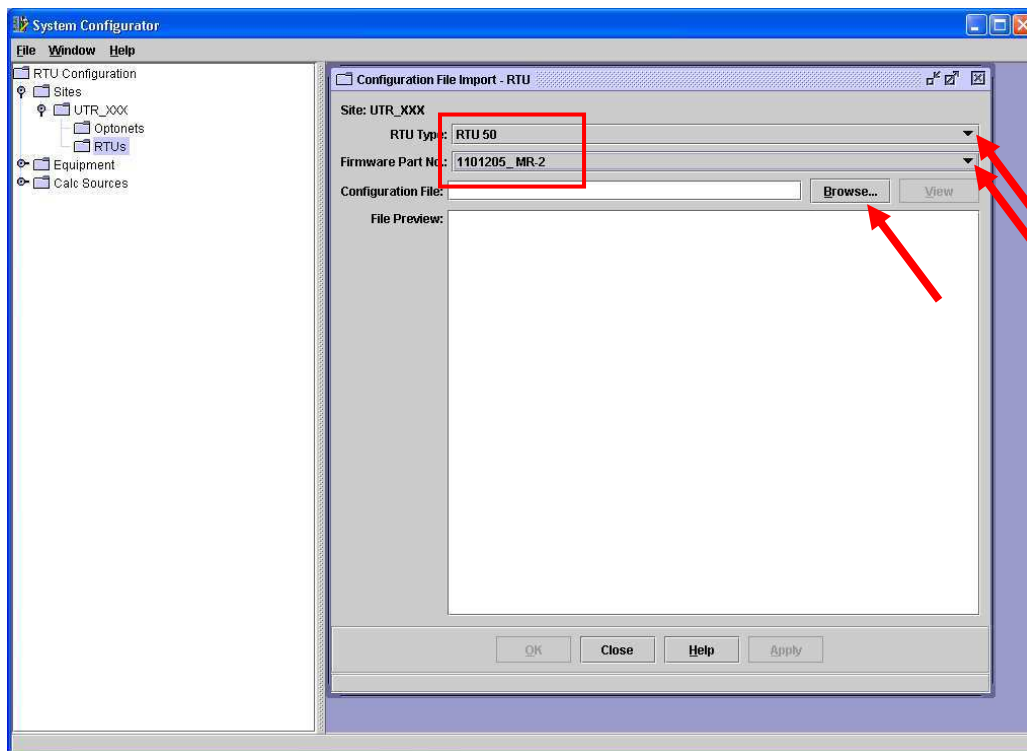
Devemos Clicar em “Import CFG File...” como mostrado na figura acima.

Em seguida abrirá uma nova tela no qual devemos só confirmar.



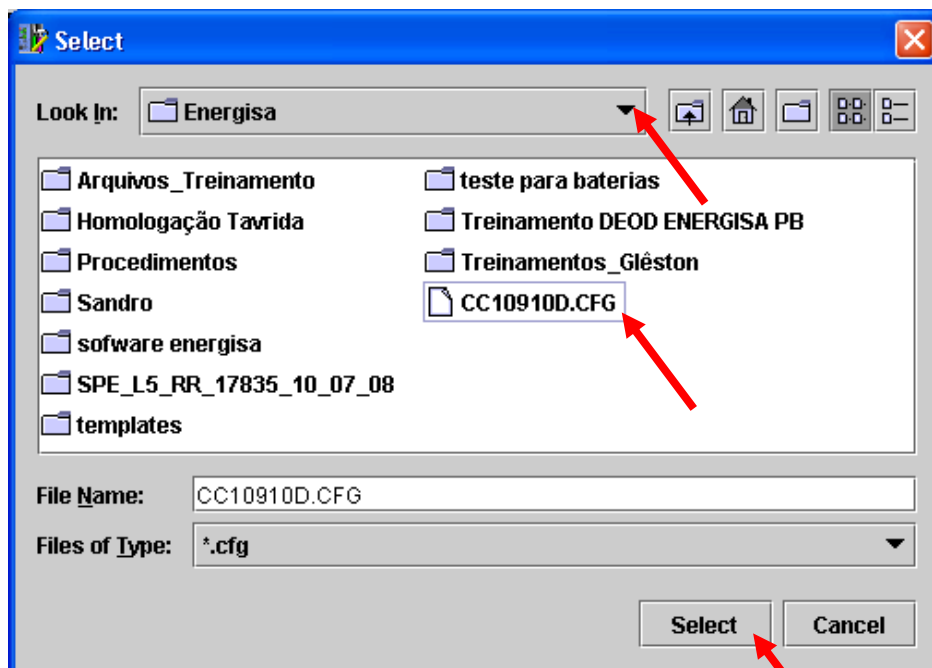
Passo 6: Para importar, deve-se selecionar o tipo da UTR (RTU 50) e o firmware(1101205_MR-2) que está sendo usado pela UTR que deseja-se integrar o equipamento. Em seguida deve-se selecionar o CFG onde foi copiado, clicando em “Browser”.

A tela a seguir mostra o passo onde devemos fazer essa mudança:

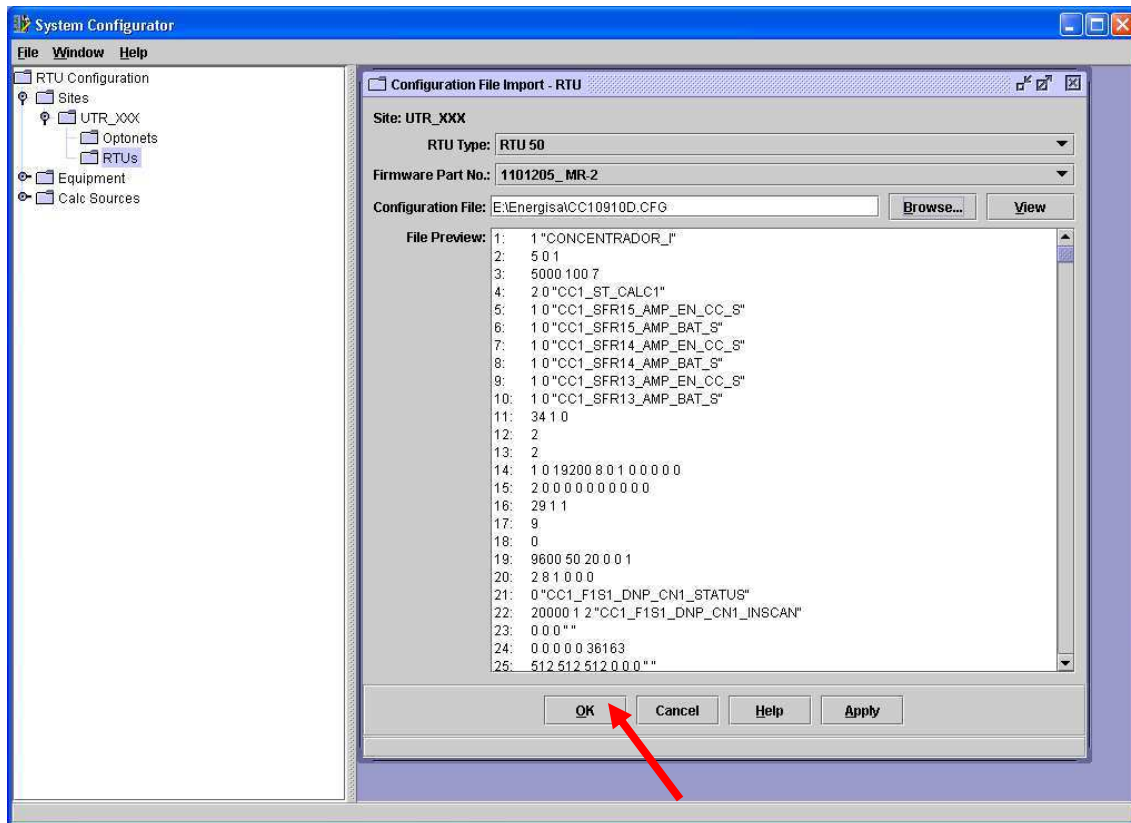


OBS: Usando o RTV devemos verificar qual o Firmware esta sendo usado na UTR

Passo 7: A seguir devemos procurar o local aonde você guardou o CFG baixado da UTR. Depois de selecionado clicaremos em “Select”.

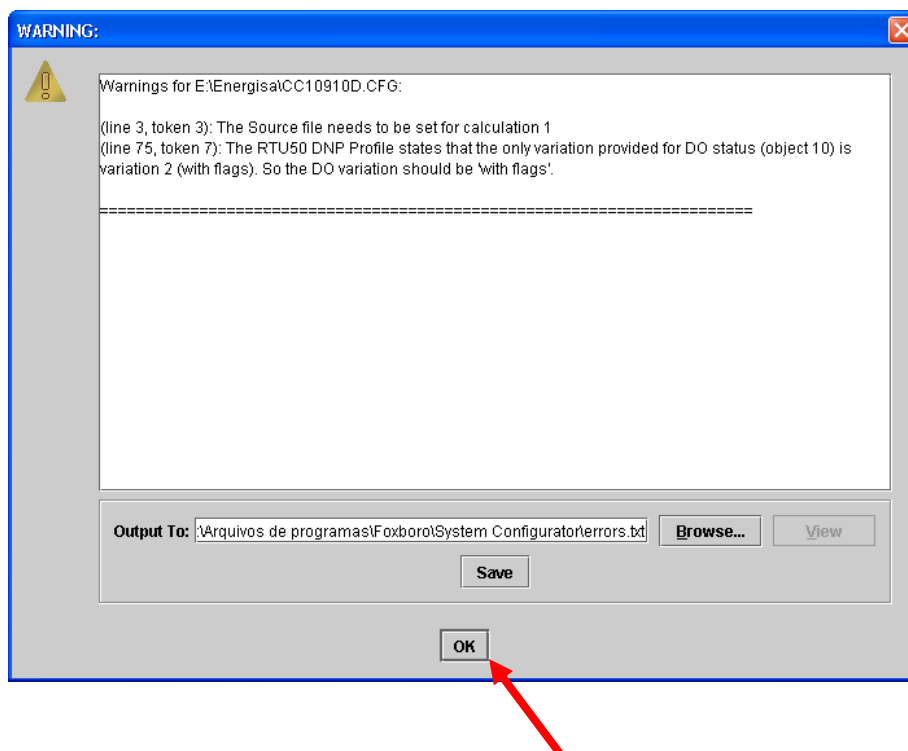


Passo 8: Após selecionado, deve-se clicar em OK e aguarda que a configuração seja importada para o banco de dados do SysConfig




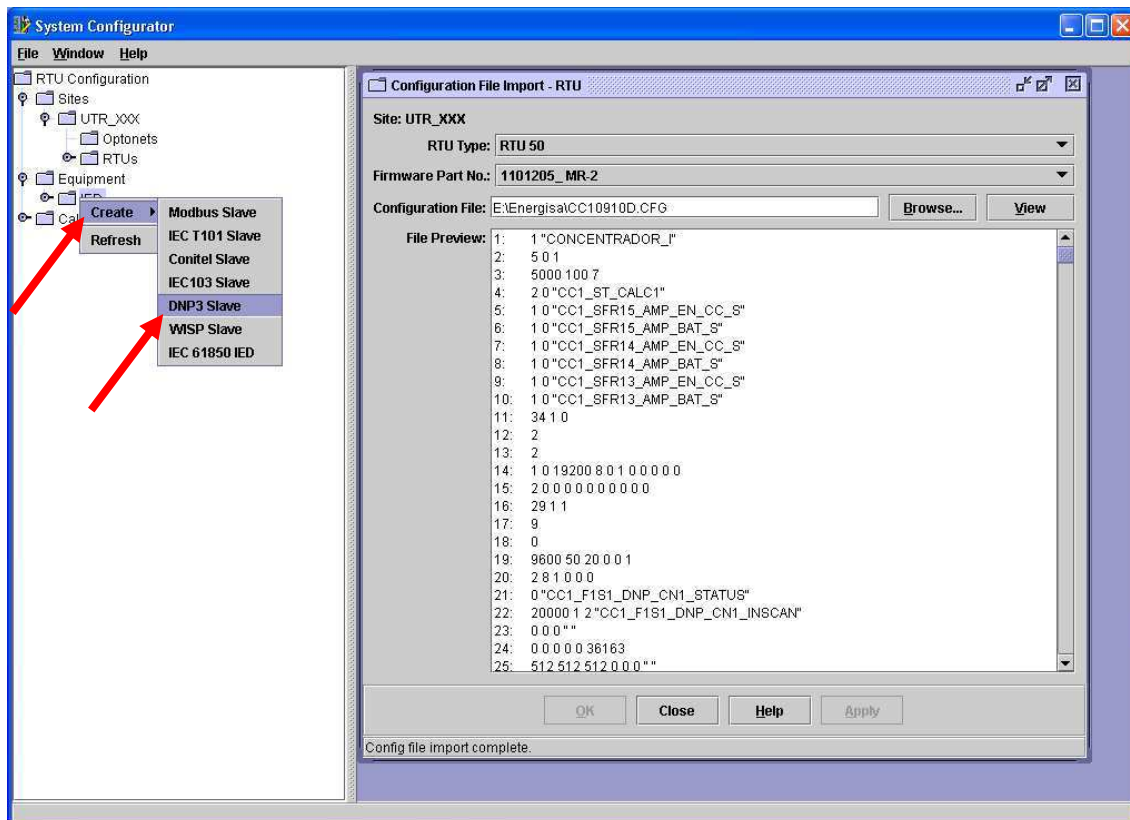
OBS: Irá demorar um pouco ate que seja carregada a nova configuração.

