



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
GRUPO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

# RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

ALUNO: WELLINSÍLVIO COSTA DOS SANTOS

ORIENTADOR: BENEMAR ALENCAR DE SOUZA

CAMPINA GRANDE, FEVEREIRO DE 2010.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## **Relatório de Estágio Integrado**

Relatório apresentado à coordenação de estágios de Engenharia Elétrica da UFCG, como parte dos requisitos à obtenção de título de engenheiro eletricista.

**Orientador:** Prof. Benemar Alencar

Aluno: Wellinsílvio Costa dos Santos

Matrícula: 20421137

CAMPINA GRANDE, FEVEREIRO DE 2010.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## **Relatório de Estágio Integrado**

**Estagiário:** Wellinsílvio Costa dos Santos

**Empresa:** Energisa Paraíba

**Período de Estágio:** Setembro/2009 a Fevereiro/2010

**Orientador:** Prof. Benemar Alencar de Souza

CAMPINA GRANDE, FEVEREIRO DE 2010.

# RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

---

Wellinsílvio Costa dos Santos

Aluno

---

Benemar Alencar de Souza

Professor

---

Convidado

CAMPINA GRANDE, FEVEREIRO DE 2010.

## Agradecimentos

À minha família, mãe, pai e irmão, pela paciência e pelos ensinamentos de grande valia passados a mim, que contribuíram para a formação de meu caráter e me estimularam na busca do conhecimento, técnico e pessoal.

Aos professores Benemar Alencar de Souza e Núbia Silva Dantas Brito pelos conhecimentos transmitidos e pela oportunidade dada de trabalhar no Grupo de Sistemas Elétricos (GSE).

À concessionária de energia elétrica Energisa, em especial aos engenheiros Marcelo Cerqueira, Glêston Agra 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.

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 de Operação da Distribuição (DEOD) no setor de Automação da Distribuição (AD). 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 como acompanhamento de ocorrências de defeitos na rede de distribuição junto ao Centro de Operação da Distribuição (COD), estudo da finalidade, configuração e arquitetura de comunicação dos equipamentos que estão sob responsabilidade da AD, conhecimento dos softwares de gerenciamento e de estudos de proteção da rede de distribuição usados na empresa.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: GRUPO ENERGISA.....	13
FIGURA 2: ORGANOGRAMA DO DEOD.....	15
FIGURA 3: MANUTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO.....	16
FIGURA 4: COLABORADORES DA AD.....	18
FIGURA 5: QUANTIDADE DE EQUIPAMENTOS.....	18
FIGURA 6: NÚMERO DE EQUIPAMENTOS POR REGIONAL.....	19
FIGURA 7: ORGANOGRAMA DA AD ANTES DA ESTRUTURAÇÃO DO SETOR.....	20
FIGURA 8: ORGANOGRAMA DA AD APÓS A ESTRUTURAÇÃO DO SETOR.....	21
FIGURA 9: QUANTIDADE DE EQUIPAMENTOS POR EQUIPE.....	22
FIGURA 10: RELIGADOR NULEC.....	31
FIGURA 11: RELIGADOR NOJA.....	32
FIGURA 12: CUBÍCULO DE CONTROLE NULEC.....	33
FIGURA 13: CUBÍCULO DE CONTROLE NOJA.....	33
FIGURA 14: FLUXOGRAMA PARA CADA CICLO DE ABERTURA.....	34
FIGURA 15: SEQUÊNCIA DE RELIGAMENTOS ATÉ O BLOQUEIO PERMANENTE.....	35
FIGURA 16: SEQUÊNCIA DE RELIGAMENTOS DE UMA FALTA TRANSITÓRIA.....	35
FIGURA 17: LOCAL DE FUTURA INSTALAÇÃO DE RELIGADOR DE LINHA.....	36
FIGURA 18: PADRÃO PARA INSTALAÇÃO DE RELIGADORES DE LINHA.....	38
FIGURA 19: ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO COM MODEM GPRS.....	40
FIGURA 20: ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO VIA RÁDIO.....	42
FIGURA 21: TANQUE PRINCIPAL DA CHAVE AUTOMATIZADA.....	43
FIGURA 22: FAIXAS DE TENSÃO EM RELAÇÃO À DE REFERÊNCIA.....	46
FIGURA 23: DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA COMPLEMENTAR DA SENSAÇÃO DE CINTILAÇÃO.....	53
FIGURA 24: ESTRUTURA MONTADA PARA A REALIZAÇÃO DE ENSAIOS DE FAI.....	64
FIGURA 25: TIPOS DE SOLOS ONDE FORAM REALIZADOS OS TESTES DE FAI.....	64
FIGURA 26: POSTE DE TRANSIÇÃO COM TP E TC INSTALADOS.....	65
FIGURA 27: ELETRICISTA DE LINHA VIVA MANOBRANDO O CONDUTOR.....	66
FIGURA 28: TÉCNICO FAZENDO TROCA DE ELO FUSÍVEL.....	67
FIGURA 29: ENSAIO REALIZADO NA GRAMA MOLHADA.....	71

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1: CAPEX PARA REESTRUTURAÇÃO DA AD.....	24
TABELA 2: OPEX PARA REESTRUTURAÇÃO DA AD.....	26
TABELA 3: DADOS USADOS PARA CRIAÇÃO DE PLANILHA DE MANUTENÇÕES PREVENTIVAS .....	28
TABELA 4: MANUTENÇÕES DA SEMANA 1 - EQUIPE CENTRO .....	29
TABELA 5: LIMITES DE CADA FAIXA DE TENSÃO PARA 13,8 KV .....	47
TABELA 6: LIMITES DE CADA FAIXA DE TENSÃO PARA 380/220 V .....	47
TABELA 7: VALORES DE REFERÊNCIA DE DTT .....	50
TABELA 8: VALORES DE REFERÊNCIA DE DIT .....	51
TABELA 9: VALORES DE REFERÊNCIA DE $P_{ST}D95\%$ E DE $P_{LT}S95\%$ .....	54
TABELA 10: CLASSIFICAÇÃO DAS VTCD .....	54
TABELA 11: LIMITES DE DEC E FEC PARA A EBO DE 2010 A 2013.....	60
TABELA 12: LIMITES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS .....	60



## SUMÁRIO

<b>1. VISÃO GERAL DA ENERGISA .....</b>	<b>11</b>
<b>1.1. A ENERGISA PARAÍBA E BORBOREMA .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2. O DEOD .....</b>	<b>15</b>
<b>1.2.1 MANUTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.2.2 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>2. A REESTRUTURAÇÃO DA AD .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1. GERENCIAMENTO DE RECURSOS.....</b>	<b>22</b>
<b>2.1.1 CAPEX .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1.2 OPEX .....</b>	<b>25</b>
<b>2.2. AD 2010 .....</b>	<b>26</b>
<b>3. DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA AD .....</b>	<b>30</b>
<b>3.1. RELIGADORES DE LINHA.....</b>	<b>30</b>
<b>3.1.1 FUNCIONAMENTO .....</b>	<b>33</b>
<b>3.1.2 INSTALAÇÃO EM CAMPO.....</b>	<b>36</b>
<b>3.1.3 MEIOS DE COMUNICAÇÃO USADOS .....</b>	<b>38</b>
<b>3.2 CHAVES AUTOMATIZADAS.....</b>	<b>42</b>
<b>3.2.1 FUNCIONAMENTO .....</b>	<b>43</b>

<b>4. ÍNDICES DE QUALIDADE .....</b>	<b>44</b>
<b>4.1. QUALIDADE DO PRODUTO .....</b>	<b>45</b>
<b>4.2. QUALIDADE DO SERVIÇO .....</b>	<b>56</b>
<b>5. ENSAIOS DE FALTA DE ALTA IMPEDÂNCIA.....</b>	<b>61</b>
<b>5.1. RISCOS E PRECAUÇÕES .....</b>	<b>62</b>
<b>5.2. LOCAL E PREPARAÇÃO DO ENSAIO .....</b>	<b>63</b>
<b>5.3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL.....</b>	<b>68</b>
<b>6. CONCLUSÕES.....</b>	<b>71</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>72</b>

# 1. VISÃO GERAL DA ENERGISA

Fundada em 1905, a Energisa Minas Gerais (nova denominação da Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL) é a empresa que originou o Grupo Energisa. Desde sua criação até hoje a empresa cresceu muito e além de distribuição de energia elétrica também tem participação na geração e serviços de energia elétrica, além de serviços aéreos [1].

O Grupo Energisa tem sob sua responsabilidade as seguintes empresas:

- Energisa S.A.: fundada em 1998, é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem como principal objetivo a participação no capital e gestão das outras empresas do grupo.
- Energisa Minas Gerais: 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 342 mil consumidores, em uma área total de 16.331 km<sup>2</sup>.
- Energisa Nova Friburgo: 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 87 mil consumidores, cobrindo uma população de 200 mil pessoas.
- Energisa Sergipe: fundada em 1959 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 1997. Atende a 517 mil consumidores, espalhados por 63 municípios, que representa 96% do território do Estado de Sergipe, e cobre uma população de 1,7 milhão de pessoas.
- Energisa Borborema: fundada em 1966 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 1999. Atende a 151 mil consumidores, concentrados principalmente no município de Campina Grande (PB) e cidades circunvizinhas, cobrindo uma população de 450 mil pessoas.

- Energisa Paraíba: fundada em 1964 e adquirida em leilão de privatização em dezembro de 2000. Atende a 970 mil consumidores, espalhados por 216 municípios, fornecendo energia a aproximadamente 3 milhões de pessoas.
- Energisa Soluções: 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: 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 Serviços Aéreos: fundada em 2000 atua no mercado de serviços de inspeção termográfica aérea e içamento de cargas.
- Energisa Geração: 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.

O Grupo Energisa tem na distribuição de energia elétrica a principal base de seu negócio. Com cinco distribuidoras no Brasil abrange 91.180 km<sup>2</sup> de área coberta. Ao todo, são aproximadamente 2,2 milhões de consumidores e uma população atendida de 6,5 milhões de habitantes em 352 municípios. Na Figura 1 apresentam-se as localidades das principais empresas do grupo.