Passo 9: com a inserção do CFG na System Configurator abrirá uma tela com alguns WARNINGS que deverá ser desprezada clicando em OK



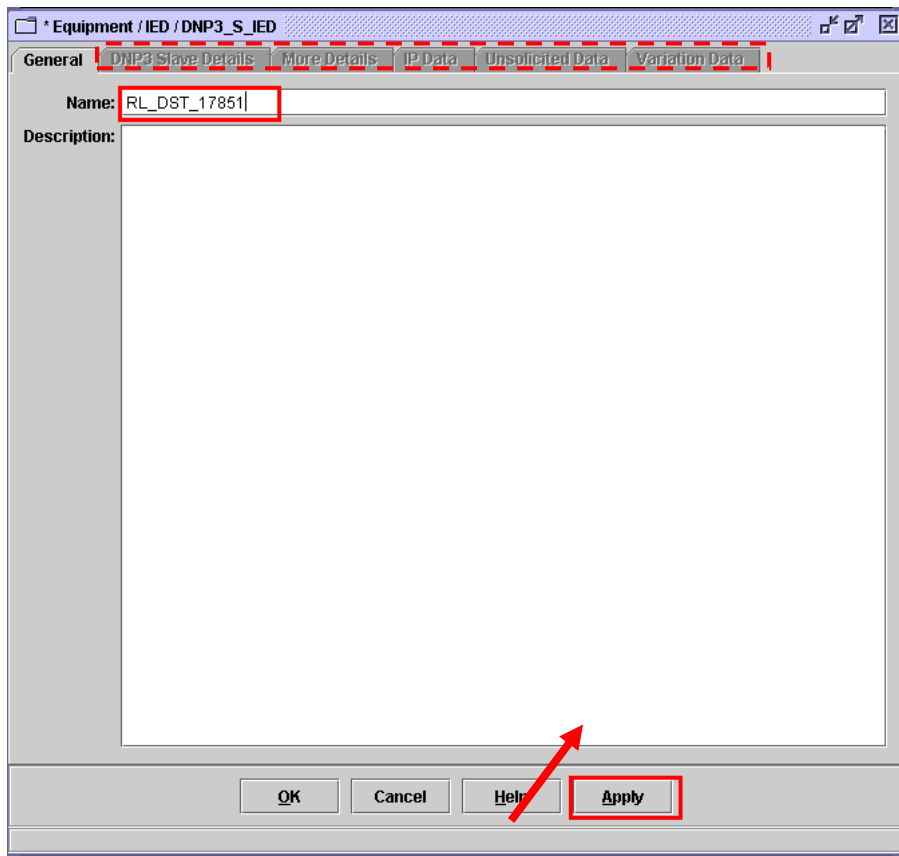
Passo 10: Para iniciar a configuração do CFG, primeiro deve-se criar um IED, definindo o protocolo de comunicação (DNP3.0 no caso).

Clicando em  **“Equipment”** em seguida clicando com o botão direito em cima de **“IED”** Devemos selecionar **“DNP3 Slave”**.



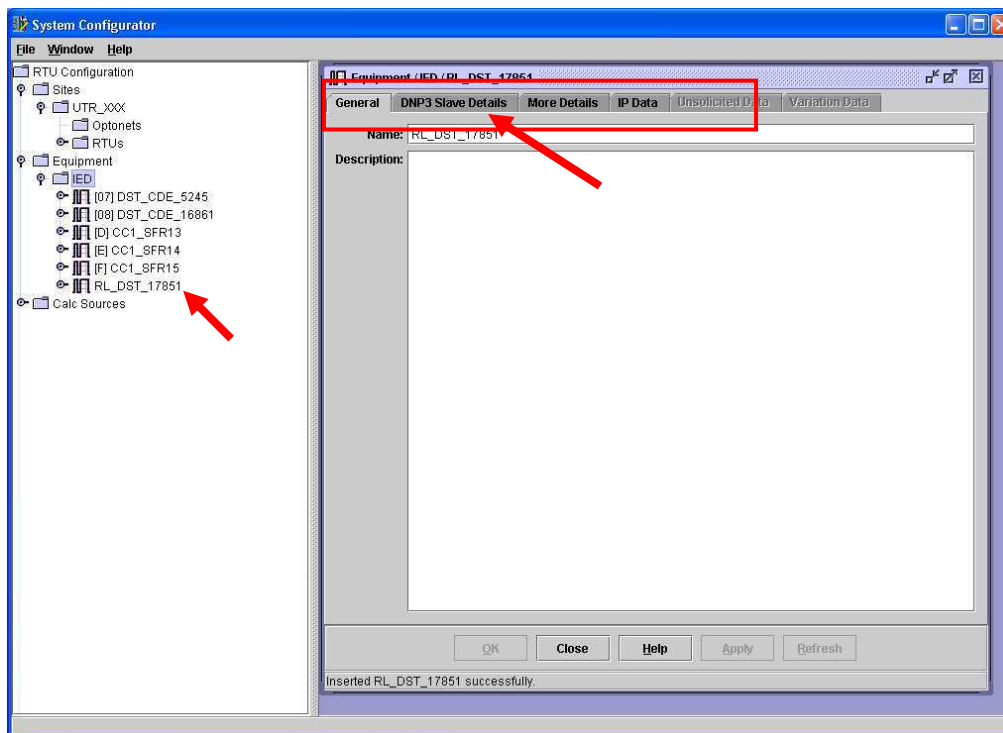
Passo 11: Para criar o novo IED, primeiro deve-se identificar o equipamento com o respectivo nome e alterar no campo Name Seguindo o padrão, e alterando em Name e depois clicar em **Apply**.

Padrão: RL_DST_17851

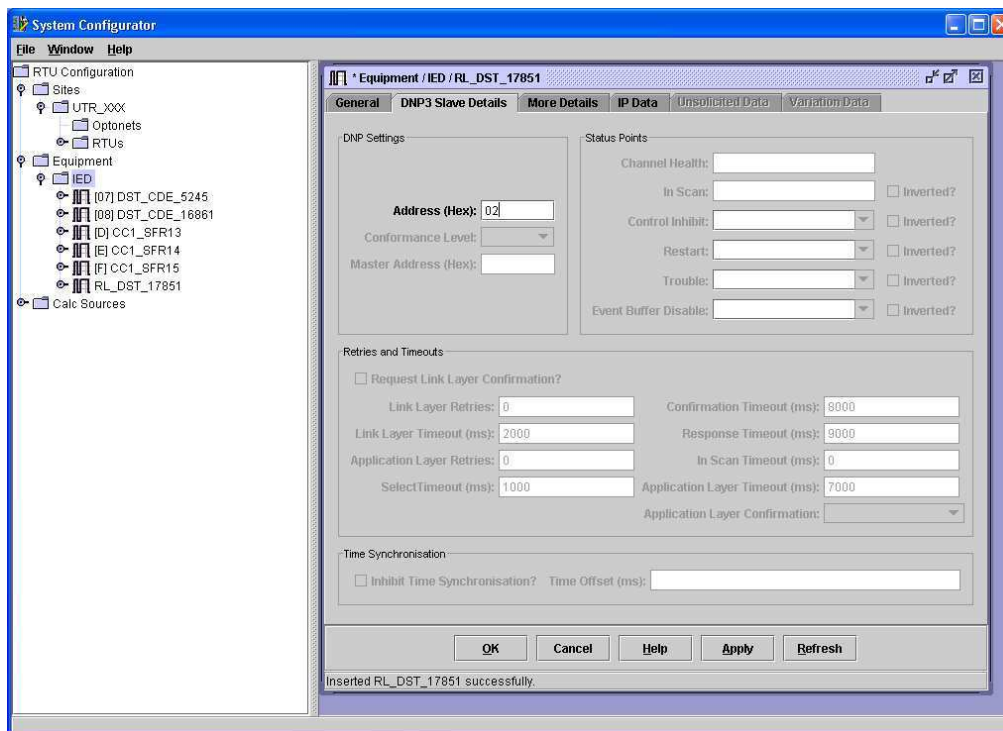


The image shows a software dialog box titled "* Equipment / IED / DNP3_S_IED". It features a tabbed interface with the following tabs: "General", "DNP3 Slave Details", "More Details", "IP Data", "Unsolicited Data", and "Variation Data". The "General" tab is active. Inside the dialog, there is a "Name:" label followed by a text input field containing the text "RL_DST_17851". Below this is a "Description:" label followed by a large, empty text area. At the bottom of the dialog, there are four buttons: "OK", "Cancel", "Help", and "Apply". The "Apply" button is highlighted with a red rectangular box, and a red arrow points to it from the bottom right.

Passo 12 : Após clicar em Apply habilitará novas abas como visto na figura abaixo:



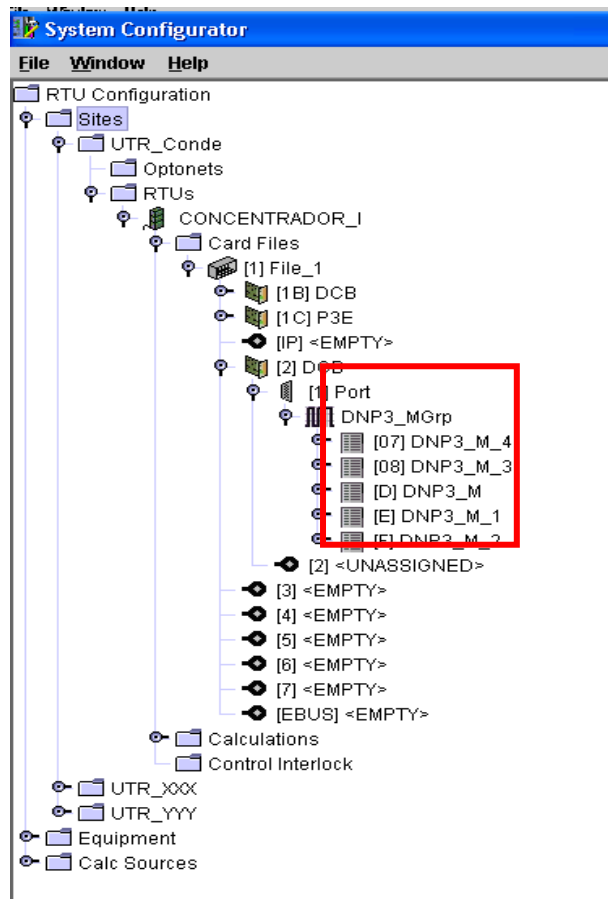
Após criado o novo IED, agora deve-se clicar em “DNP3 Slave Details”.



Para determinar o novo endereço DNP3 devemos clicar em:

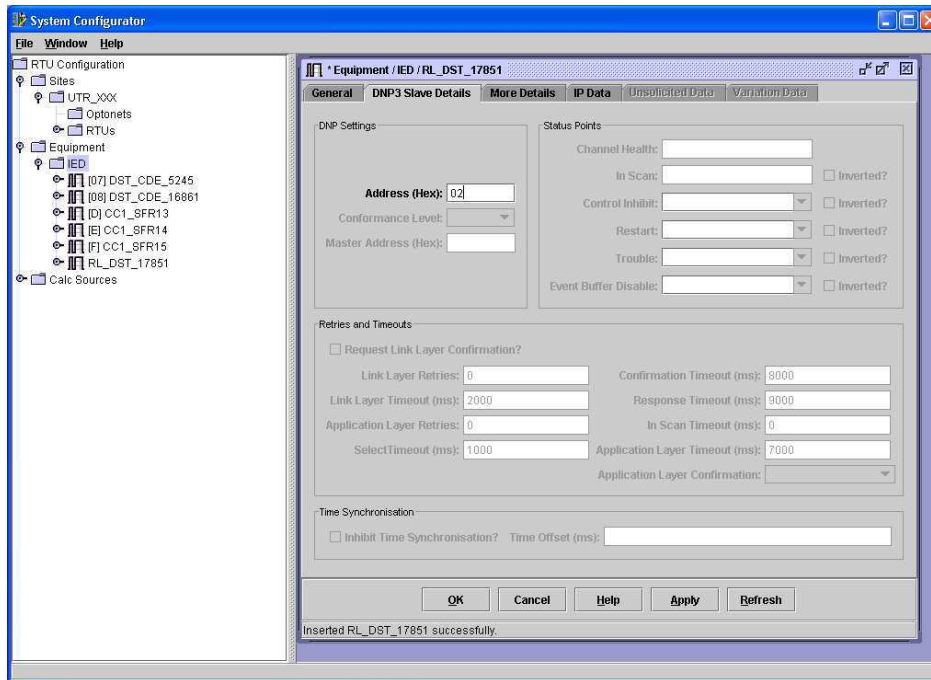
Sites → UTR_Conde → RTUs → Concentrador_I → Cards Files → [1] File_1 → [2] DCB → [1] Port → DNP3_MGrp

E verificar entre os números que estão dispostos em hexadecimais ([07],[08], [D], [E], [F]) quais já existem. Deve-se escolher um diferentes desses.