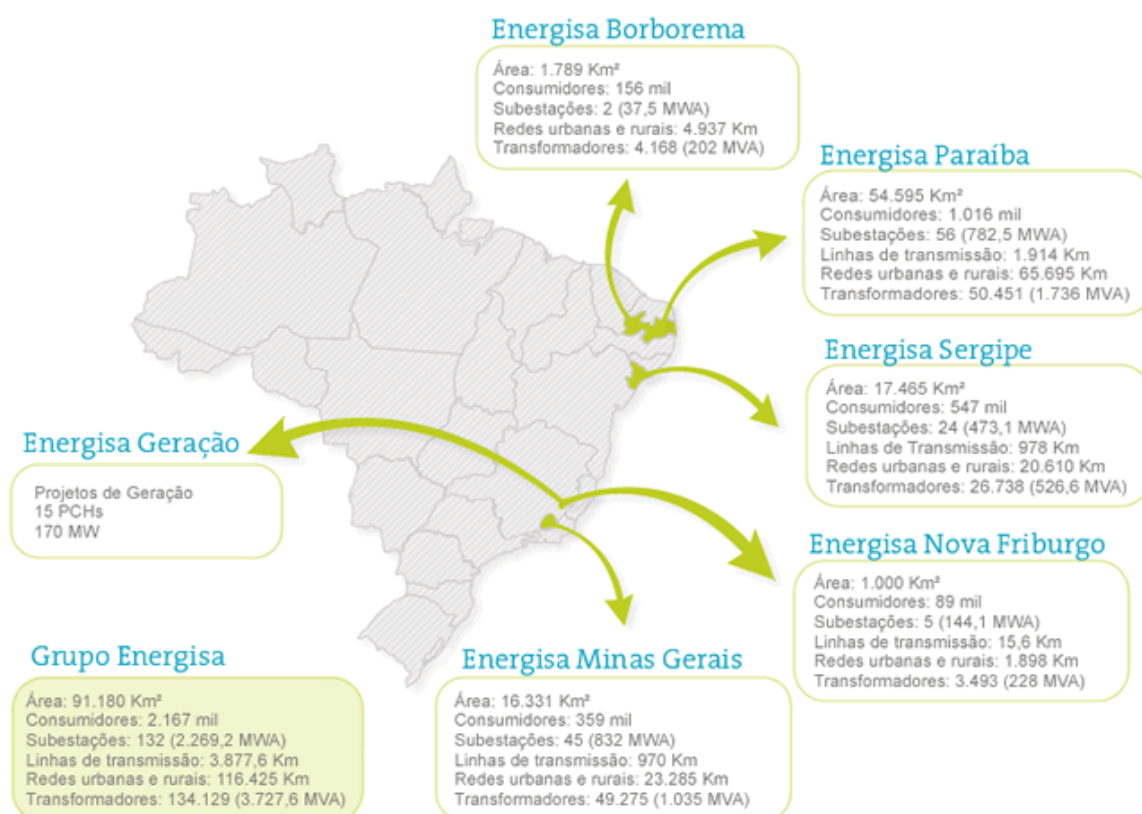


Figura 1: Grupo Energisa

## 1.1. A ENERGISA PARAÍBA E BORBOREMA

A Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (SAELPA) foi criada em 15 de dezembro de 1964, a partir da fusão da Companhia Distribuidora de Eletricidade do Brejo Paraibano (Codebro) e da Sociedade de Economia Mista Eletro Cariri S/A (Eletrocariri) [2].

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 977 mil consumidores, distribuídos em 216 municípios, numa área de 54.595 km<sup>2</sup>.

No triênio 2007-2009, a concessionária investiu mais de R\$ 300 milhões concentrados nas áreas de Transmissão, Distribuição, Programa Luz para Todos e infraestrutura de apoio, ficando em grande parte direcionada para o interior do Estado.

A Companhia de Eletricidade da Borborema 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 [3].

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. Para o triênio 2007 - 2009, os investimentos foram cerca de 30% superiores aos do último triênio.

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.

## 1.2. O DEOD

O Departamento de Operação da Distribuição é responsável por executar as atividades de operação e manutenção do sistema elétrico, buscando qualidade, segurança e economicidade no fornecimento de energia aos consumidores de média e baixa tensão.

Na sua gerência está o engenheiro Marcelo Cerqueira, e é de sua responsabilidade todo o controle, operação e manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica da Energisa Paraíba e Borborema.

O DEOD tem um total de 295 colaboradores, entre eles engenheiros, técnicos e eletricitas, e se divide em quatro áreas distintas, cada uma com sua função específica e com o mesmo objetivo final, distribuir energia elétrica de qualidade e de forma contínua aos clientes de sua área de concessão. Apresenta-se na Figura 2 o organograma do departamento.

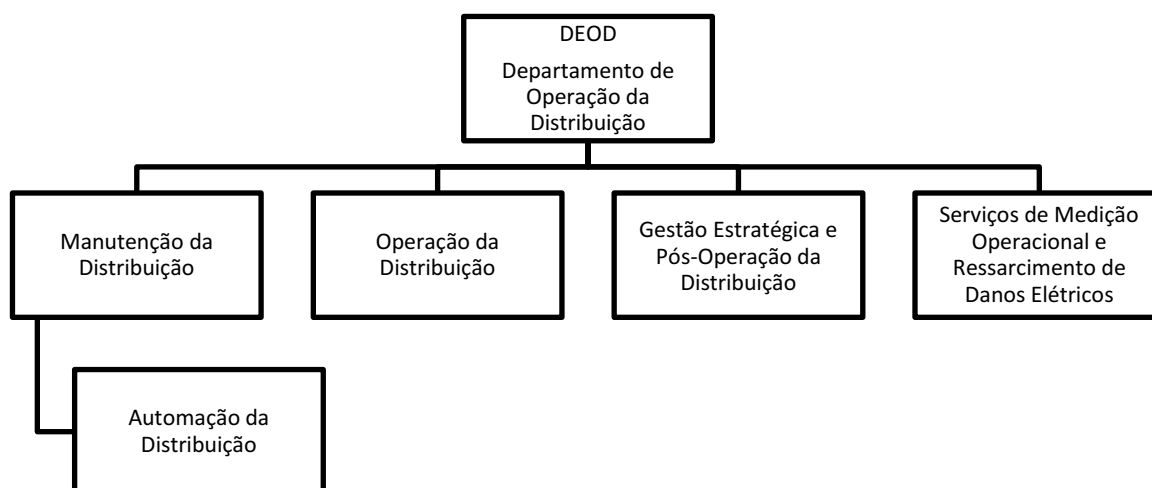


Figura 2: Organograma do DEOD

O estágio foi feito especificamente no setor de Automação da Distribuição, subordinado ao setor de Manutenção da Distribuição e devido a esse fato esses dois setores serão detalhados com maior ênfase.

### 1.2.1 MANUTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

O setor de Manutenção da Distribuição tem a finalidade de planejar e coordenar ações de manutenção da distribuição visando garantir a disponibilidade do fornecimento de energia elétrica na Energisa Paraíba e Borborema.

O engenheiro Christiano Ventura, que tem como responsabilidade coordenar as manutenções das regionais leste, centro e oeste, além da Automação da Distribuição. Em cada um dos setores citados anteriormente há um engenheiro responsável por sua devida equipe.

As atividades de manutenção dividem-se em podas de árvores, manutenção da iluminação pública, manutenções programadas e não programadas.

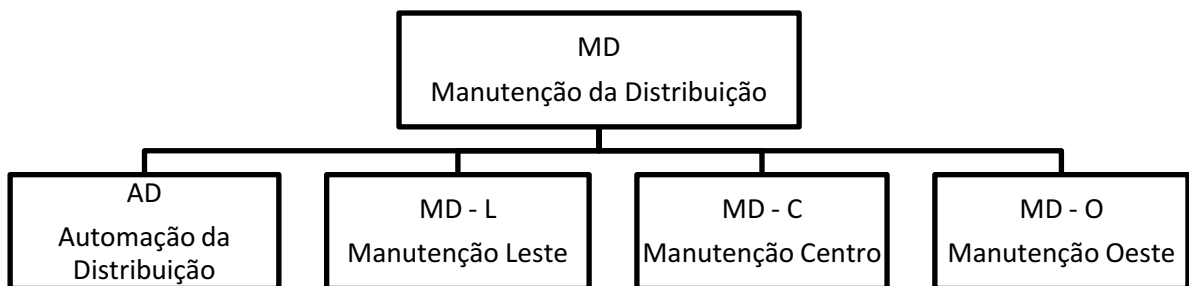


Figura 3: Manutenção da Distribuição



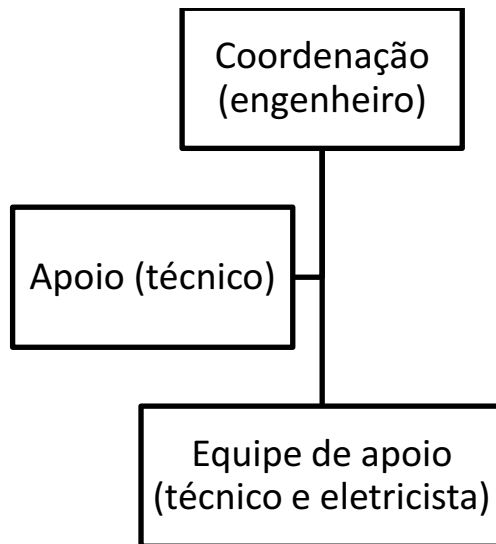
## **1.2.2 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO**

O principal setor em que o estágio foi realizado foi na Automação da Distribuição. Esse setor tem a finalidade automatizar e gerenciar os equipamentos da rede de distribuição (RD) da Energisa Paraíba e Borborema.

O engenheiro Glêston Agra tem como responsabilidade planejar e coordenar ações de automação e gerenciamento dos equipamentos da RD, visando garantir a continuidade, conformidade, segurança e disponibilidade do fornecimento de energia elétrica à sua região de atuação.

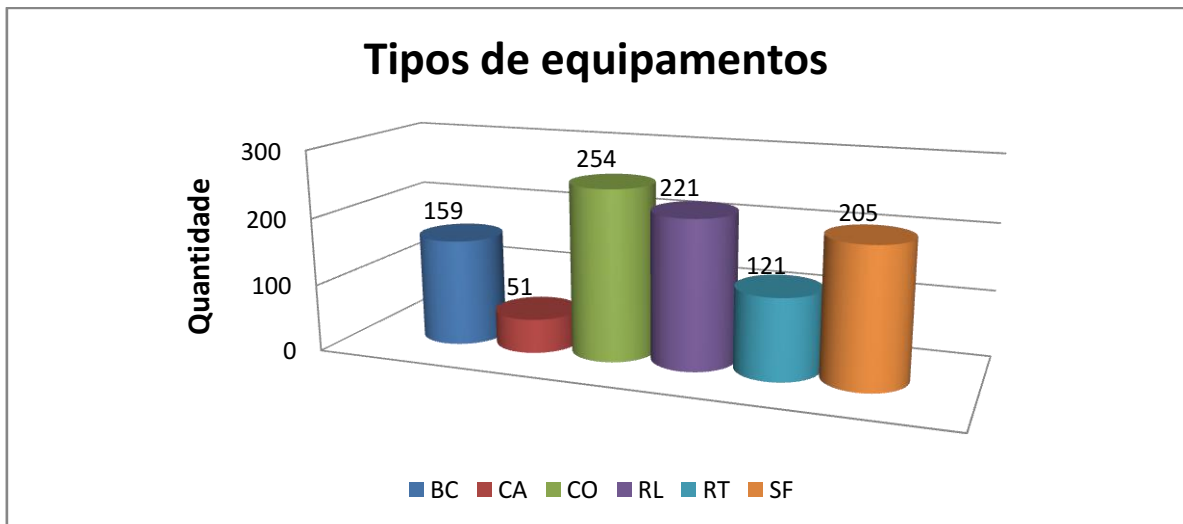
As atividades do setor dividem-se em planejamento da gestão dos equipamentos, programa de expansão, manutenção preventiva e corretiva, gestão do software supervisor dos equipamentos telecomandados (VTS) e remanejamento dos equipamentos.