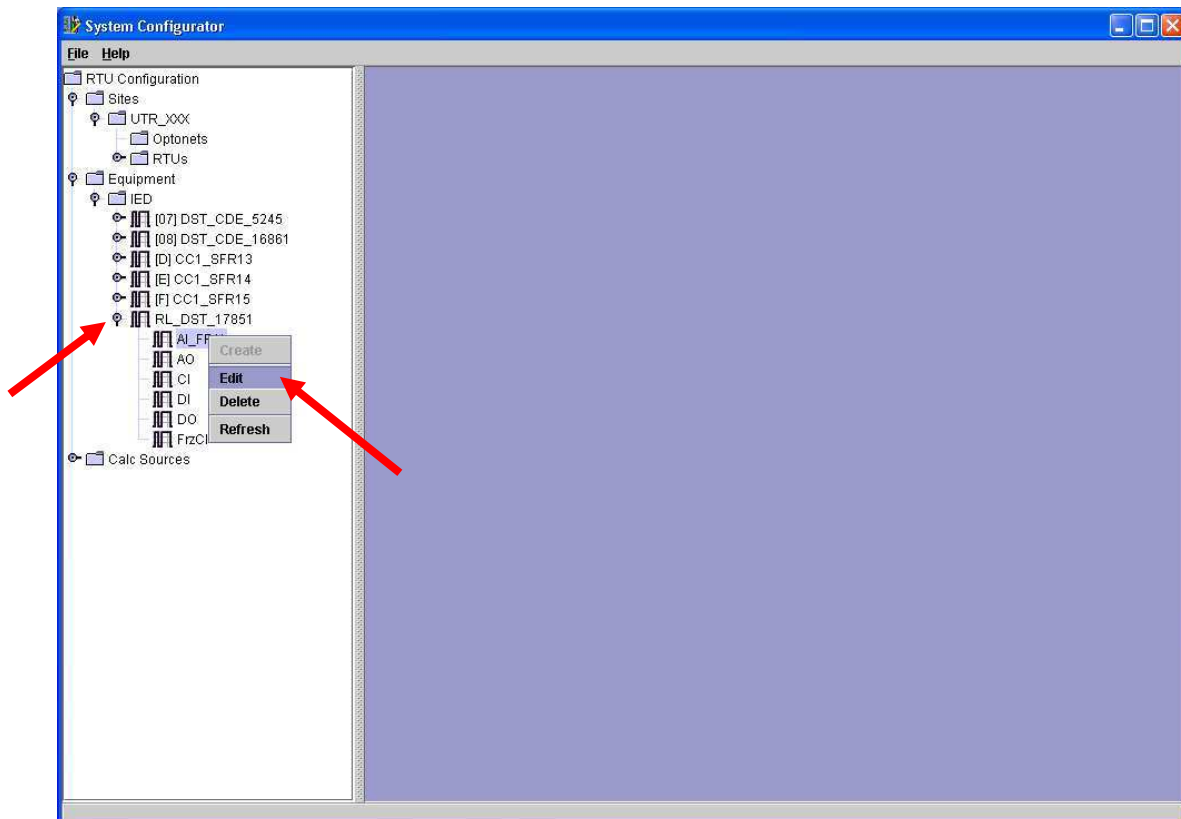


OBS: Devemos observar que o endereço do novo DNP está em Hexadecimal

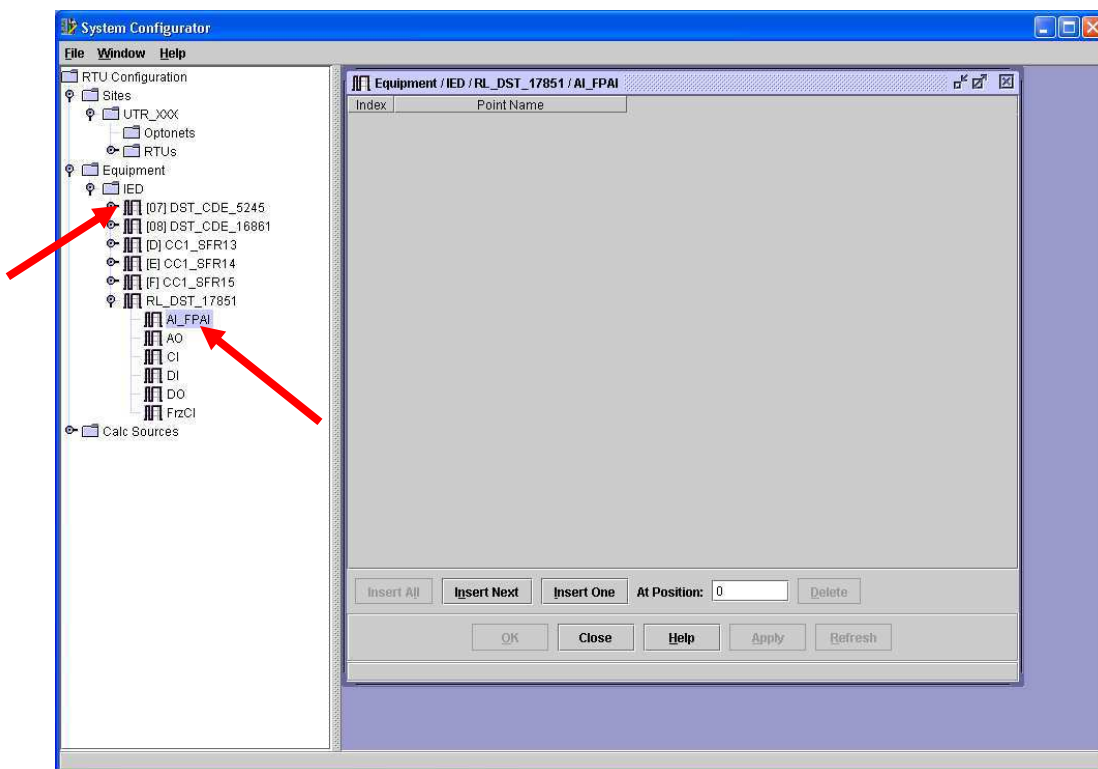
Escolhido o novo endereço devemos clicar em OK



Passo 13: deveremos agora Inserir os pontos (ED, EA e SD) do novo IED atribuindo nomes e mapeando-os com os respectivos endereços DNP3.0. Para tal devemos clicar no IDE criado (RL_DST_7851) e com o botão direito do mouse clicar em AI_FPAI e seleccionar Edit.



Passo 14: Em seguida abrirá uma nova tela para inserção dos novos endereços DNP 3.0

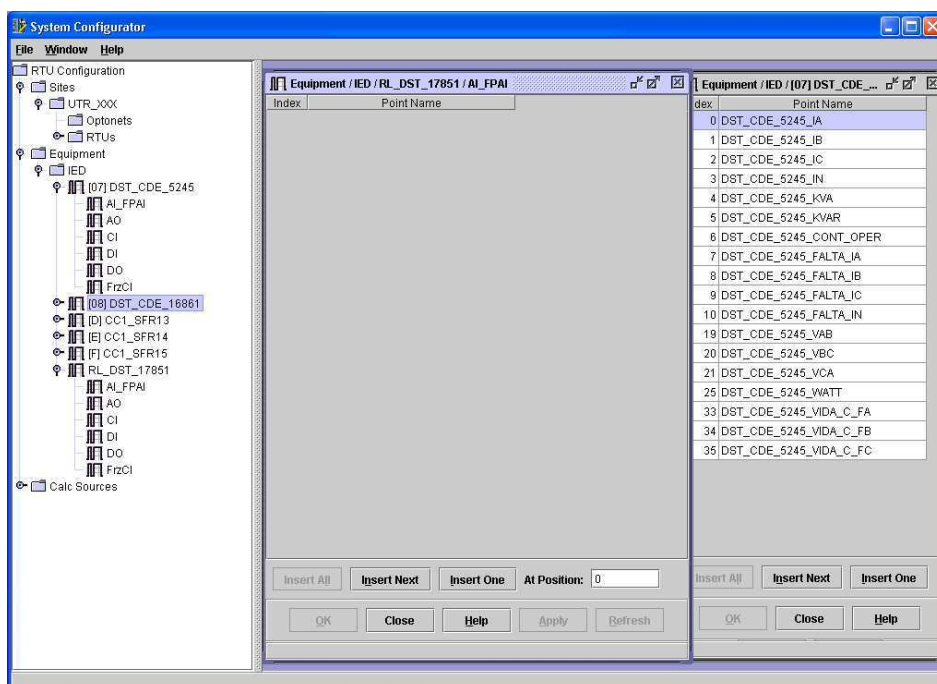


→ Em “insert Next” adicionaremos a quantidade de “Point Name” necessária para configuração a porta **AI_FPAI** (analógica Input).

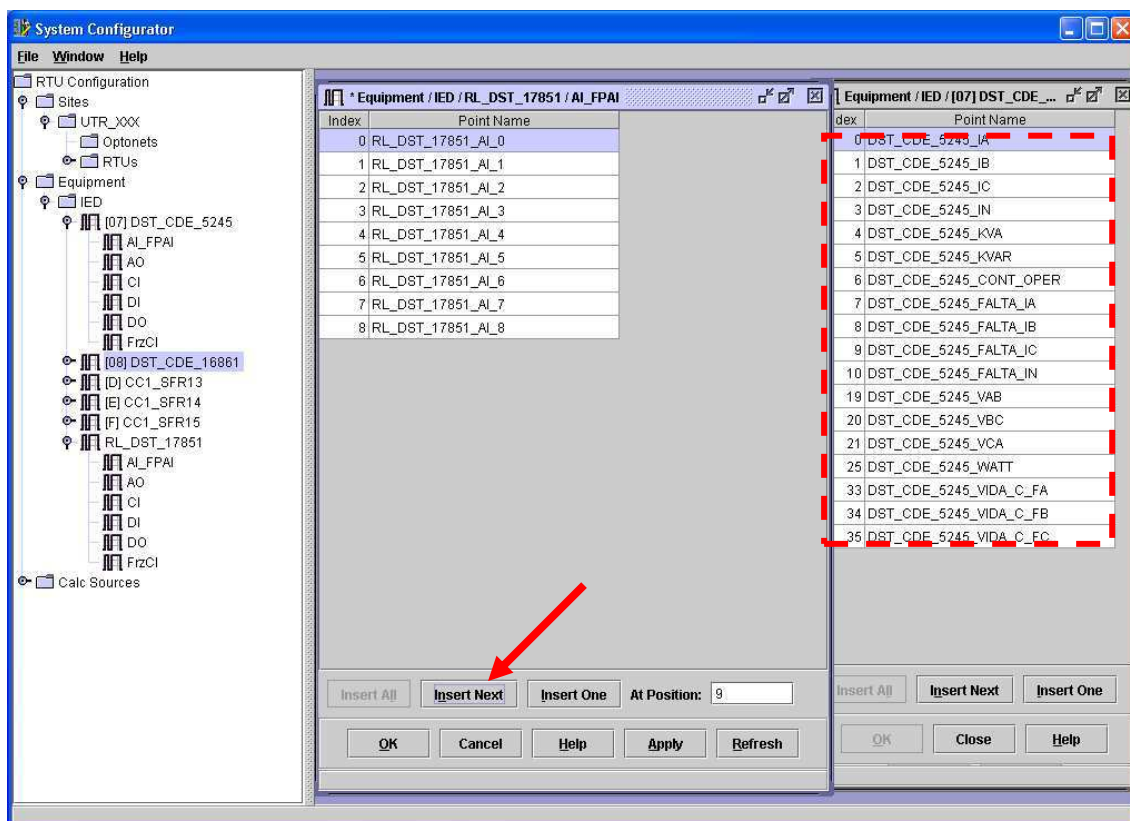
→ Faz-se necessário sabermos a quantidade de pontos e para isso sugiro abrir o IED de um equipamento já funcionando.

Por exemplo: [07] DST_CDE_5245

Fazer a comparação e assim adicionar a quantidade de pontos necessária.



→ clicar em **Insert Next** até chegar a quantidade igual aos pontos do equipamentos referencia.



System Configurator

File Window Help

RTU Configuration

- Sites
 - UTR_XXX
 - Optonets
 - RTUs
- Equipment
 - IED
 - [07] DST_CDE_5245
 - AL_FPAI
 - AO
 - CI
 - DI
 - DO
 - FizCI
 - [08] DST_CDE_16861
 - [D] CC1_SFR13
 - [E] CC1_SFR14
 - [F] CC1_SFR15
 - RL_DST_17851
 - AL_FPAI
 - AO
 - CI
 - DI
 - DO
 - FizCI
 - Calc Sources

*** Equipment / IED / RL_DST_17851 / AL_FPAI**

Index	Point Name
0	RL_DST_17851_AI_0
1	RL_DST_17851_AI_1
2	RL_DST_17851_AI_2
3	RL_DST_17851_AI_3
4	RL_DST_17851_AI_4
5	RL_DST_17851_AI_5
6	RL_DST_17851_AI_6
7	RL_DST_17851_AI_7
8	RL_DST_17851_AI_8
9	RL_DST_17851_AI_9
10	RL_DST_17851_AI_10
11	RL_DST_17851_AI_11
12	RL_DST_17851_AI_12
13	RL_DST_17851_AI_13
14	RL_DST_17851_AI_14
15	RL_DST_17851_AI_15
16	RL_DST_17851_AI_16
17	RL_DST_17851_AI_17

Equipment / IED / [07] DST_CDE_...