Essa área foi criada em 2008, tendo anteriormente suas atividades de responsabilidade da Manutenção da Distribuição de cada regional. Desde sua criação a Automação tem em seu corpo de colaboradores um engenheiro, dois técnicos (um para apoio e outro de campo) e um eletricista, de acordo o organograma apresentado na Figura 4.

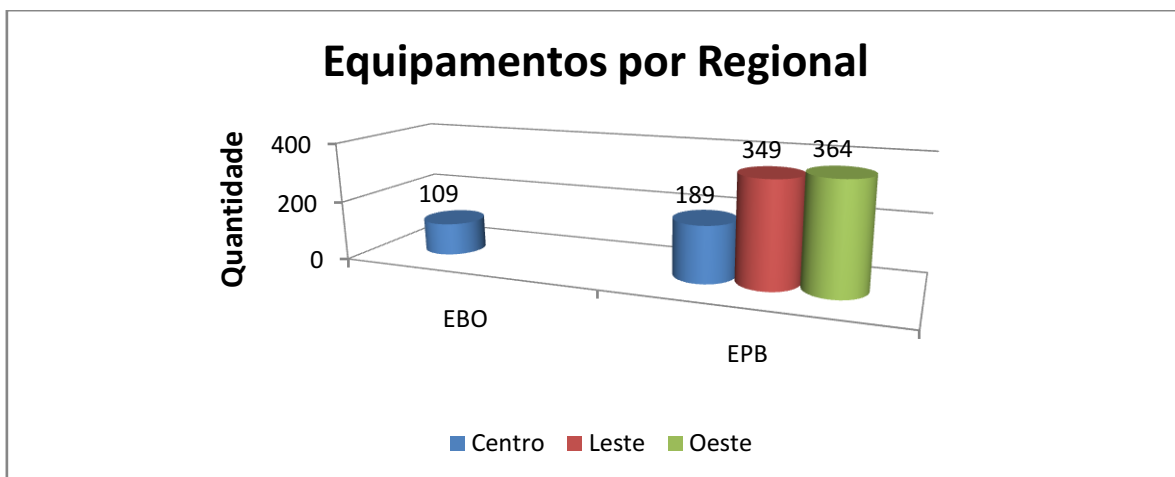


**Figura 4: Colaboradores da AD**

A AD tem sob sua gestão os seguintes equipamentos: religadores de linha (RL), chaves automatizadas (CA), reguladores de tensão (RT), chaves a óleo (CO), banco de capacitores (BC) e sinalizadores de falta (SF). O total de equipamentos é de aproximadamente 1011, divididos nas regionais leste, centro e oeste e na Energisa Borborema, como é apresentado nas Figuras 5 e 6.



**Figura 5: Quantidade de equipamentos**



**Figura 6: Número de equipamentos por regional**

Essa grande quantidade de equipamentos espalhados em todo o estado dificultou o acompanhamento rigoroso e todas as outras atribuições do setor de Automação da Distribuição, que só dispunha de uma equipe de campo. Parte das atividades ficou a cargo de empresas terceirizadas, gerando um alto custo para a realização das mesmas. Esse fato motivou a reestruturação do setor para o ano de 2010. O planejamento para essa reestruturação estava sendo finalizado no período onde se deu início ao estágio, e será descrito posteriormente.

## **2. A REESTRUTURAÇÃO DA AD**

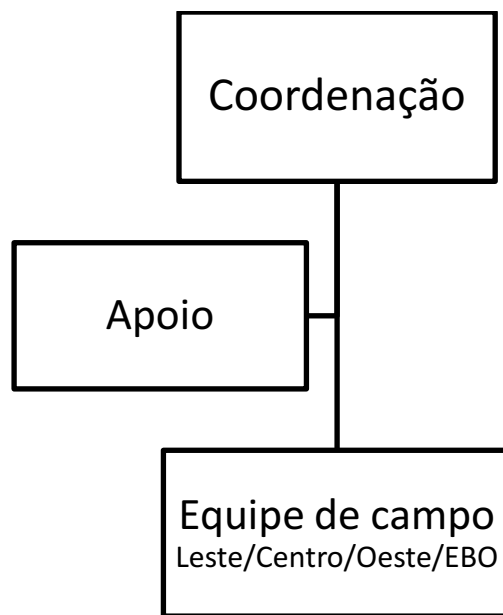
A automação das redes de distribuição tem o objetivo de melhorar a qualidade da energia, aumentando a continuidade do fornecimento, garantindo maior segurança operacional e aumentando a satisfação dos clientes.

Dentre as atividades de responsabilidade da AD estão o planejamento da gestão dos equipamentos da EPB/EBO a serem monitorados, o programa de expansão da automação (instalação de novos equipamentos), manutenção preventiva e

corretiva, gestão do supervisão VTS, gestão dos remanejamentos dos equipamentos e implantação de ajustes e parametrizações dos equipamentos da RD.

Devido ao grande número de equipamentos e à extensa área de abrangência do setor, a AD não estava conseguindo alcançar seus objetivos ao ponto que desejava, concentrando a maior parte de suas atividades na instalação de equipamentos novos e em manutenções corretivas, utilizando-se muitas vezes de serviços terceirizados de alto valor.

Antes da reestruturação a equipe era formada por um engenheiro na coordenação, um técnico no apoio e uma equipe de campo formada por um técnico e um electricista. Isso para atender a EPB em suas três regionais (leste, centro e oeste) e a EBO.



**Figura 7: Organograma da AD antes da estruturação do setor.**

A reestruturação proposta, que está em fase de implantação, é formada pela mesma estrutura antiga com o acréscimo de mais duas equipes de campo, ficando assim, cada uma responsável por uma regional. As equipes ficarão lotadas em João Pessoa (Leste), Campina Grande (Centro) e Patos (Oeste), reduzindo assim a distância

de deslocamento para os equipamentos de sua regional. Tal organização das equipes se justifica pela proporcionalidade da quantidade de equipamentos em cada regional, como está apresentado na Figura 9.

Essa nova estrutura além de proporcionar um maior controle dos equipamentos, também tem como objetivo reduzir custos com serviços terceirizados. Para tanto são necessários ferramentas de trabalho, viaturas e treinamentos para que as equipes de campo assumam as atividades que antes eram realizadas por empresas terceirizadas.

Para fazer o levantamento das necessidades de gastos das equipes é necessário ter certo conhecimento de gerenciamento de recursos, área de extrema importância para um engenheiro que muitas vezes cumpre mais funções voltadas à administração do que, propriamente, de engenharia.

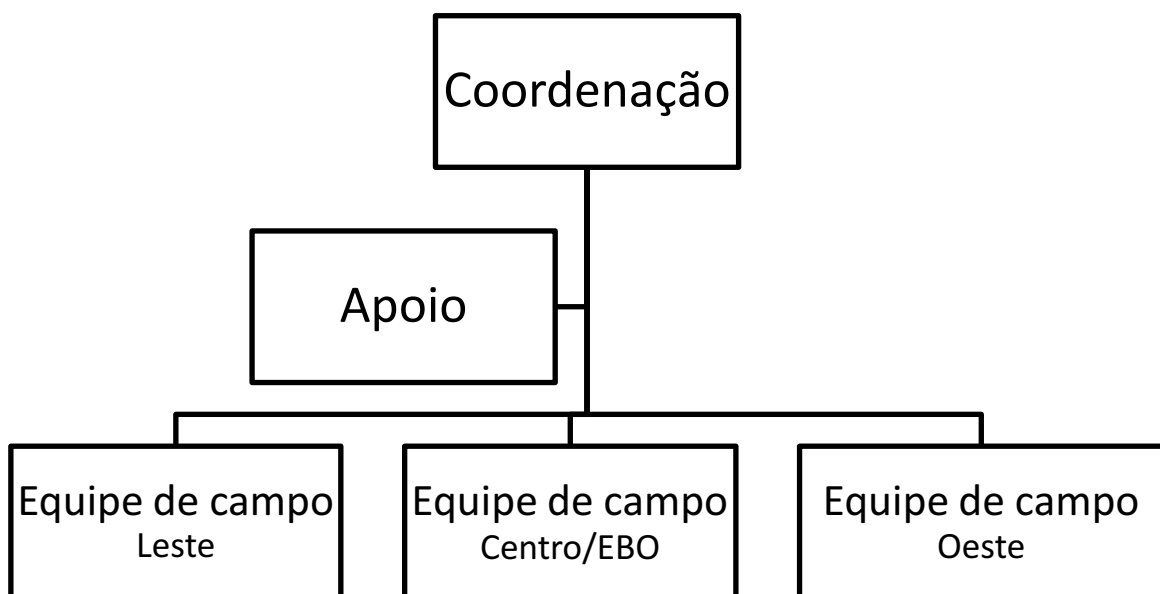


Figura 8: Organograma da AD após a estruturação do setor.