Index	Point Name
0	DST_CDE_5245_IA
1	DST_CDE_5245_IB
2	DST_CDE_5245_IC
3	DST_CDE_5245_IN
4	DST_CDE_5245_KVA
5	DST_CDE_5245_KVAR
6	DST_CDE_5245_CONT_OPER
7	DST_CDE_5245_FALTA_IA
8	DST_CDE_5245_FALTA_IB
9	DST_CDE_5245_FALTA_IC
10	DST_CDE_5245_FALTA_IN
19	DST_CDE_5245_VAB
20	DST_CDE_5245_VBC
21	DST_CDE_5245_VCA
25	DST_CDE_5245_WATT
33	DST_CDE_5245_VIDA_C_FA
34	DST_CDE_5245_VIDA_C_FB
35	DST_CDE_5245_VIDA_C_FC

Insert All **Insert Next** Insert One At Position: 18

OK Cancel Help Apply Refresh

Insert All **Insert Next** Insert One

OK Close Help

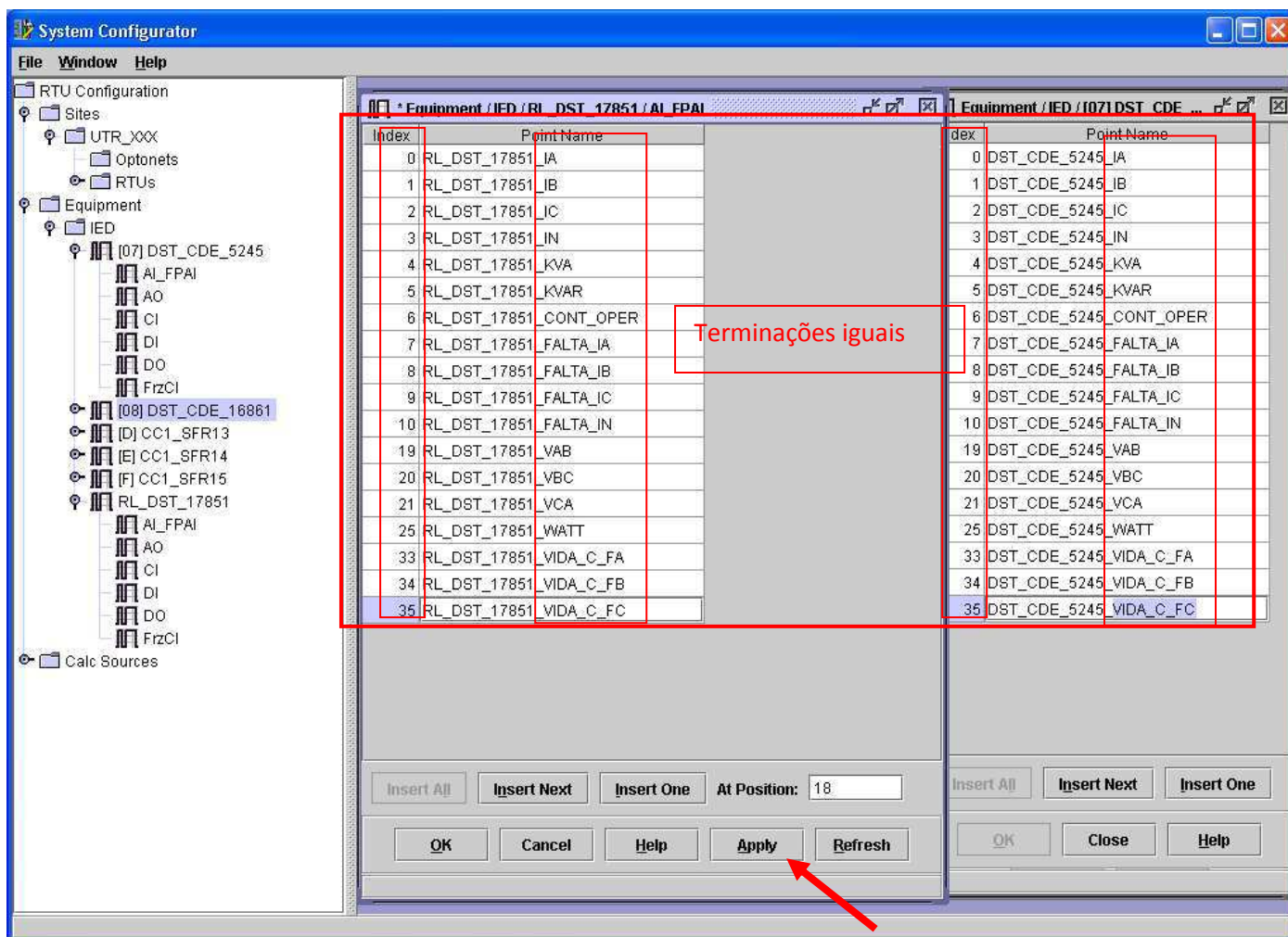
Passo 15: Chegando a quantidade necessária deveremos agora mudar a descrição de cada ponto criado, para isso o método usado é o “ctrl + C” e “ctrl + V” da descrição final de cada ponto

Por exemplo:

RL_DST_17851_AI_4 mudar para **RL_DST_17851_KVA**

Se faz necessário também mudar o “Índex” ou seja, a numeração de cada ponto, numerando igual ao nosso exemplo.

Com toda a modificação necessária realizada vejamos na figura abaixo o resultado final



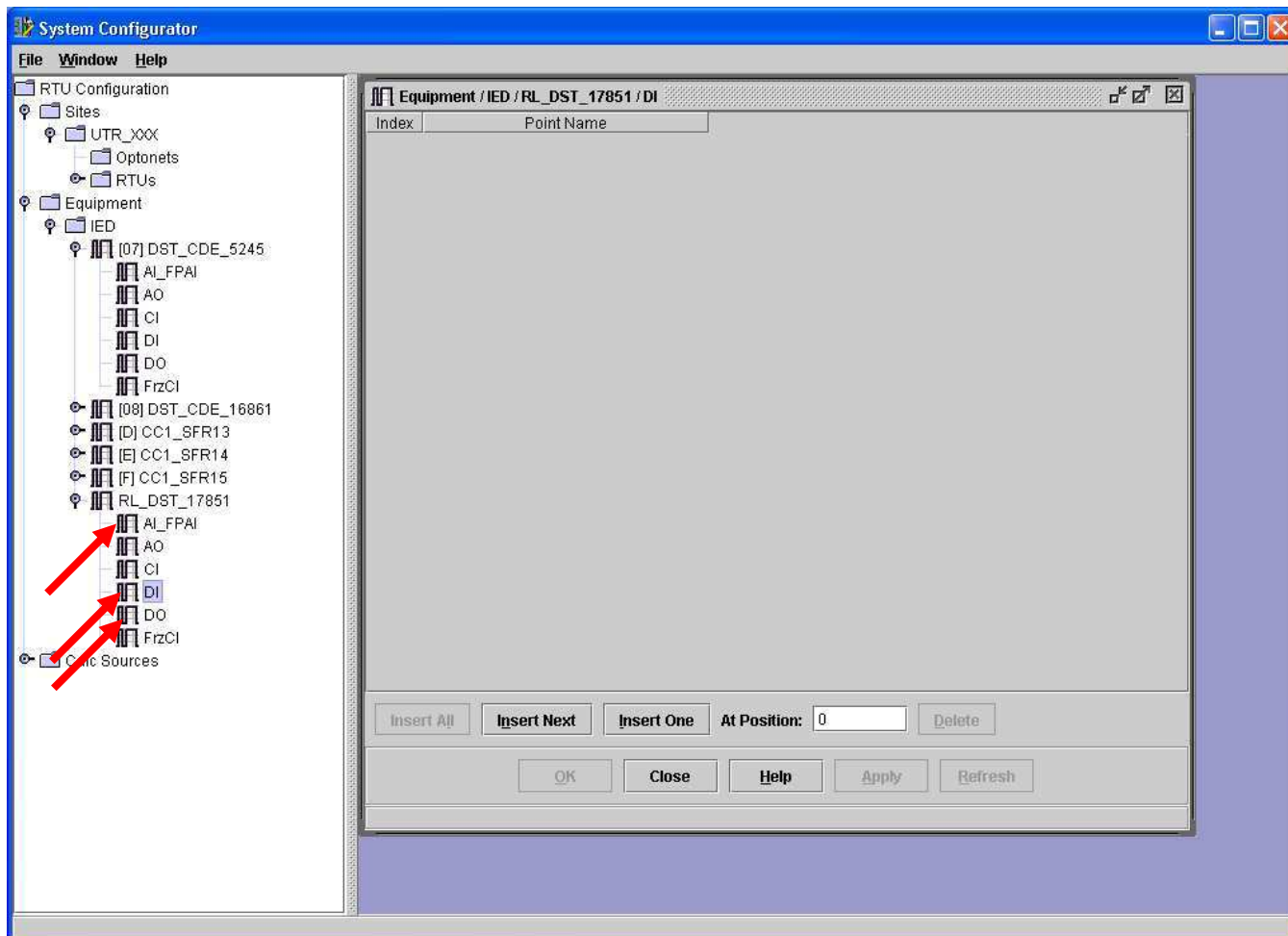
The screenshot shows the 'System Configurator' interface with two windows displaying equipment point lists. A red box highlights the 'PointName' column in both windows, showing identical suffixes for corresponding indices. A red arrow points to the 'Apply' button at the bottom of the interface.

Index	PointName
0	RL_DST_17851_AI
1	RL_DST_17851_IB
2	RL_DST_17851_IC
3	RL_DST_17851_IN
4	RL_DST_17851_KVA
5	RL_DST_17851_KVAR
6	RL_DST_17851_CONT_OPER
7	RL_DST_17851_FALTA_IA
8	RL_DST_17851_FALTA_IB
9	RL_DST_17851_FALTA_IC
10	RL_DST_17851_FALTA_IN
19	RL_DST_17851_VAB
20	RL_DST_17851_VBC
21	RL_DST_17851_VCA
25	RL_DST_17851_WATT
33	RL_DST_17851_VIDA_C_FA
34	RL_DST_17851_VIDA_C_FB
35	RL_DST_17851_VIDA_C_FC

Index	PointName
0	DST_CDE_5245_AI
1	DST_CDE_5245_IB
2	DST_CDE_5245_IC
3	DST_CDE_5245_IN
4	DST_CDE_5245_KVA
5	DST_CDE_5245_KVAR
6	DST_CDE_5245_CONT_OPER
7	DST_CDE_5245_FALTA_IA
8	DST_CDE_5245_FALTA_IB
9	DST_CDE_5245_FALTA_IC
10	DST_CDE_5245_FALTA_IN
19	DST_CDE_5245_VAB
20	DST_CDE_5245_VBC
21	DST_CDE_5245_VCA
25	DST_CDE_5245_WATT
33	DST_CDE_5245_VIDA_C_FA
34	DST_CDE_5245_VIDA_C_FB
35	DST_CDE_5245_VIDA_C_FC

No final de devemos clicar em Apply

Passo 16: Fazer o passo 14 e 15 (o mesmo procedimento) para **DI** (Digital input) e **DO** (digital output)

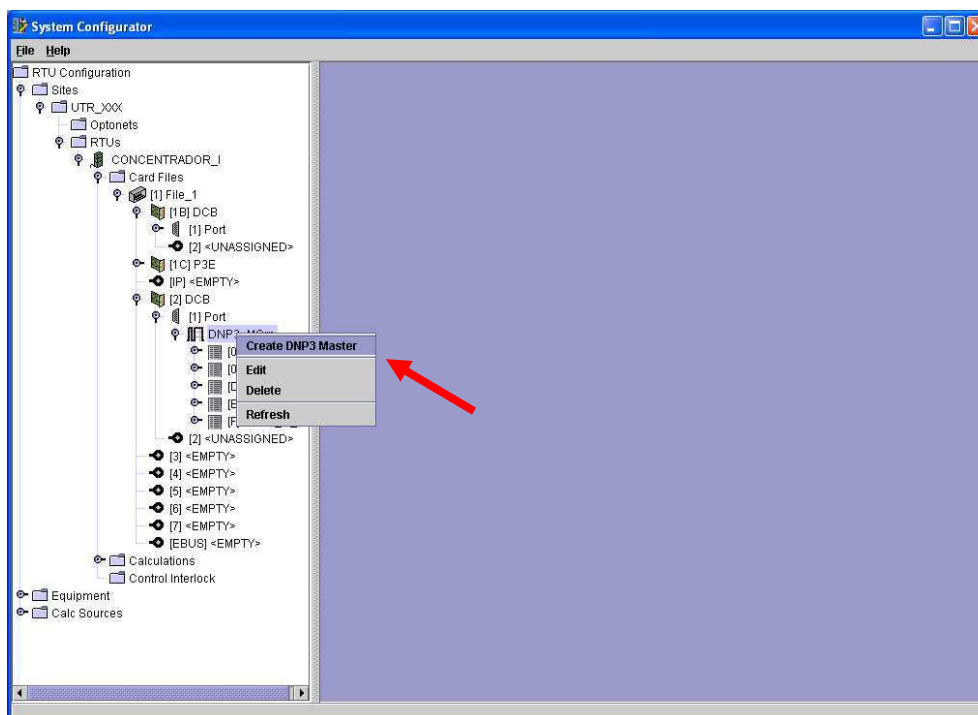


Configurar o novo IED no canal de comunicação do cartão V23

Passo 17: Para fazer a configuração de comunicação entre a UTR e o VTS devemos proceder clicando em:

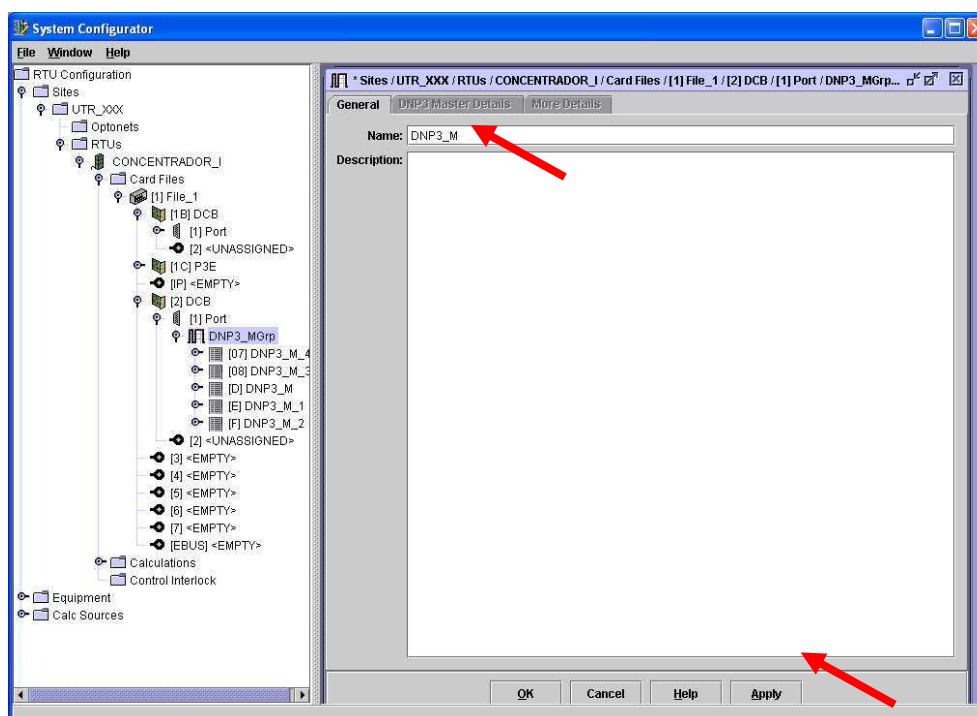
Sites → RTUs → Concentrador_I (que varia para cada CFG) → Card Files → [1] File_1 → [2] DCB → [1] Port.