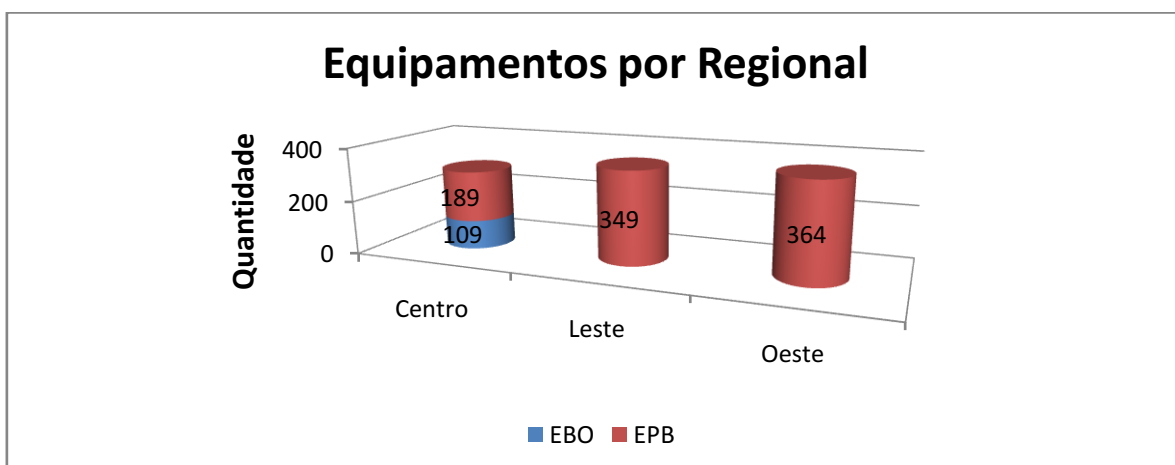


Figura 9: Quantidade de equipamentos por equipe.

## 2.1. GERENCIAMENTO DE RECURSOS

Para realizar a reestruturação do setor foi necessário fazer todo levantamento de gastos com pessoal e materiais, onde a partir de índices de rentabilidade é analisada sua viabilidade financeira. Os gastos de uma empresa podem ser divididos em duas categorias: investimentos e despesas. Nas concessionárias de energia elétrica, a distinção de quais bens podem ser considerados investimentos ou não é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para a empresa que tem a concessão da distribuição de energia essa distinção é de extrema importância, visto que a otimização dos investimentos agrega mais valor ao negócio, sendo considerada em revisões tarifárias.

Usando o jargão vindo da administração, a Energisa divide seus gastos em CAPEX (investimentos) e OPEX (despesas).

## 2.1.1 CAPEX

CAPEX vem da expressão em inglês *Capital Expenditure*, e designa os gastos de uma empresa na compra de bens de capital, ou seja, gastos na aquisição de equipamentos e instalações de forma a manter e melhorar a produção de um bem ou serviço.

No setor elétrico brasileiro quem faz a distinção dos equipamentos e instalações que podem ser considerados como CAPEX é a ANEEL. No Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico [4] podem-se encontrar os bens que são considerados como investimento, assim como sua forma de cadastramento a ser seguido pelas empresas e posterior envio para a ANEEL. Alguns exemplos de investimentos encontrados nesse manual são subestações, edificações, móveis, utensílios, geradores, religadores de linha, transformadores e veículos, cada um com sua descrição detalhada e forma de cadastro específica.

Os principais bens necessários para a reestruturação da AD alocados na categoria de investimento, com suas estimativas de valores, foram listados na Tabela 1 e apresentados à diretoria para aprovação.

Tabela 1: CAPEX para reestruturação da AD.

<b>ORÇAMENTO DE CAPITAL - CAPEX</b>		
<b>Projeto: Estruturação da Automação da Distribuição - AD</b>		
	<b>Descrição</b>	<b>Valor (R\$)</b>
<b>Material</b>	03 x HILUX Cabine Simples 4x4 com porta escada	225.000,00
	01x Fiat Strada - Projeto expansão e apoio geral	40.000,00
	04 x Rádios de comunicação portátil (Leste, Centro e Oeste)	3.000,00
	04 x Rádios de comunicação fixo (Leste, Centro e Oeste)	12.000,00
	04 x Kit antena para o rádio de comunicação	1.000,00
	03 X Notebook	9.600,00
	02 x Computador Desktop (c/ pacote do Office)	5.000,00
	01 x Licença full do supervisor VTS	18.000,00
	01 x Impressora	500,00
	01 x Rack para testes de placas	500,00
	01 x Bancada de testes	3.500,00
	03 x Estação de trabalho (tipo funcionário) / Mesa individual	6.075,00
	01 x Mesa redonda para reunião	690,00
	03 x Cadeira fixa para reunião	2.271,00
	04 x Cadeira giratória tipo funcionário	2.760,00
	02 x Armários de chão (horizontal)	1.900,00
	02 x Estantes	1.600,00
	04 x Gaveteiros com 4 gavetas e chave (individual)	3.200,00
	01 x Armário vertical (para o arquivo geral)	1.200,00
	01 x Maleta de testes TTS (NU-LEC Schneider Electric)	10.000,00
	01 x Maleta de testes (Noja Power)	10.000,00
	01 x Osciloscópio analógico com 2 canais	4.000,00
	01 x Multímetro digital Fluke, modelo 175	150,00
	01 x Multímetro analógico Simpson, modelo 260 ou similar	150,00
	03 x Detector de Tensão para MT	600,00
	03 x Watímetro	600,00
	01 x Compressor de ar comprimido	800,00
	03 x Aparelho GPS Fabricante - (Leste, Centro e Oeste)	1.200,00
	03 x Máquina fotográfica digital - (Leste, Centro e Oeste)	1.200,00
	03 x Binóculo para inspeção visual - (Leste, Centro e Oeste)	450,00
01 x Ar condicionado (laboratório)	900,00	
<b>TOTAL</b>		<b>367.846,00</b>



## **2.1.2 OPEX**

OPEX vem da expressão inglesa *Operational Expenditure*, e se refere aos gastos utilizados para manter em operação ou melhorar os bens de capital de uma determinada empresa. Entre despesas conceituadas como OPEX estão gastos com funcionários e produtos consumíveis do sistema produtivo.

Na reestruturação da área, o OPEX foi dividido em gastos com pessoal, materiais, serviços terceirizados e outros. Na tabela 2 estão apresentadas as principais necessidades de OPEX para a reestruturação.

Tabela 2: OPEX para reestruturação da AD.

<b>ORÇAMENTO DE DESPESAS - OPEX</b>		
<b>Projeto: Estruturação da Automação da Distribuição - AD</b>		
	<b>Descrição</b>	<b>Valor (R\$)</b>
<b>Pessoal</b>	Remuneração e encargos sociais	273.543,72
<b>Materiais</b>	Material para manutenção do sistema elétrico	344.695,56
	Combustíveis e lubrificantes	65.280,00
	Peças e acessórios	8.160,00
	Material de expediente e consumo	1.800,00
	Materiais EPI / EPC	21.793,15
<b>Serviços de terceiros</b>	Telefonia fixa e móvel	53.704,32
	Serv. oficina, borr., estacionamento	4.896,00
	Manut. e conservação equipamentos	253.490,00
	Cursos externos	7.000,00
	Curso interno e "IN COMPANY"	51.000,00
	Alimentação exceto viagem	1.440,00
	Passagem aérea	4.500,00
	Hospedagem	84.390,00
	Alimentação	51.300,00
	Taxi / Transporte / Pedágio	1.800,00
	Translado	450,00
<b>Outros</b>	IPVA	5.376,00
<b>TOTAL</b>		<b>1.234.618,75</b>

## 2.2. AD 2010

O projeto de reestruturação da AD foi aprovado e uma nova gestão para a área teve que ser formulada focando o acréscimo de colaboradores e a divisão das atividades em cada uma das regionais.

Para tanto, foi realizado o plano de manutenções preventivas anual, dividido entre as equipes das três regionais. Até então, as manutenções realizadas eram apenas

corretivas devido à falta de equipes suficientes para atender manutenções preventivas.

Para realizar o planejamento de manutenções preventivas anual foi feito um levantamento dos equipamentos da rede de distribuição que são de responsabilidade da AD, junto com o setor responsável pelo cadastro dos mesmos no sistema de gerenciamento da distribuição (SGD) da empresa.

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 (relogadores, chaves automatizadas e reguladores de tensão têm prioridade).

O ideal seria a utilização de um software específico para o acompanhamento das manutenções. Foi feito um estudo das necessidades do software e o Departamento de Soluções de Tecnologia da Informação (DSTI) está responsável por sua criação e treinamento aos colaboradores da AD.

Enquanto esse programa não está pronto, a solução encontrada foi a criação de uma planilha com a identificação dos equipamentos e seu respectivo dia de manutenção previsto numa tabela dividida em 52 semanas.

Os tempos de execução das manutenções, deslocamento e preparação foram levantados a partir de uma média de tempos verificada em campo. Estão apresentados na tabela 3 dados sobre o grau de dificuldade de execução de serviços, a quantidade de equipamentos por componente efetivo, a quantidade de equipamentos possíveis de se realizar em um dia de trabalho, o tempo efetivo de trabalho no equipamento e o tempo restante que deve ser usado em deslocamento e preparação das equipes.

**Tabela 3: Dados usados para criação de planilha de manutenções preventivas**

	RR	CH	RT	CO	SF	BC
Grau de dificuldade de exec.	Alto	Alto	Alto	Médio	Baixo	Baixo
Quant. de equip. por componente	1	1	3	1	3	3
Produtividade diária (equip.)	4	4	6	10	30	18
Quant. de localidades visitadas	4	4	2	10	10	6
Tempo de exec. por equip. (min)	60	60	45	20	10	15
Tempo de exec. Diário (hora)	4	4	4,5	3,3	5	4,5
Tempo restante (horas)	4	4	3,5	4,7	3	3,5

O objetivo desse planejamento não é seguir a risca todas as datas previstas no cronograma, mas sim ter um foco quanto ao que precisa ser feito e quanto tempo será necessário pra isso. Dentre o período estipulado poderão aparecer imprevistos que impossibilitem a equipe de continuar o trabalho, sendo o mesmo passível de fácil reorganização temporal.

Na tabela 4 é apresentada uma amostra das manutenções que serão exercidas pela equipe do centro durante a primeira semana do ano.

Tabela 4: Manutenções da semana 1 - Equipe Centro

<b>Programação Semanal das Manutenções Programadas (Preventivas)</b>							<b>Período == &gt;&gt;&gt;</b>			4-jan-10
										à
Legenda: <b>S</b> (segunda-feira), <b>T</b> (terça-feira), <b>Q</b> (quarta-feira), <b>I</b> (Quinta-feira) e <b>X</b> (Sexta-feira)							Previsto	<b>319</b>	Semanal	22
									Acumulado	22
							Realizado	<b>0</b>	Semanal	0
									Acumulado	0
							Percentual (%)	<b>0%</b>	Semanal	0%
									Acumulado	0%
Itens	Código	Equip.	Empresa	Regional	Conjunto elétrico	Status Manut.	Periodicidade (dias)	Última Inspeção	Próxima Inspeção	Sem. 01
54	006690	RL	EBO	Centro	CAMPINA GRANDE	OK	360	jan-10	dez-10	S
73	000225	CR	EBO	Centro	CAMPINA GRANDE	OK	360	jan-10	dez-10	S
78	005018	CR	EBO	Centro	CAMPINA GRANDE	OK	360	jan-10	dez-10	S
157	000169	CO	EBO	Centro	CAMPINA GRANDE	OK	360	jan-10	dez-10	S
177	003558	CO	EBO	Centro	CAMPINA GRANDE	PEND	360	fev-09	jan-10	S

### **3. DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA AD**

O setor de Automação da Distribuição tem sob sua responsabilidade os seguintes equipamentos: religadores de linha, chaves automatizadas, reguladores de tensão, chaves a óleo, bancos de capacitores e sinalizadores de falta. Dentre esses, religadores de linha e chaves automatizadas tiveram um foco principal no período de estágio, sendo descritos mais detalhadamente a seguir.