Em **DNP3_Mgrp** clicamos com o botão direito do mouse e selecionamos **Create DNP3 MAster**.



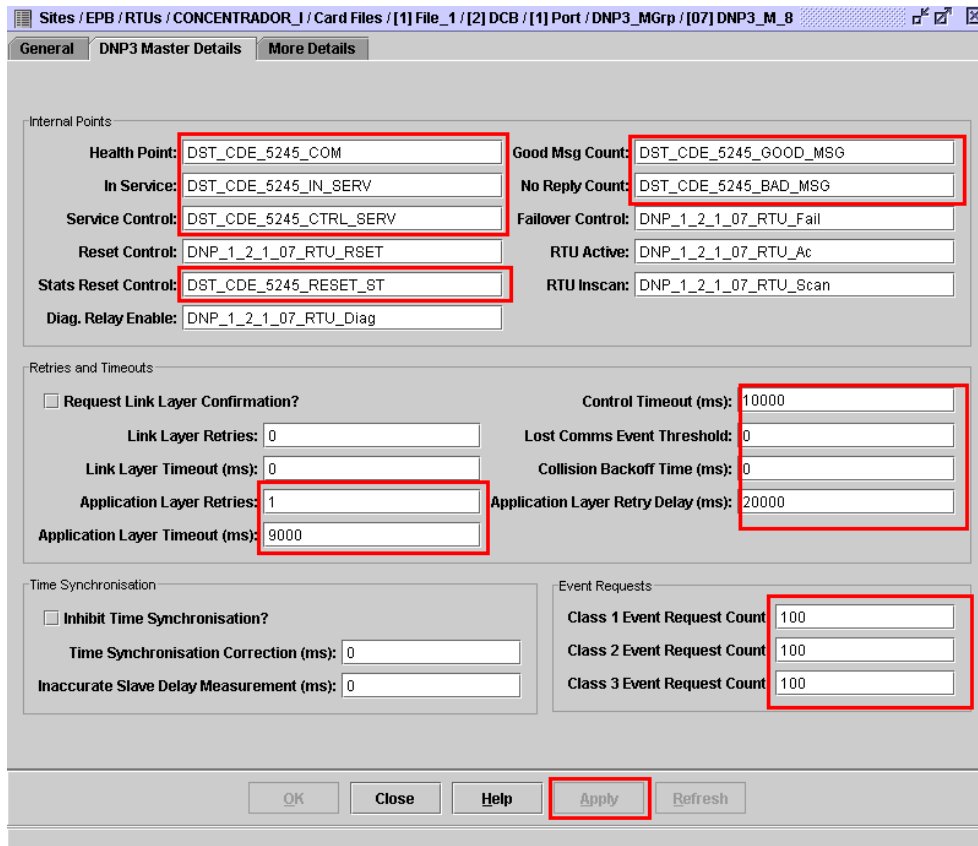
Passo 18:

em seguida abrirá uma nova tela e colocamos o nome do novo equipamento “exemplo: (DE: DNP3_M PARA: DST_MRU_8888) e clicamos em **Apply**



Passo 19: Clicando na aba DNP3 **Master Details**, deve-se configurar alguns parâmetros de comunicação do DNP3.0

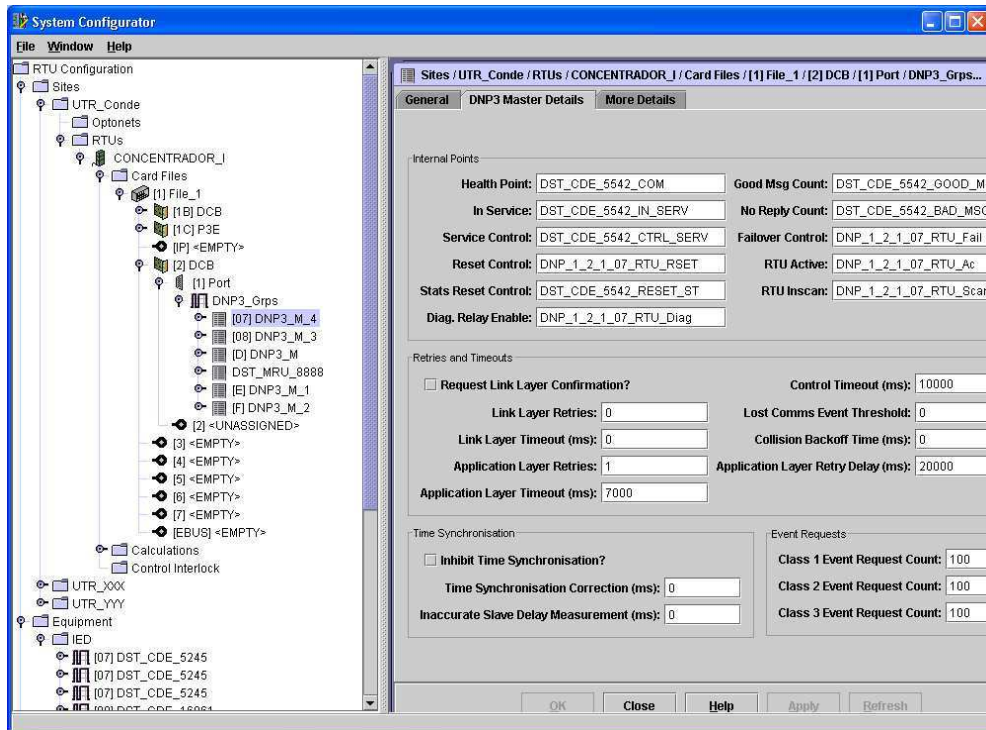
OBS: Deve-se seguir o mesmo modelo apresentado na figura abaixo alterando apenas a localização (CDE) e o número do equipamento (5245)



Field	Value
Health Point	DST_CDE_5245_COM
In Service	DST_CDE_5245_IN_SERV
Service Control	DST_CDE_5245_CTRL_SERV
Reset Control	DNP_1_2_1_07_RTU_RSET
Stats Reset Control	DST_CDE_5245_RESET_ST
Diag. Relay Enable	DNP_1_2_1_07_RTU_Diag
Good Msg Count	DST_CDE_5245_GOOD_MSG
No Reply Count	DST_CDE_5245_BAD_MSG
Failover Control	DNP_1_2_1_07_RTU_Fail
RTU Active	DNP_1_2_1_07_RTU_Ac
RTU Inscan	DNP_1_2_1_07_RTU_Scan
Request Link Layer Confirmation?	<input type="checkbox"/>
Link Layer Retries	0
Link Layer Timeout (ms)	0
Application Layer Retries	1
Application Layer Timeout (ms)	9000
Control Timeout (ms)	10000
Lost Comms Event Threshold	0
Collision Backoff Time (ms)	0
Application Layer Retry Delay (ms)	20000
Inhibit Time Synchronisation?	<input type="checkbox"/>
Time Synchronisation Correction (ms)	0
Inaccurate Slave Delay Measurement (ms)	0
Class 1 Event Request Count	100
Class 2 Event Request Count	100
Class 3 Event Request Count	100

Obs.: Não devemos habilitar o campo "Inhibit Time Synchronisation"

Para conseguir uma tela de referência devemos clicar em:
 → [07] DNP3_M4 (ou qualquer outro) e clicar com o botão direito em **Edit**.



Devemos alterar os campos referenciado no primeiro item do passo 19 por exemplo:

De: DST_MRU_8888_01_HilthPnt
Para: DST_MRU_8888_COM.

E assim sucessivamente.

System Configurator

Conde / RTUs / CONCENTRADOR_1 / Card Files / [1] File_1 / [2] DCB / [1] Port / D... Sites / UTR_Conde / RTUs / CONCENTRADOR_1 / Card Files / [1] File_1 / [2] DCB /

DNP3 Master Details More Details DNP3 Master Details More Details

Health Point: DST_MRU_8888_01_HlthPnt	Good Msg Count: DST_MRU_8888_01_good_r	Health Point: DST_CDE_5542_COM	Good Msg Count: DST
Service: DST_MRU_8888_01_service	No Reply Count: DST_MRU_8888_01_bad_m	In Service: DST_CDE_5542_IN_SERV	No Reply Count: DST
Control: DST_MRU_8888_01_serv_ctrl	Failover Control: DST_MRU_8888_01_failover	Service Control: DST_CDE_5542_CTRL_SERV	Failover Control: DNP
Control: DST_MRU_8888_01_rst_ctrl	RTU Active: DST_MRU_8888_01_active	Reset Control: DNP_1_2_1_02_RTU_RSET	RTU Active: DNP
Control: DST_MRU_8888_01_stats_rst	RTU Inscan: DST_MRU_8888_01_inscan	Stats Reset Control: DST_CDE_5542_RESET_ST	RTU Inscan: DNP
Enable: <input type="checkbox"/>		Diag. Relay Enable: DNP_1_2_1_02_RTU_Diag	

Link Layer Confirmation? Control Timeout (ms): 9

Link Layer Retries: 0 Lost Comms Event Threshold: 0

Link Layer Timeout (ms): 1000 Collision Backoff Time (ms): 0

Application Layer Retries: 0 Application Layer Retry Delay (ms): 0

Application Layer Timeout (ms): 9000

Time Synchronisation? Inhibit Time Synchronisation?

Time Synchronisation Correction (ms): 0

Inaccurate Slave Delay Measurement (ms): 0

Event Requests

Class 1 Event Request Count: 0	Class 2 Event Request Count: 0	Class 3 Event Request Count: 0
--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

Link Layer Retries: 0 Lost Comms Event T

Link Layer Timeout (ms): 1 Collision Backoff T

Application Layer Retries: 1 Application Layer Retry D

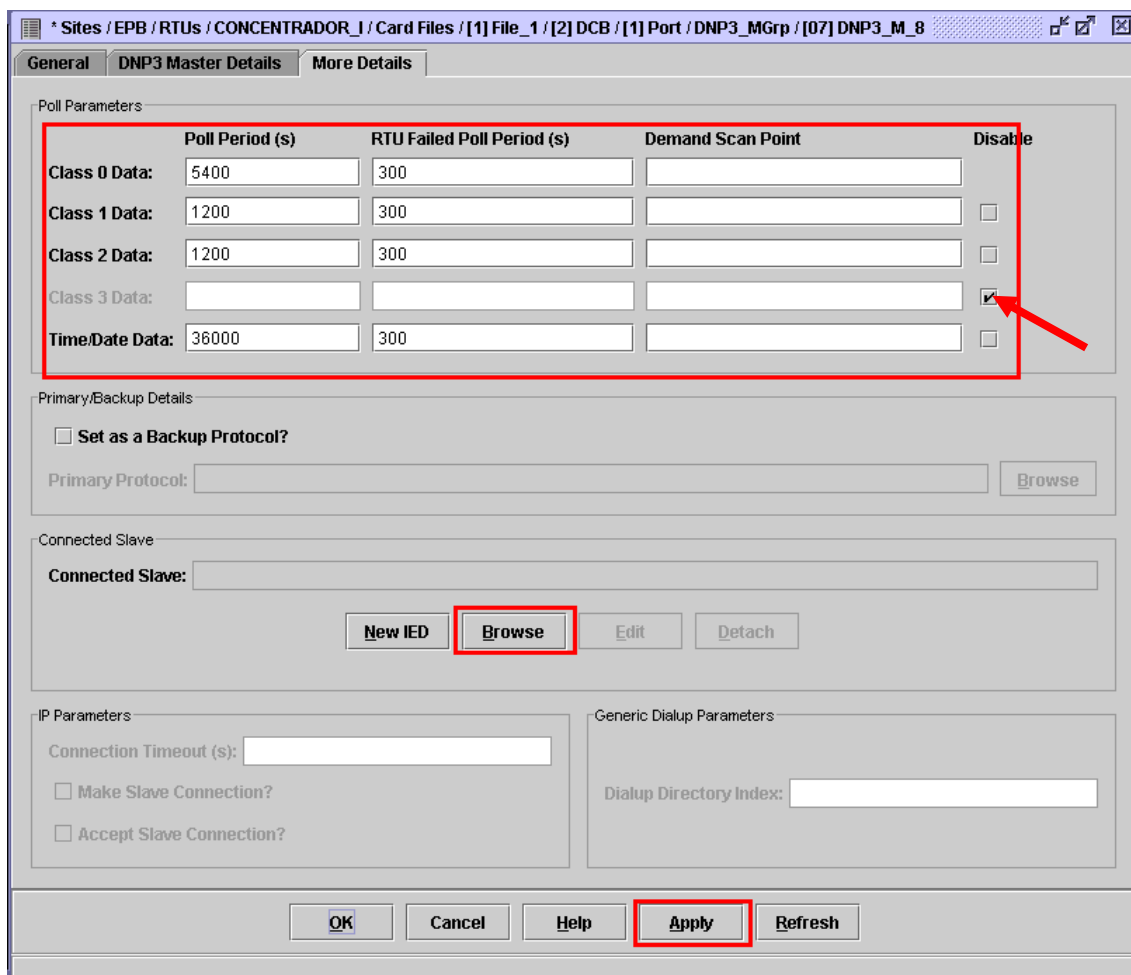
Application Layer Timeout (ms): 7000

Equipment referência

OK Close Help Apply Refresh OK Close Help Apply

Passo 20: Na aba “**More Details**” devemos configurar os parâmetros de class 0,1e 2. E desabilitar o “**class 3 Data**”.