#### **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 e, independentemente da origem, os equipamentos de proteção devem ser dimensionados de tal forma que protejam o sistema nas diversas condições de defeitos e também promovam a continuidade e a qualidade do fornecimento aos clientes em geral.

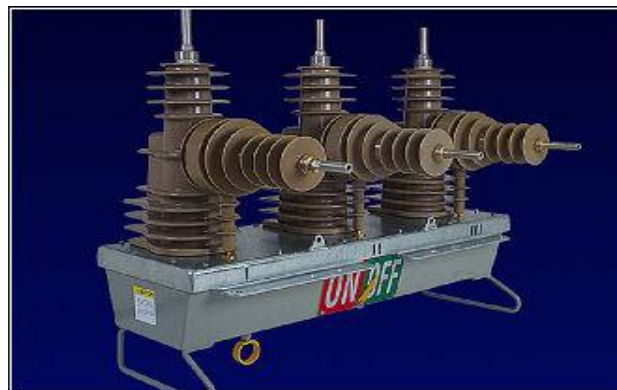
Religadores automáticos são amplamente utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia, pois são capazes de diferenciar faltas permanentes de transitórias, sendo que estas últimas representam de 80 a 95% dos casos de falta ocorridos [5]. A atuação dos elos fusíveis em casos de faltas transitórias leva a elevados custos de operação e principalmente um maior tempo de interrupção, cujos índices de qualidade relacionados são avaliados pelas agências reguladoras, podendo resultar em multas para a empresa.

O religador deve ser instalado em série com o circuito e 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 algumas vezes e caso o defeito continue após todas as tentativas o religador abrirá definitivamente, isolando a parte defeituosa do sistema. Os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros parâmetros podem ser facilmente modificados pelo usuário, recebendo diferentes valores de acordo com as características elétricas e físicas do circuito que está protegendo e possibilitando a coordenação com elos fusíveis e outros dispositivos de proteção.

Os religadores mais modernos podem ser operados e monitorados remotamente através de vários tipos de meio de comunicação. Essa capacidade é de grande importância já que o defeito pode ser detectado imediatamente e as manobras para seu isolamento podem ser realizadas a distância, evitando o deslocamento de equipes para efetuá-las.

Na rede de distribuição primária da Energisa Paraíba e Borborema são utilizados religadores das marcas Nulec e Noja, que mesmo sendo de marcas diferentes têm componentes bem semelhantes. Seus tanques principais estão apresentados nas figuras 10 e 11, respectivamente [6] [7].



**Figura 10: Religador Nulec**



**Figura 11: Religador Noja**

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. Ele 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 é onde ocorrem as análises das grandezas de corrente e tensão vindos dos sensores do tanque principal. Ele 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 outras.

A conexão do cubículo ao tanque principal se faz por meio de um cabo de controle, também chamado de cordão umbilical, que é responsável por levar as informações das grandezas elétricas tanque ao cubículo e as ordens de abertura e fechamento do cubículo ao tanque principal.





Figura 12: Cubículo de controle Nulec



Figura 13: Cubículo de controle Noja

### 3.1.1 FUNCIONAMENTO

O religador possui um elemento sensor que supervisiona a intensidade de corrente no circuito. Quando ocorre uma falta, a intensidade de corrente no religador atingirá ou ultrapassará o seu valor mínimo de atuação e ele abrirá seus contatos principais. Os contatos permanecerão abertos durante certo tempo, chamado tempo de religamento, e depois se fecharão automaticamente, reenergizando o circuito.

Se após o religamento a intensidade de corrente for menor que a mínima de atuação do religador, ele continuará fechado e, depois de certo tempo, chamado tempo de rearme, ficará apto a realizar o seu ciclo completo de operações (quatro aberturas e três religamentos). Neste caso, o suprimento será restabelecido em todo o circuito, por se tratar de um defeito passageiro.

Caso após o religamento a corrente seja igual ou superior à mínima de atuação do religador, ele abrirá e fechará seus contatos até completar o seu ciclo, quando bloqueará aberto, isolando o trecho com defeito. Neste caso, o suprimento será restabelecido apenas para as cargas a montante do religador, por se tratar de um defeito permanente.

O *Pick Up* ocorre quando a corrente medida excede o valor da corrente de abertura/trip ajustada para aquele elemento. Para cada ciclo da abertura o fluxograma apresentado na figura 14 é seguido.

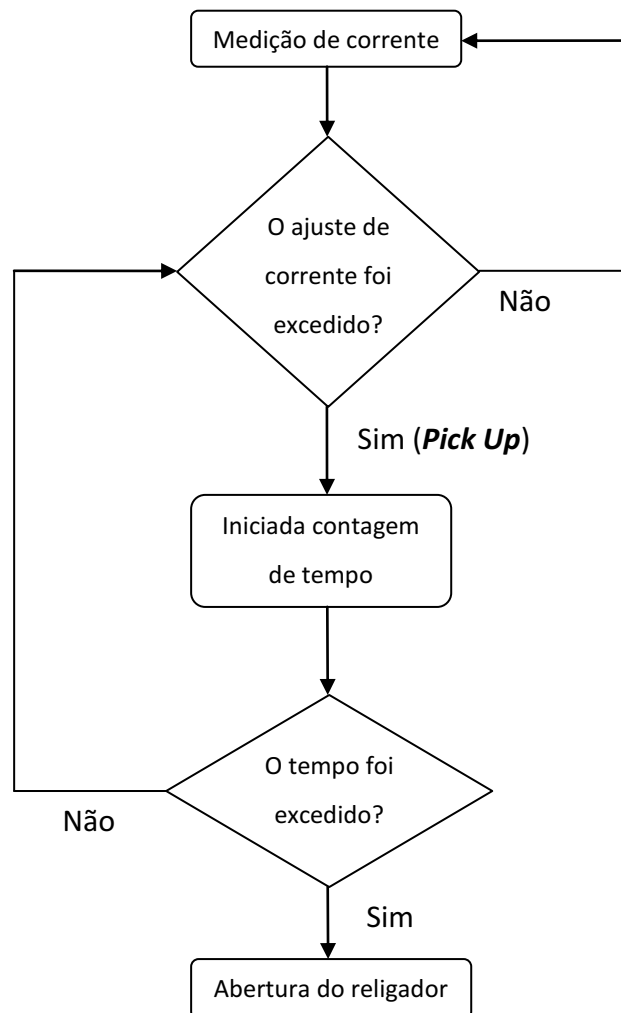
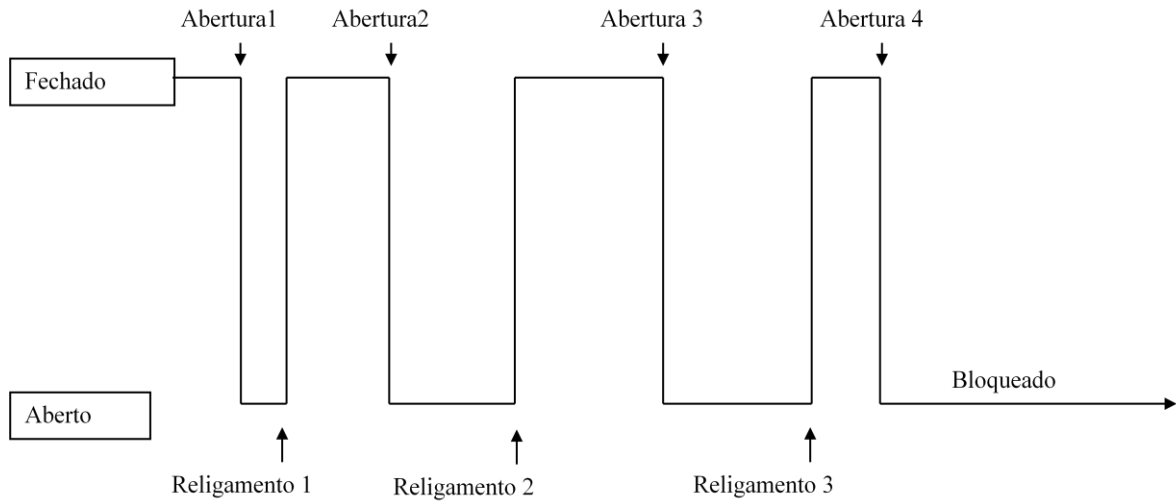
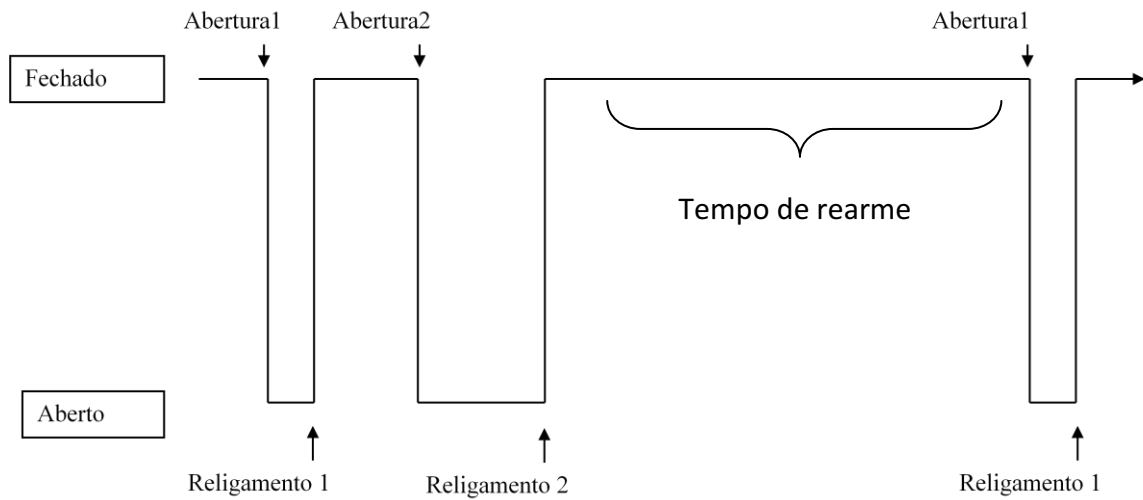


Figura 14: Fluxograma para cada ciclo de abertura

São apresentados nas figuras 15 e 16 os casos de uma falta permanente e de uma falta transitória, respectivamente.