→ Na aba “**Connect Slave**” clicar em “**Browse**”.

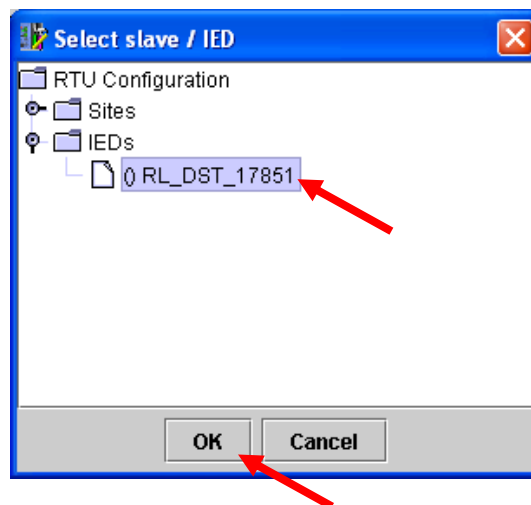


The screenshot shows the 'More Details' tab of a configuration window. The 'Poll Parameters' section contains the following data:

	Poll Period (s)	RTU Failed Poll Period (s)	Demand Scan Point	Disable
Class 0 Data:	5400	300		<input type="checkbox"/>
Class 1 Data:	1200	300		<input type="checkbox"/>
Class 2 Data:	1200	300		<input type="checkbox"/>
Class 3 Data:				<input checked="" type="checkbox"/>
Time/Date Data:	36000	300		<input type="checkbox"/>

The 'Connected Slave' section has a 'Browse' button highlighted with a red box. The 'Apply' button at the bottom is also highlighted with a red box.

Passo 21: após o clicar em “**Browse**”, devemos selecionar qual o **Slave** referente a configuração “**MÁSTER**” realizada e a seguir clicar em “**OK**”

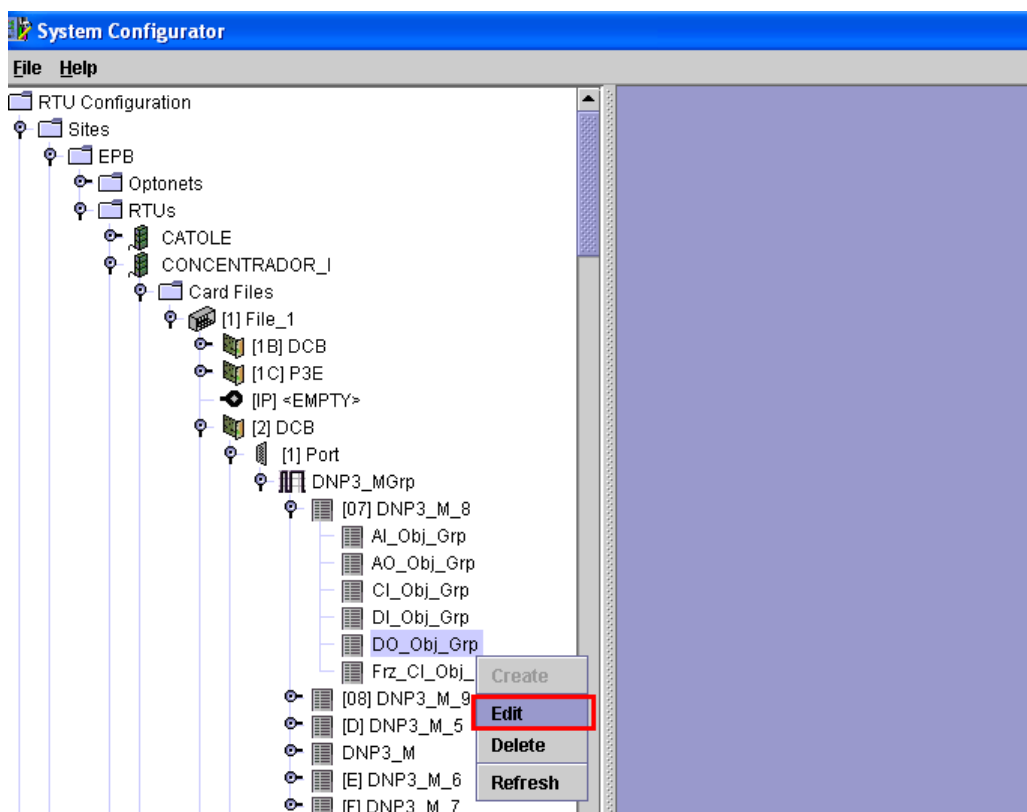


Passo 22: Deve-se configurar os tipos de comando de cada ponto que a UTR deverá realizar.

Para chegar nesse parâmetro deveremos clicar em:

Sites → RTUs → CONCENTRADOR_I → Card Files → [1] File_1 → [2] DCB → [1] Port → DNP3_MGrp → [07] DNP3_M_8.

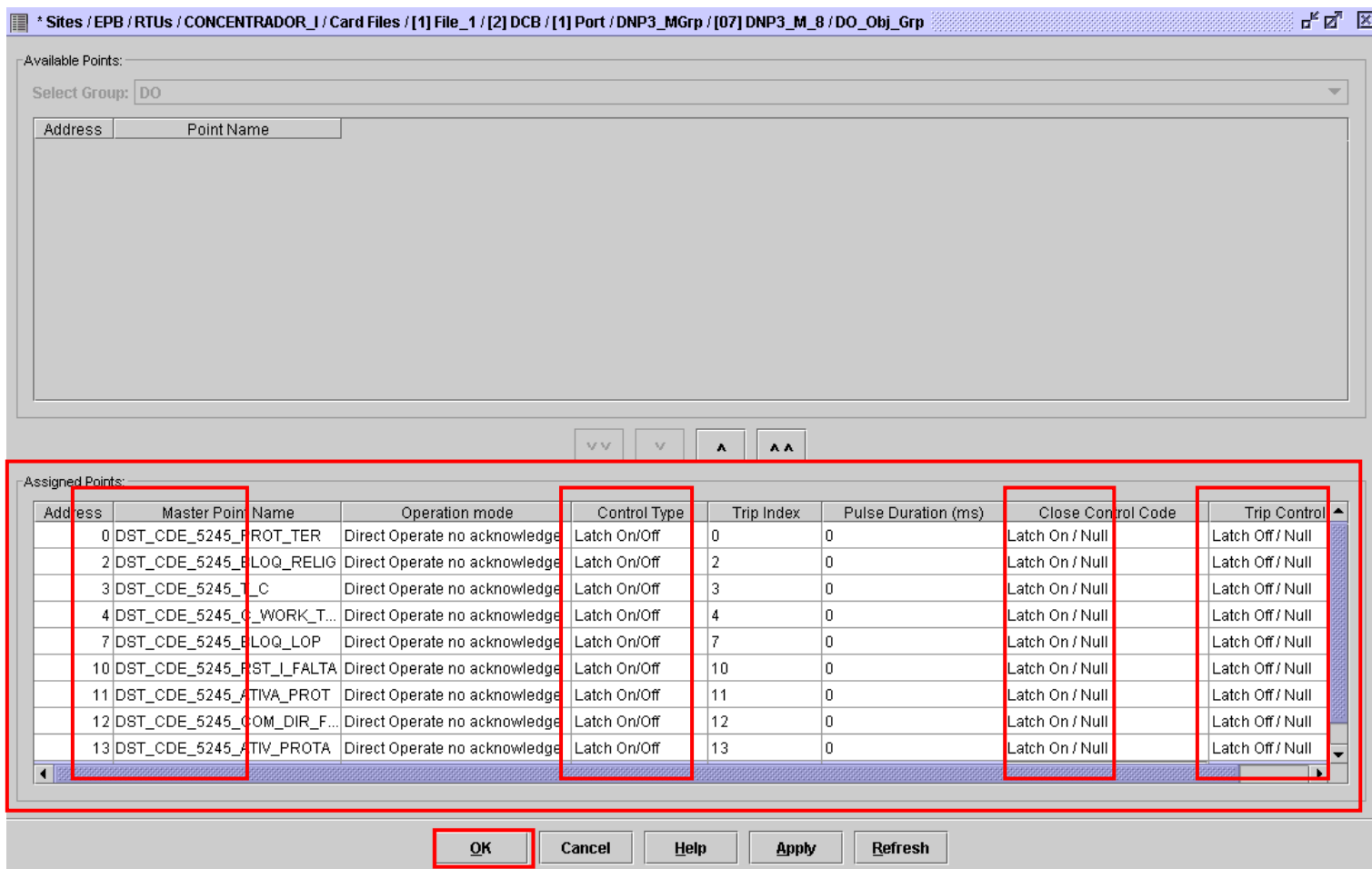
Clicando com o botão direito em “**DO_Obj_Grp**” e selecionando “**Edit**”.



Passo 23: Abrirá uma nova tela no qual deve-se configurar os itens circulado.

Obs: atentar para as alterações no campo “**Máster Point Name**”, “**Close Control Code**” e “**Trip Control**”.

- Em “**Máster Point Name**” devemos alterar o nome de cada ponto com os nomes novos e deixando as terminações.
- Em “**Control Type**” devemos selecionar **Latch On / Off**.
- Em “**Close Control Code**” Devemos selecionar “**Lacth On/Off**”.
- Em “**Trip Control**” Devemos selecionar “**Latch Off / Null**”.

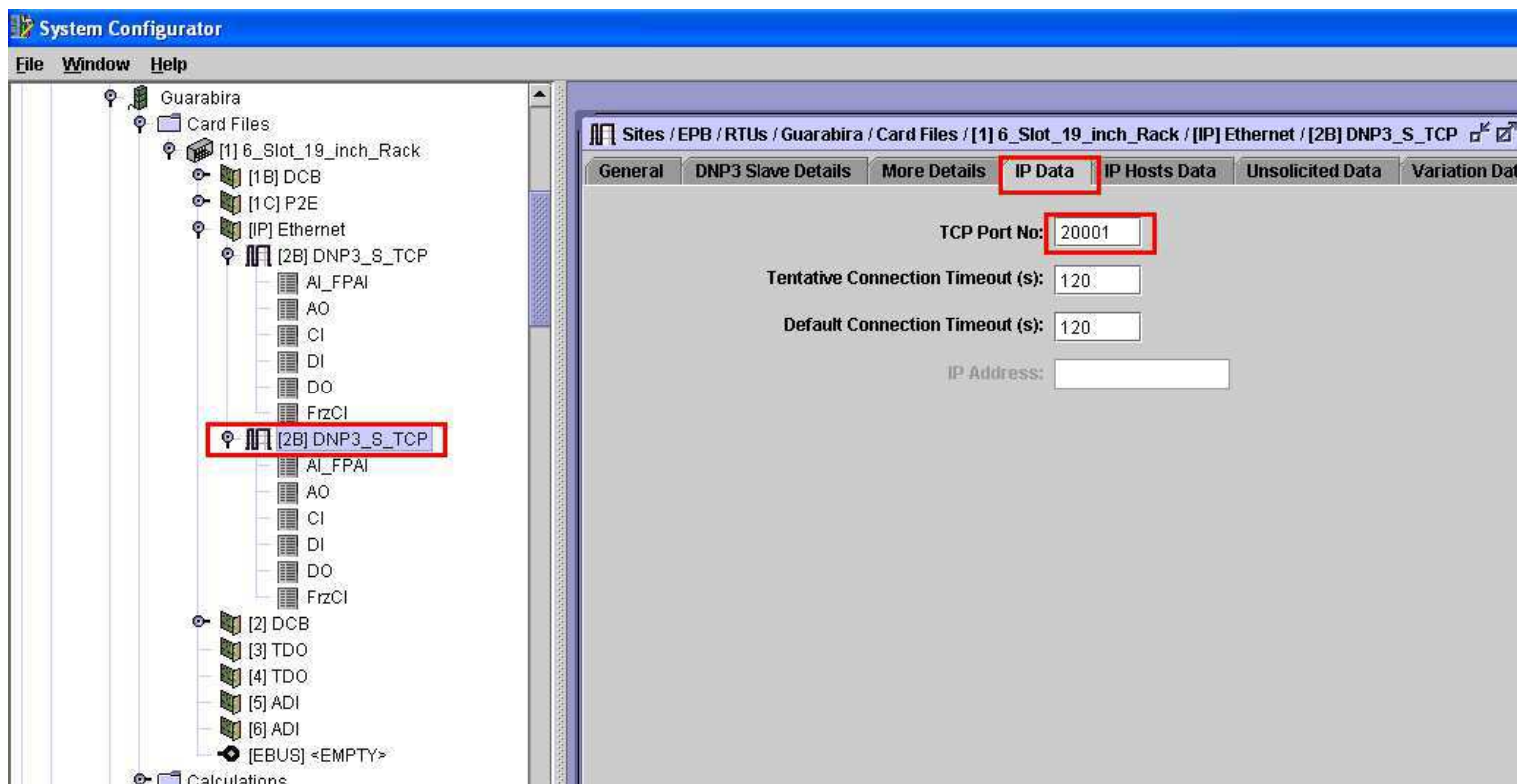


The screenshot shows a software window titled "Assigned Points" with a table of data. The table has the following columns: Address, Master Point Name, Operation mode, Control Type, Trip Index, Pulse Duration (ms), Close Control Code, and Trip Control. The rows contain data for various points, with the specified columns highlighted in red. Below the table, there are buttons for "OK", "Cancel", "Help", "Apply", and "Refresh". The "OK" button is also highlighted in red.