**Figura 15: Sequência de religamentos até o bloqueio permanente**



**Figura 16: Sequência de religamentos de uma falta transitória**

### 3.1.2 INSTALAÇÃO EM CAMPO

O responsável por fazer a escolha das localidades em que os religadores ficarão instalados é o engenheiro de proteção. Nesse processo há diferentes fatores para a escolha de prioridades de instalações. Entre esses estão alimentadores urbanos que se estendem a áreas rurais, para que no caso de faltas nessas áreas os consumidores urbanos não sejam afetados, alimentadores com regiões de grande concentração de carga e clientes especiais, já que essas regiões têm forte influência nos índices de qualidade coletivos.

Na figura 17 é apresentada uma imagem retirada do software do Sistema de Gerenciamento da Distribuição (SGD) mostrando a localização de um religador que será instalado durante o ano de 2010. Nela pode-se observar que o alimentador passa pela cidade de Soledade e o religador será instalado no final da área urbana.

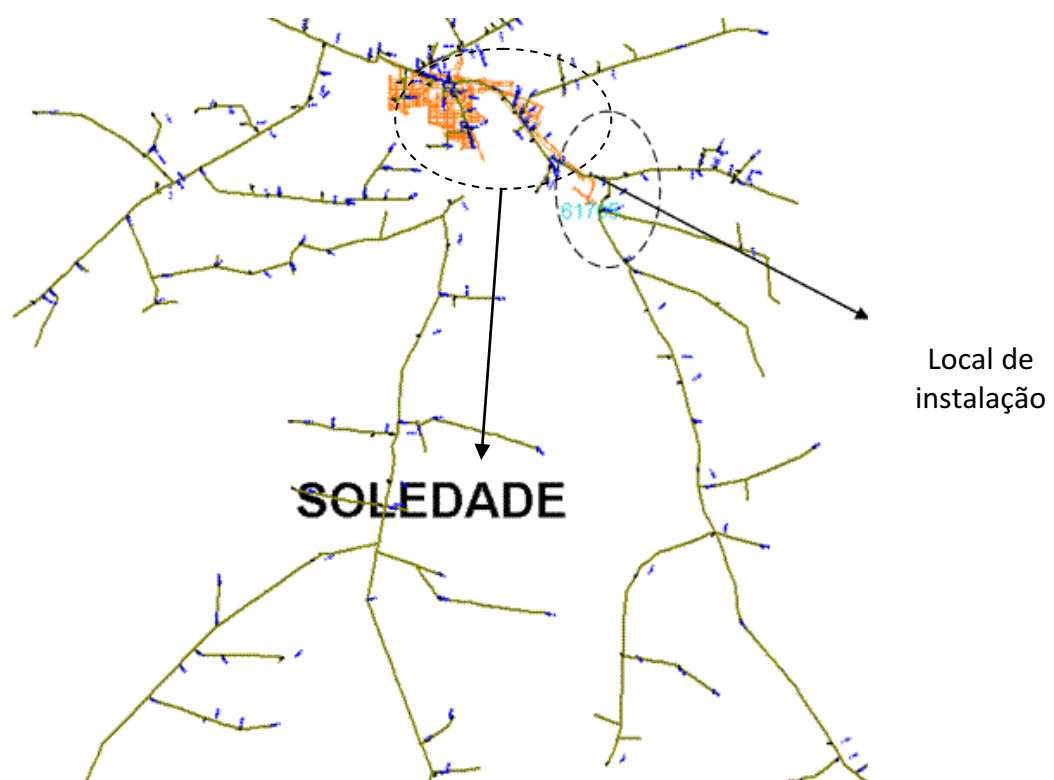


Figura 17: Local de futura instalação de religador de linha

Antes da instalação do equipamento é preciso fazer o procedimento de *Site Survey*, que consiste numa inspeção do local previsto pelo engenheiro para a implantação do religador. Entre os pontos a serem observados nesse procedimento 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).
- iii. Alimentação de baixa tensão
  - Se há alimentação de baixa tensão no poste.
  - Se a fonte (transformador) se encontra antes ou depois do local de instalação do equipamento.
  - Se será necessária a instalação de um TP.
- iv. Meio de comunicação
  - Se há sinal de dados GPRS na região;
  - Se há possibilidade de comunicação via rádio com alguma base ou repetidora;
  - Dar sempre preferência a localidades com altitudes elevadas.

Se a situação do local escolhido para instalação do equipamento não for satisfatória o engenheiro de proteção deve ser avisado e sugerir outro local para instalação do equipamento.

Caso o local escolhido atenda a todas 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.

O padrão da Energisa [7] usado para a instalação desse tipo de equipamento está apresentado na figura 18. Ele precisa conter conjuntos de chaves 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.

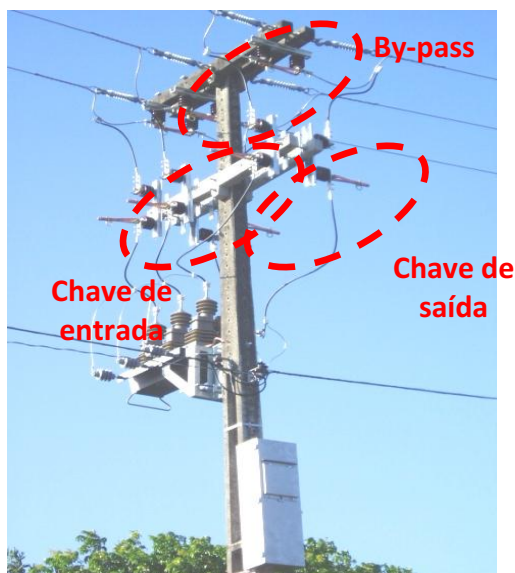


Figura 18: Padrão para instalação de religadores de linha

### 3.1.3 MEIOS DE COMUNICAÇÃO USADOS

Além de fazer a proteção dos alimentadores da empresa, os religadores têm a importante 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 que está protegendo. 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.

i. 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 cujo protocolo de comunicação é o DNP3.

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 e TIM. 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 a operadora Claro são por rede virtual privada (VPN), a fim de garantir uma maior segurança na transmissão desses dados.

Antes das informações chegarem ao servidor, ainda são passadas por um firewall a fim aumentar a segurança do trânsito dos dados. Chegando ao servidor, elas finalmente vão para o COD, onde os operadores ficam monitorando o sistema elétrico. Esse processo é apresentado na figura 19.

## ARQUITETURA DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO GPRS DA ENERGISA-PB

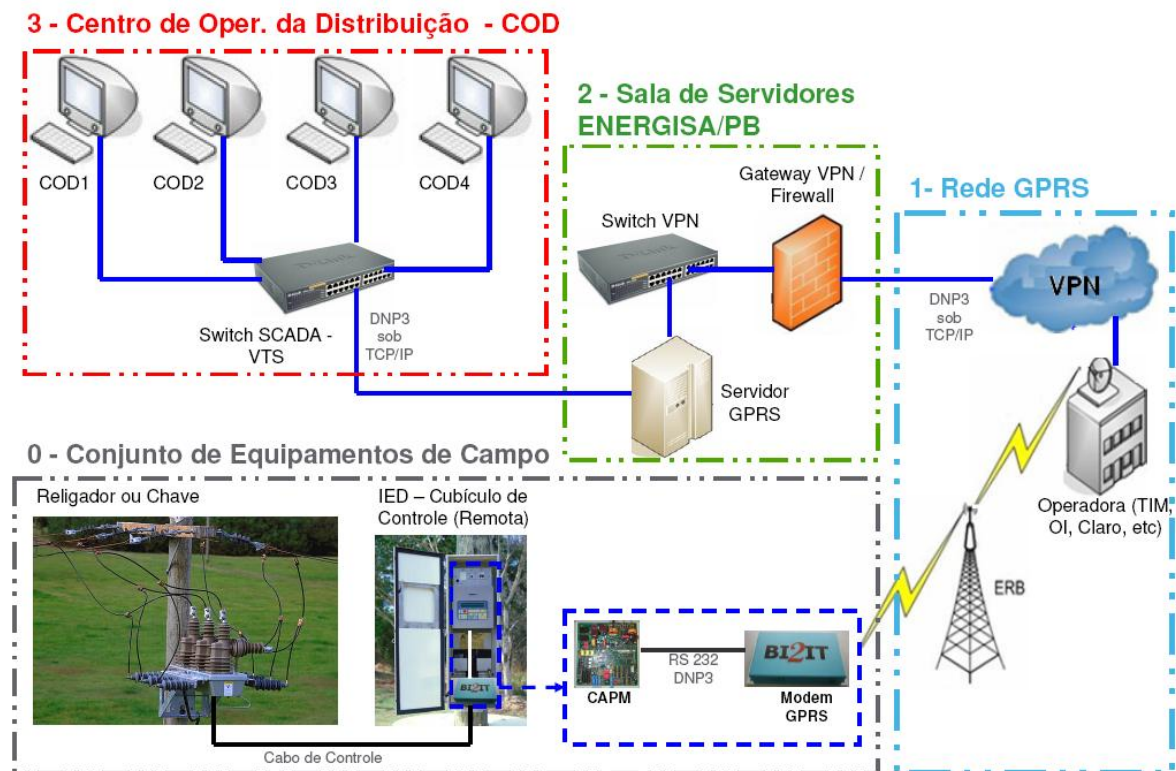


Figura 19: Arquitetura de comunicação com modem GPRS

### ii. Rádio:

Quando não há possibilidade de comunicação via modem GPRS, resta a possibilidade do uso de rádio. Esse meio de comunicação não é o preferencial devido à alta quantidade de pontos de defeitos e a necessidade de uma grande interfuncionalidade entre os setores da empresa, gerando assim um maior período de tempo usado em manutenções e novas instalações.

A arquitetura de comunicação via rádio se divide em três níveis. O nível 1 é composto por equipamentos das subestações e da rede de distribuição como religadores, disjuntores, relés, transformadores e controladores, sendo conhecidos também como pátio operacional. Esses equipamentos se comunicam via rádio com



bases localizadas em subestações diretamente ou, quando o relevo não permite essa comunicação direta, por intermédio de repetidoras.

No nível 2 estão a aquisição e concentração das informações, ou seja, é onde se encontra o interfaceamento entre o pátio operacional e a operação e supervisão remota. Unidades Terminais Remotas (UTR) são as responsáveis por fazer as tarefas desse nível. Cada subestação tem uma e as funcionalidades das mesmas são divididas entre o setor responsável pela distribuição e o responsável pelas subestações. Esse fato se transformou numa desvantagem do uso de rádios, já que a modificação de configurações por parte de um dado setor pode afetar as do outro.