Address	Master Point Name	Operation mode	Control Type	Trip Index	Pulse Duration (ms)	Close Control Code	Trip Control
0	DST_CDE_5245_PROT_TER	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	0	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
2	DST_CDE_5245_BLOQ_RELIG	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	2	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
3	DST_CDE_5245_T_C	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	3	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
4	DST_CDE_5245_C_WORK_T...	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	4	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
7	DST_CDE_5245_BLOQ_LOP	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	7	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
10	DST_CDE_5245_RST_J_FALTA	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	10	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
11	DST_CDE_5245_ATIVA_PROT	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	11	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
12	DST_CDE_5245_COM_DIR_F...	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	12	0	Latch On / Null	Latch Off / Null
13	DST_CDE_5245_ATIV_PROTA	Direct Operate no acknowledge	Latch On/Off	13	0	Latch On / Null	Latch Off / Null

Ao termino clicar em “**Ok**”.

Passo 24: Inserir os pontos (ED, EA e SD) do novo IED no canal DNP3.0 slave do COD. Inicialmente deve-se identificar qual é o canal do COD. O Canal do COD pode ser identificado pela Porta TCP/IP que está configurada.



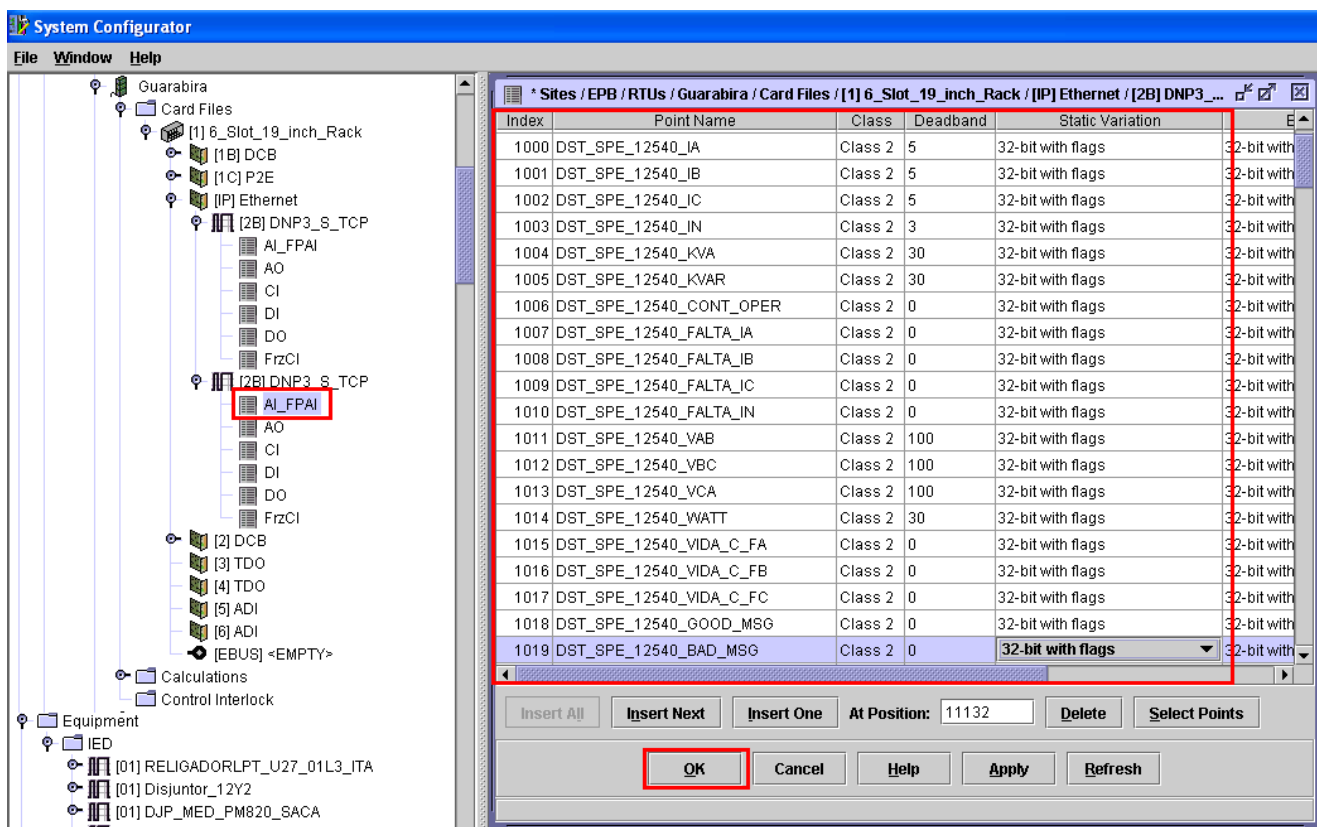
Passo 25: Inserir os pontos (ED, EA e SD) do novo IED no canal DNP3.0 slave do COD, Identificado o canal do COD, deve-se agora inserir os pontos em cada tabela (AO, DI e DO) do referido canal.

Entradas Analógicas

→ inserir todos os endereços (ex: **3114**) conforme a planilha do Excel criada anteriormente exemplo: **30/2/03114: NS** “tabela Analog Input”

→ clicando em **“Insert Next”** para inserir a quantidade de pontos necessárias e depois reescrever o ponto inserido e selecionar no campo **“Point Name “** a informação que esta na tabela do Excel.

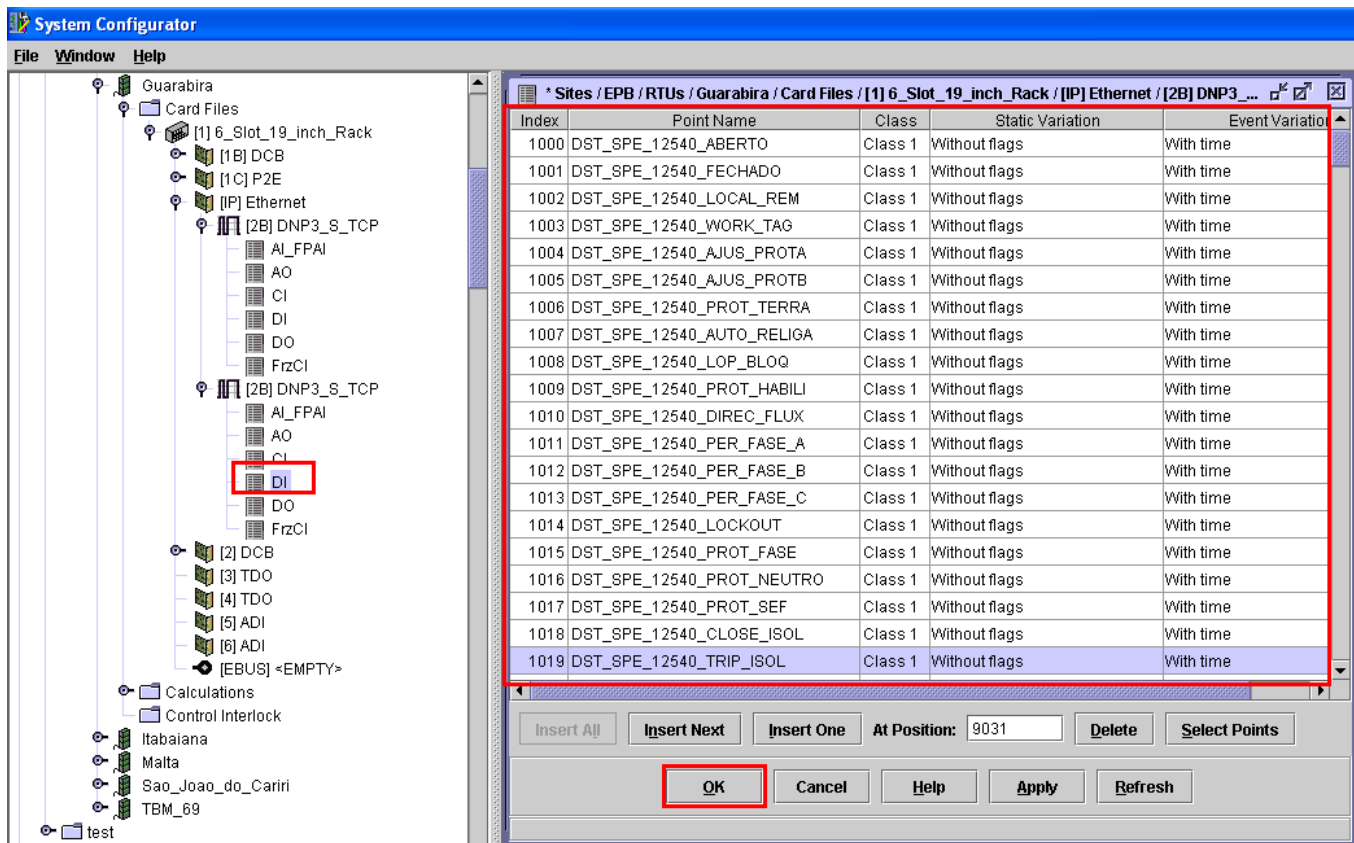
→ Após ter realizado o procedimento deveremos clicar em **OK**



The screenshot shows the 'System Configurator' interface. On the left, a tree view shows the configuration hierarchy for 'Guarabira', including 'Card Files', '[1] 6_Slot_19_inch_Rack', '[1B] DCB', '[1C] P2E', '[IP] Ethernet', and '[2B] DNP3_S_TCP'. The 'AL_FPAI' folder is highlighted. On the right, a table lists points with columns: Index, Point Name, Class, Deadband, Static Variation, and a dropdown menu. The table contains 19 rows of data. Below the table are buttons for 'Insert All', 'Insert Next', 'Insert One', 'At Position: 11132', 'Delete', and 'Select Points'. At the bottom, there are buttons for 'OK', 'Cancel', 'Help', 'Apply', and 'Refresh'. The 'OK' button is highlighted with a red box.

Index	Point Name	Class	Deadband	Static Variation	
1000	DST_SPE_12540_IA	Class 2	5	32-bit with flags	32-bit with
1001	DST_SPE_12540_IB	Class 2	5	32-bit with flags	32-bit with
1002	DST_SPE_12540_IC	Class 2	5	32-bit with flags	32-bit with
1003	DST_SPE_12540_IN	Class 2	3	32-bit with flags	32-bit with
1004	DST_SPE_12540_KVA	Class 2	30	32-bit with flags	32-bit with
1005	DST_SPE_12540_KVAR	Class 2	30	32-bit with flags	32-bit with
1006	DST_SPE_12540_CONT_OPER	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1007	DST_SPE_12540_FALTA_IA	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1008	DST_SPE_12540_FALTA_IB	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1009	DST_SPE_12540_FALTA_IC	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1010	DST_SPE_12540_FALTA_IN	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1011	DST_SPE_12540_VAB	Class 2	100	32-bit with flags	32-bit with
1012	DST_SPE_12540_VBC	Class 2	100	32-bit with flags	32-bit with
1013	DST_SPE_12540_VCA	Class 2	100	32-bit with flags	32-bit with
1014	DST_SPE_12540_WATT	Class 2	30	32-bit with flags	32-bit with
1015	DST_SPE_12540_VIDA_C_FA	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1016	DST_SPE_12540_VIDA_C_FB	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1017	DST_SPE_12540_VIDA_C_FC	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1018	DST_SPE_12540_GOOD_MSG	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with
1019	DST_SPE_12540_BAD_MSG	Class 2	0	32-bit with flags	32-bit with

Passo 26: fazer as mesmas modificações para a entrada digital input (DI) no quadro marcado na figura abaixo, atentando novamente para o endereço (**INDEX**), e para o nome do ponto (**Point Name**)



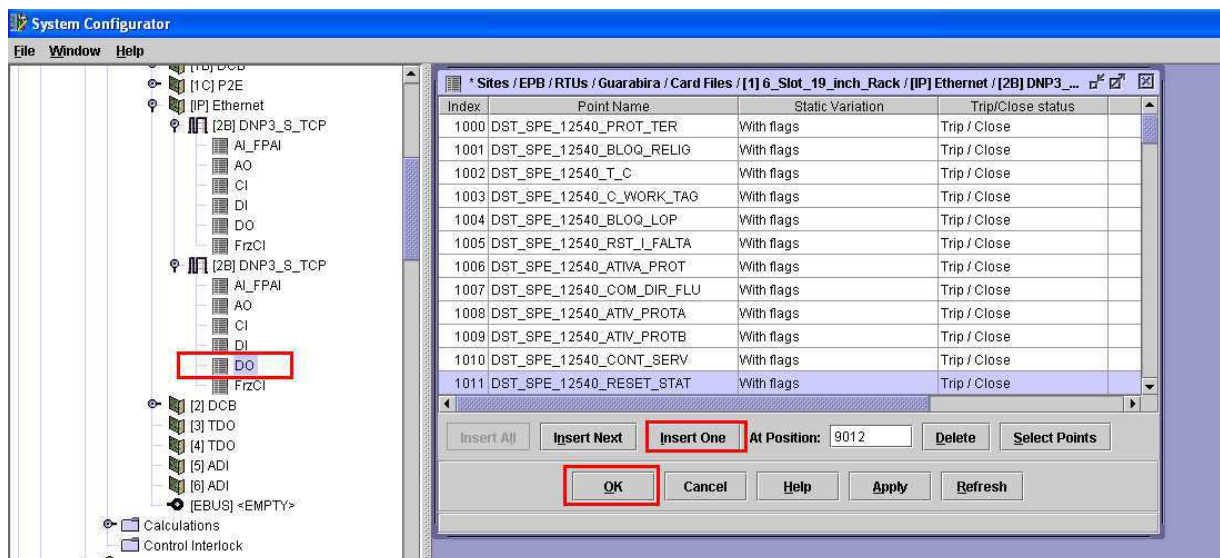
The screenshot shows the 'System Configurator' interface. On the left, a tree view displays the project structure for 'Guarabira'. Under the 'Card Files' section, the '6_Slot_19_inch_Rack' is expanded to show 'Ethernet' and 'DNP3_S_TCP' configurations. The 'DI' (Digital Input) point is highlighted with a red box.

On the right, a dialog box titled '* Sites / EPB / RTUs / Guarabira / Card Files / [1] 6_Slot_19_inch_Rack / [IP] Ethernet / [2B] DNP3_...' is open. It contains a table with the following data:

Index	Point Name	Class	Static Variation	Event Variation
1000	DST_SPE_12540_ABERTO	Class 1	Without flags	With time
1001	DST_SPE_12540_FECHADO	Class 1	Without flags	With time
1002	DST_SPE_12540_LOCAL_REM	Class 1	Without flags	With time
1003	DST_SPE_12540_WORK_TAG	Class 1	Without flags	With time
1004	DST_SPE_12540_AJUS_PROTA	Class 1	Without flags	With time
1005	DST_SPE_12540_AJUS_PROTB	Class 1	Without flags	With time
1006	DST_SPE_12540_PROT_TERRA	Class 1	Without flags	With time
1007	DST_SPE_12540_AUTO_RELIGA	Class 1	Without flags	With time
1008	DST_SPE_12540_LOP_BLOQ	Class 1	Without flags	With time
1009	DST_SPE_12540_PROT_HABILI	Class 1	Without flags	With time
1010	DST_SPE_12540_DIREC_FLUX	Class 1	Without flags	With time
1011	DST_SPE_12540_PER_FASE_A	Class 1	Without flags	With time
1012	DST_SPE_12540_PER_FASE_B	Class 1	Without flags	With time
1013	DST_SPE_12540_PER_FASE_C	Class 1	Without flags	With time
1014	DST_SPE_12540_LOCKOUT	Class 1	Without flags	With time
1015	DST_SPE_12540_PROT_FASE	Class 1	Without flags	With time
1016	DST_SPE_12540_PROT_NEUTRO	Class 1	Without flags	With time
1017	DST_SPE_12540_PROT_SEF	Class 1	Without flags	With time
1018	DST_SPE_12540_CLOSE_ISOL	Class 1	Without flags	With time
1019	DST_SPE_12540_TRIP_ISOL	Class 1	Without flags	With time

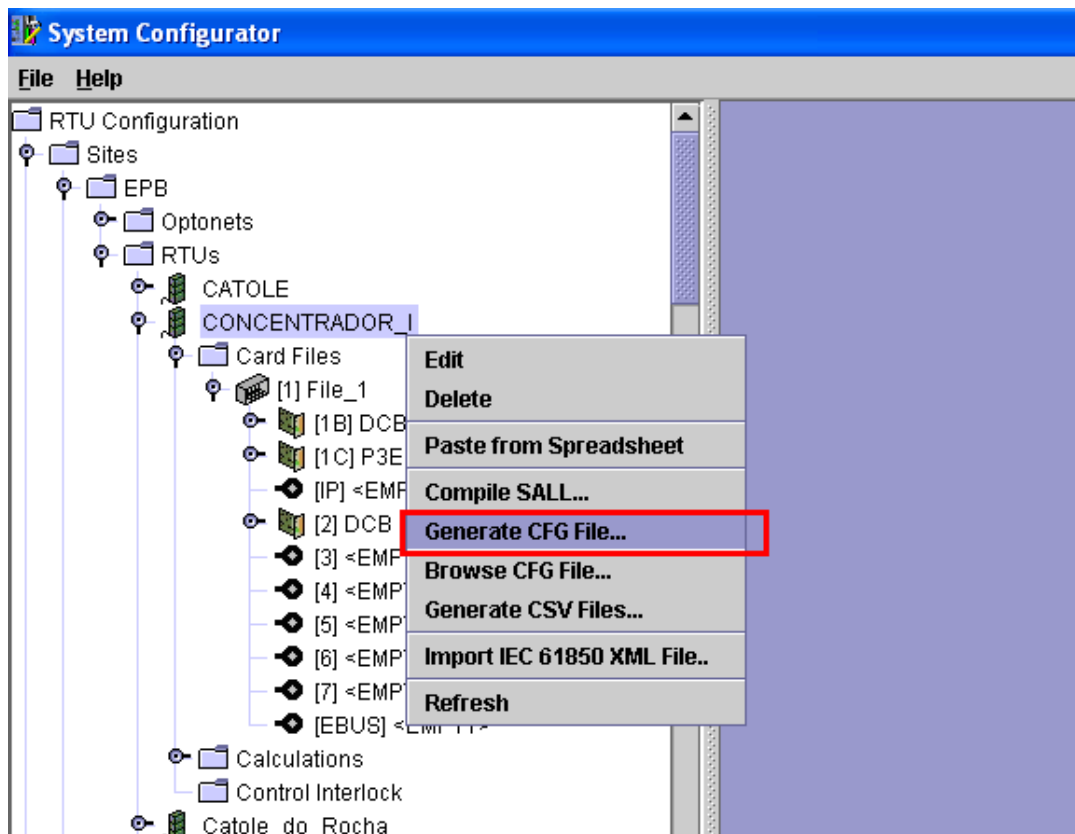
Below the table, there are buttons for 'Insert All', 'Insert Next', 'Insert One', 'At Position: 9031', 'Delete', and 'Select Points'. At the bottom of the dialog, the 'OK' button is highlighted with a red box.

Passo 27: fazer as mesmas modificações para a saída digital output (DO), atentando novamente para as modificações no endereço (INDEX) e para o nome do ponto (Point Name)

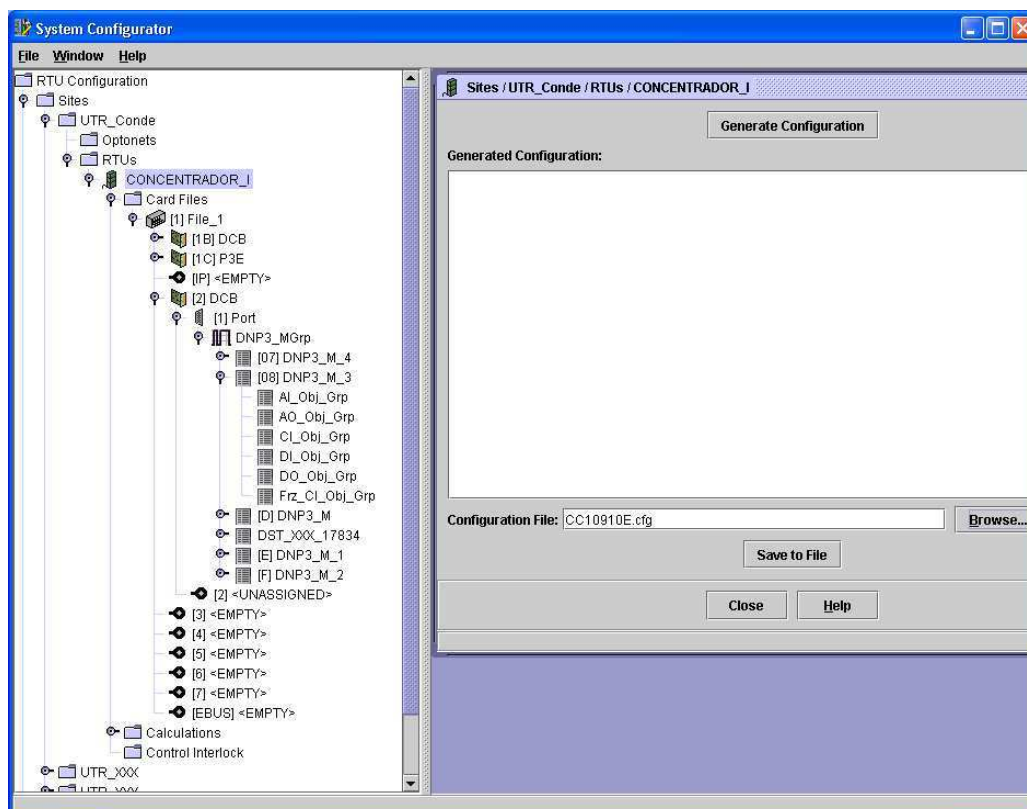


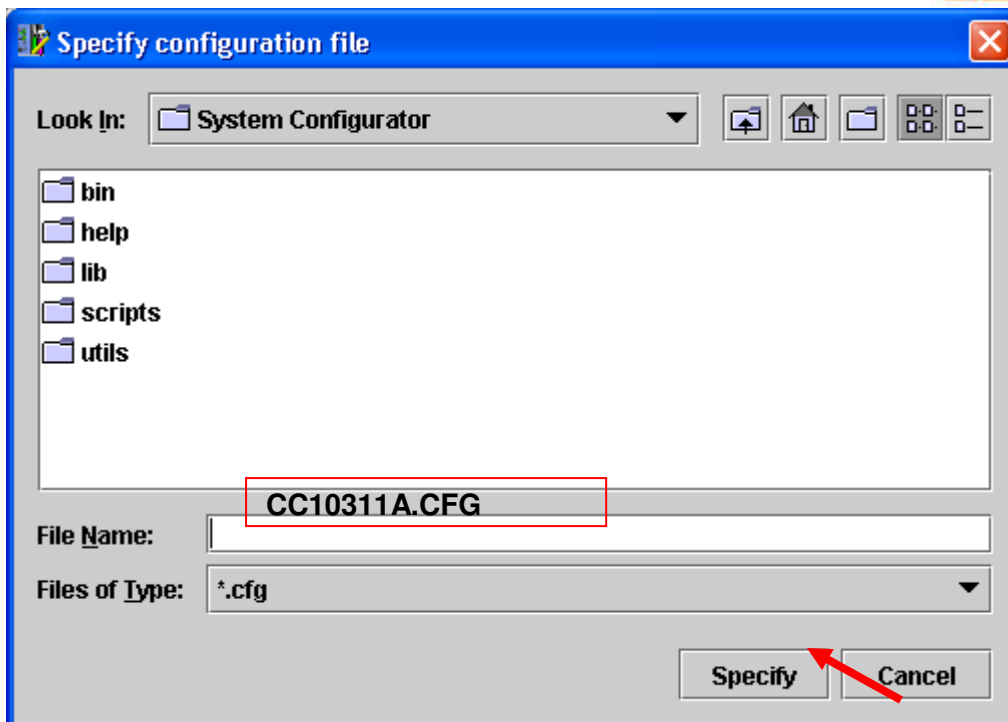
Passo 28 : Concluída a configuração do novo equipamento, agora deve-se gerar o novo CFG contemplando o mesmo para que seja carregado na UTR

→ devemos clicar com o botão direito do mouse em “concentrador” e selecionar “Generate CFG File...”



Passo 30: Devemos clicar em Browse para selecionar o caminho destino do arquivo.





Digitar em File Name o nome do arquivo seguindo o padrão.

O Padrão utilizado pela energisa é **CC10311A.CFG**.

- Onde **CC1** é a sigla da SE.
- Onde **03** é o mês.
- Onde **11** é o Ano.
- Onde **A** é a versão, ou seja, a sequencia de CFG já criado no mês.

Depois de ter determinado o nome padrão do arquivo devemos clicar em **Specify**

Passo 31 : Clicamos em **Save to File** para salvar a o CFG criado e em seguida clicamos em **Close**