Depois de serem processadas pela UTR as informações transitam via satélite para as instalações da sede da empresa, e assim ao nível 3. Nesse nível hierárquico é realizado o tratamento de dados e, finalmente, o monitoramento dos equipamentos pelos operadores do COD. O sistema SCADA usado nesse caso é o mesmo dos equipamentos que têm comunicação via GPRS, o VTS (*Virtual Tag System*). Dessa forma a partir desse software os operadores têm acesso aos equipamentos do sistema elétrico na forma de telas personalizadas, listas de alarmes, sequência de eventos para análise de ocorrências, etc.

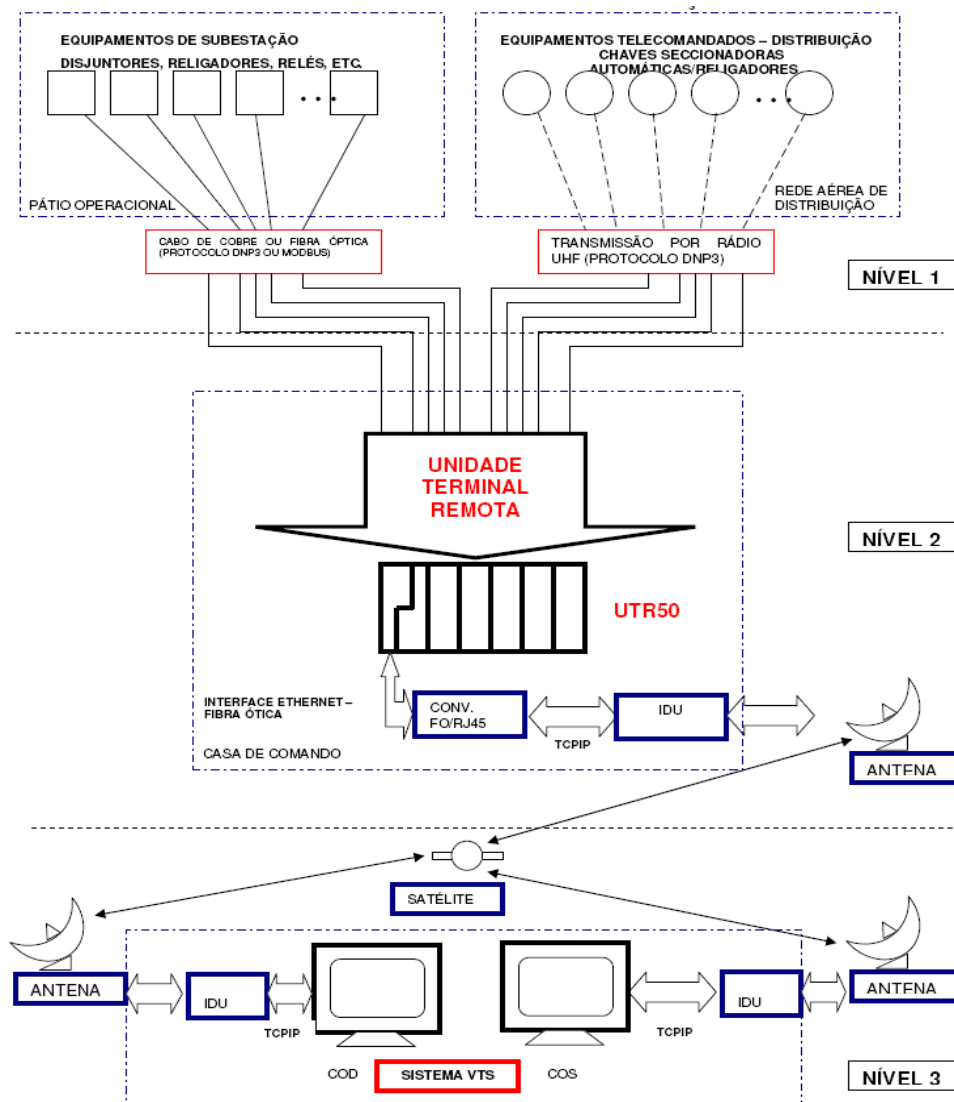
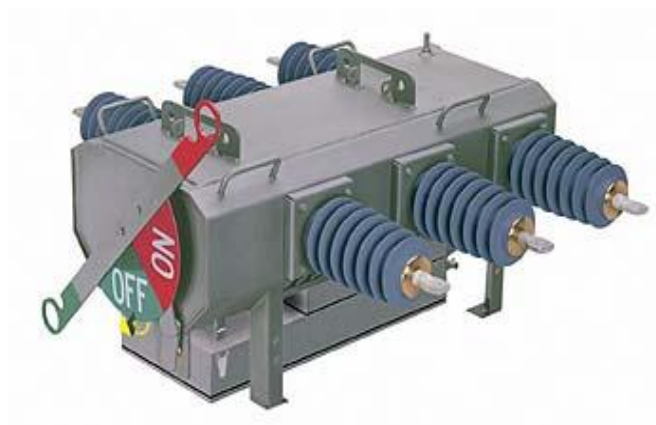


Figura 20: Arquitetura de comunicação via rádio

### 3.2 CHAVES AUTOMATIZADAS

Esses equipamentos têm grandes semelhanças com os religadores. Sua principal diferença está na não possibilidade de abertura em corrente de curto-circuito. Podem ser usados em interligações de alimentadores, a fim de auxiliar manobras remotamente, ou servir como chaves seccionalizadoras, abrindo automaticamente seus contatos principais quando há uma falta em sua região de proteção e um religador em sua retaguarda efetua religamentos.

As chaves automatizadas utilizadas pela Energisa Paraíba e Borborema são da marca Nulec e, da mesma forma dos 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 21 é apresentado seu tanque principal [8].



**Figura 21: Tanque principal da chave automatizada**

### **3.2.1 FUNCIONAMENTO**

Quando ocorre um defeito, a intensidade de corrente na chave, que está com sua função seccionalizadora ativada, atingirá ou ultrapassará o seu valor mínimo de atuação e irá se preparar para iniciar o processo de contagens do número de interrupções do equipamento de retaguarda. Assim que a sobrecorrente for interrompida pelo equipamento de retaguarda, a chave registrará a primeira operação de contagem. Depois de certo tempo, o equipamento de retaguarda religará automaticamente, reenergizando o circuito.

Se após o religamento a intensidade de corrente for menor que a mínima de atuação do seccionizador, ele continuará fechado e, depois do tempo de rearme, descartará a contagem que registrou. Neste caso, o suprimento será restabelecido em todo circuito, por se tratar de um defeito passageiro.

Caso após o religamento a corrente seja igual ou superior à mínima de atuação do seccionizador, ele se preparará para contar e, assim que o equipamento de retaguarda interromper a sobrecorrente, o seccionizador registrará a segunda operação.

Este ciclo poderá se repetir até a terceira operação de contagem, quando o seccionizador abrirá seus contatos e permanecerá bloqueado na posição aberto, isolando o trecho com defeito. Neste caso, o suprimento será restabelecido apenas para as cargas a montante do seccionizador, por se tratar de um defeito permanente.

O seccionizador não possui meio de extinção de arco elétrico no instante da interrupção da corrente de defeito, e abre os seus contatos quando o equipamento de retaguarda está aberto, conseqüentemente a corrente circulante é zero.

## **4. ÍNDICES DE QUALIDADE**

Um dos principais objetivos do setor da Automação da Distribuição é o de gerenciar os equipamentos da rede de distribuição a fim de melhorar os índices de qualidade do fornecimento de energia elétrica instituídos pela ANEEL. Desta forma, é de grande importância ter o conhecimento de como esses índices são calculados e de que forma as concessionárias devem realizar a classificação de cada ocorrência.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em seu módulo 8 [9], têm como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica (QEE), abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado.

Para a qualidade do produto, o módulo define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE.

Para a qualidade dos serviços prestados, este módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

## **4.1. QUALIDADE DO PRODUTO**

Os aspectos considerados da qualidade da energia elétrica em regime permanente ou transitório são: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência. A seguir os conceitos e valores de referência para os aspectos supracitados.

### **i. Tensão em regime permanente**

O regime permanente se caracteriza pelo período de tempo da leitura de tensão, onde não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura, definido como sendo de 10 minutos.

A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medições e, posteriormente, pela comparação desses valores com os níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

As leituras devem ser obtidas por meio de equipamentos que operem segundo o princípio da amostragem digital e que tenham os seguintes requisitos mínimos: taxa amostral de 16 amostras por ciclo, conversor A/D de 12 bits e precisão de até 1% da leitura. Essas medições devem ser feitas no ponto de conexão da unidade consumidora

e, dependendo do tipo da mesma, abranger medições entre todas as fases ou entre todas as fases e neutro, quando este for disponível.

A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segunda faixas em torno da tensão de referência ( $T_R$ ), conforme a figura 22.

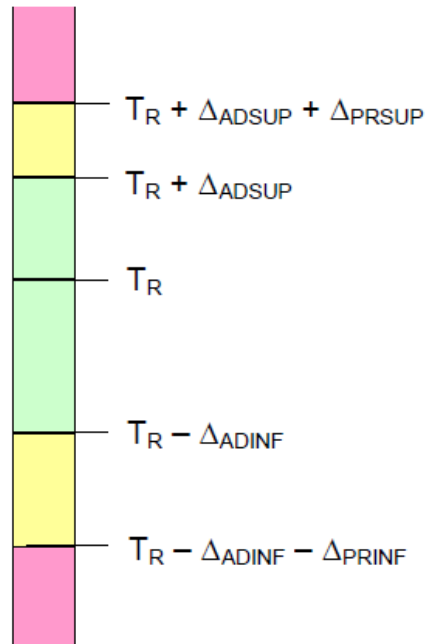


Figura 22: Faixas de tensão em relação à de referência

Onde:

Tensão de referência ( $T_R$ );

Faixa Adequada de Tensão ( $T_R - \Delta_{ADINF}$ ,  $T_R + \Delta_{ADSUP}$ );

Faixa Precária de Tensão ( $T_R + \Delta_{ADSUP}$ ,  $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$  ou  $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ ,  $T_R - \Delta_{ADINF}$ );

Faixas Críticas de Tensão ( $>T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$  ou  $<T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ ).

A título de exemplo estão apresentados nas tabelas 5 e 6 os limites de cada faixa de tensão para os níveis de tensão de 13,8 kV e para 380/220 V, respectivamente.

Tabela 5: Limites de cada faixa de tensão para 13,8 kV

<b>FAIXAS DE TENSÃO DE ATENDIMENTO PARA 13,8 KV</b>	
<b>Tensão de atendimento</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)</b>
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 6: Limites de cada faixa de tensão para 380/220 V

<b>FAIXAS DE TENSÃO DE ATENDIMENTO PARA 380/220 V</b>	
<b>Tensão de atendimento</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura (Volts)</b>
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396)/(201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403)/$ $(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327$ ou $TL > 403)/(TL < 189$ ou $TL > 233)$

O conjunto de leituras para gerar indicadores individuais deverá compreender o registro de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada. Ou seja, se não houver nenhuma leitura fora dos padrões, o período de coleta de dados deve durar uma semana.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC), de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%], \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%], \quad (2)$$

em que:  $n_{lp}$  é o número de leituras situadas na faixa precária;  $n_{lc}$  é o número de leituras situadas na faixa crítica.

Com base nas medições amostrais efetuadas em um determinado trimestre, será calculado o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), utilizando a seguinte expressão:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100[\%], \quad (3)$$

em que:  $N_C$  é o total de unidades consumidoras com DRC não nulo;  $N_L$  é o total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.

Os valores da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária ( $DRP_M$ ) e da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica ( $DRC_M$ ) são estabelecidos em 3% e 0,5%, respectivamente.

O indicador coletivo ICC é calculado e avaliado pela ANEEL quando do envio dos indicadores individuais pela distribuidora.

## ii. Fator de potência

Fator de potência pode ser definido como a relação entre o componente ativo da potência e o valor total desta mesma potência, ou ainda, o cosseno do ângulo formado entre o componente da potência ativa e o seu componente total quando a potência que flui no sistema é resultante de cargas lineares [10]. Sendo esta uma relação entre duas quantidades representadas pela mesma unidade de potência, é um número adimensional.

De acordo com os procedimentos do PRODIST, seu valor deverá ser calculado a partir de valores registrados das potências ativa e reativa ( $P$ ,  $Q$ ) ou das respectivas energias ( $E_A$ ,  $E_R$ ), e usando-se as fórmulas a seguir:



$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}}, \quad (4)$$

ou

$$fp = \frac{E_A}{\sqrt{E_A^2+E_R^2}}. \quad (5)$$

Para clientes atendidos em média e alta tensão, a medição do fator de potência deve ser permanente e obrigatória, já em clientes atendidos em baixa tensão essa medição tem caráter facultativo.

Em unidades consumidoras atendidas com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com a regulamentação vigente.

### iii. Harmônicos

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Os índices são os de Distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$  ( $DIT_h\%$ ) e de Distorção harmônica total de tensão ( $DTT\%$ ), que são calculados seguindo as seguintes expressões:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100, \quad (6)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100, \quad (7)$$

onde:  $V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$ ;  $V_1$  é a tensão fundamental medida;  $hm\acute{a}x$  é a ordem harmônica máxima.

Os instrumentos de medição devem compreender um espectro harmônico da faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica.

Os valores de referência de DTT% e de  $DIT_h\%$  são apresentados nas tabelas 7 e 8, respectivamente.

**Tabela 7: Valores de referência de DTT**

<b>Valores de referência de DTT</b>	
<b>Tensão nominal do Barramento</b>	<b>Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]</b>
$V_N \leq 1\text{kV}$	10
$1\text{ kV} < V_N \leq 13,8\text{ kV}$	8
$13,8\text{ kV} < V_N \leq 69\text{ kV}$	6
$69\text{ kV} < V_N < 230\text{ kV}$	3

Tabela 8: Valores de referência de DIT

Valores de referência de DIT					
Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão (DIT) [%]				
	$V_N \leq 1 \text{ kV}$		$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_N \leq 230 \text{ kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

iv. Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.

As equações para o cálculo do desequilíbrio de tensão são as seguintes:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100, \quad (8)$$

ou

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (9)$$

sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (10)$$

O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição deve ser igual ou inferior a 2%.

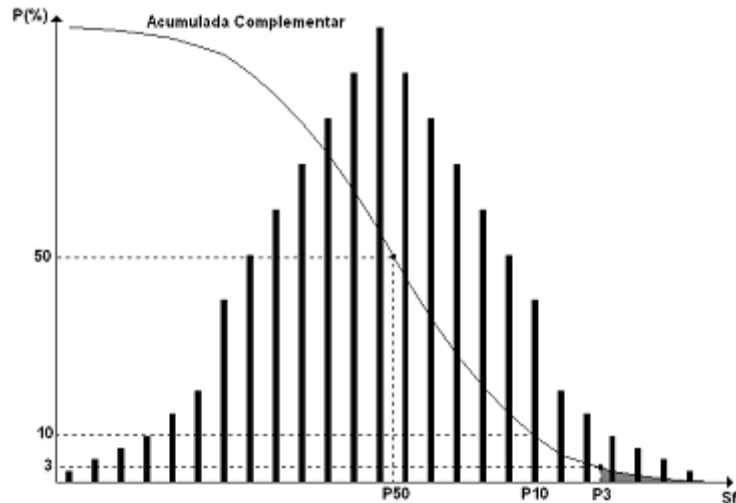
#### v. Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. O objetivo da avaliação desse fenômeno se dá pelo efeito provocado de cintilação luminosa em consumidores que tenham em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

Os indicadores para esse fenômeno são denominados Severidade de Curta Duração ( $P_{st}$ ) e Severidade de Longa Duração ( $P_{lt}$ ). A  $P_{st}$  é calculada usando-se a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (11)$$

em que:  $P_i$  ( $i = 0,1; 1; 3; 10; 50$ ) corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante  $i\%$  do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar.



**Figura 23: Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação**

Já o indicador  $P_{lt}$  corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de  $P_{st}$ , sendo calculado pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3}. \quad (12)$$

Esses valores estão de acordo com a norma IEC 61000-4-15, onde o indicador  $P_{st}$  representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período de 10 minutos, e a grandeza  $P_{lt}$  expressa essa severidade num período contínuo de 2 horas, através da composição de 12 valores consecutivos de  $P_{st}$ .

Ao longo de 24 horas de medição deve ser obtido um conjunto de valores de  $P_{st}$  que, devidamente tratado, conduzirá ao  $P_{st}D95\%$ . Ao final de uma semana de medição considera-se como indicador final o maior valor dentre os sete valores encontrados.

De modo análogo, obtém-se ao longo de uma semana de registro um conjunto de valores representativos de  $P_{lt}$ , o qual, tratado estatisticamente, deve ser conduzido ao valor de  $P_{lt}S95\%$ . Os valores de referência são mostrados na tabela 9.

Tabela 9: Valores de referência de  $P_{st}D95\%$  e de  $P_{lt}S95\%$

VALORES DE REFERÊNCIA PARA TENSÕES ABAIXO DE 69 KV		
Níveis	$P_{st}D95\%$	$P_{lt}S95\%$
Adequado	< 1 pu	< 0,8 pu
Precário	1 pu < $P_{st}D95\%$ < 2 pu	0,8 pu < $P_{lt}S95\%$ < 1,6 pu
Crítico	> 2 pu	> 1,6 pu

vi. Variação de tensão de curta duração

Variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. As classificações a elas estão apresentadas na tabela 10.

Tabela 10: Classificação das VTCD

CLASSIFICAÇÃO DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO			
Classificação	Denominação	Duração de Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Tremperária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 pu

Além dos parâmetros duração e amplitude já definidos, a severidade da VTCD de determinado barramento do sistema de distribuição é também caracterizada pela frequência de ocorrência. Esta corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado.

O indicador a ser utilizado para conhecimento do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração, discretizados conforme critério estabelecido a partir de levantamento de medições.

Não há valores padrões de desempenho atribuídos a esse fenômeno. As distribuidoras devem acompanhar e disponibilizar à ANEEL, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas. Tais informações poderão servir como referência de desempenho das barras de unidades consumidoras atendidas em alta e média tensão com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração.

#### vii. Variação de frequência

O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência: não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas; pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos; pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

## 4.2. QUALIDADE DO SERVIÇO

A criação de indicadores de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras tem como objetivo fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do seu desempenho, oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora e fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infra-estrutura das mesmas.

Os indicadores de qualidade do serviço classificam-se em indicadores de tempo de atendimento e em indicadores de continuidade, que serão detalhados posteriormente.

### i. Indicadores de tempo de atendimento

O atendimento às ocorrências emergenciais deve ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras.

A fim de avaliar a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação, é calculado o tempo médio de preparação (TMP):

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}, \quad (13)$$

em que: TP é o tempo de preparação da equipe de atendimento emergencial [minutos]; n é o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

A eficiência da localização geográfica das equipes é avaliada pelo cálculo do tempo médio de deslocamento (TMD):

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}, \quad (14)$$



em que: TD é o tempo de deslocamento da equipe de atendimento emergencial [minutos].

É avaliada também a eficiência do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação. Para tanto é feito o cálculo do tempo médio de execução (TME):

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}, \quad (15)$$

em que: TE é o tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento emergencial.

A soma desses tempos médios resulta no tempo médio de atendimento a emergências (TMAE):

$$TMAE = TMP + TMD + TME, \quad (16)$$

Esses indicadores devem ser enviados à ANEEL, até o último dia do mês subsequente ao período de apuração, relativos a cada conjunto de unidades consumidoras da respectiva área de atuação.

ii. Indicadores de continuidade do serviço

A concessionária de distribuição deve apurar os indicadores de continuidade considerando as interrupções com duração maior ou igual a três minutos.

Os indicadores podem ser classificados quanto à duração e frequência da interrupção no fornecimento de energia elétrica e devem ser calculados e enviados à ANEEL mensal, trimestral e anualmente.

Entre os índices de continuidade coletivos estão o de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e o de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

O DEC expressa a média do intervalo de tempo em que, no período de observação, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica em cada unidade consumidora do conjunto considerado. É calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (17)$$

O FEC expressa a média do número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. É calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}, \quad (18)$$

em que:  $Ca(i)$  é o número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i);  $t(i)$  é a duração de cada evento (i), no período de apuração;  $Cc$  é o número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Na apuração dos indicadores DEC e FEC não serão considerados os casos de falhas nas instalações da unidade consumidora que não provoquem interrupção em instalações de terceiros, interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo, interrupção em situação de emergência, suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, programas de racionamento instituídos pela União, ocorrências em dia crítico e em casos oriundos de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

Os índices de continuidade individuais são o de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC).

O DIC é o intervalo de tempo em que, no período de observação, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

O FIC corresponde ao número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

O DMIC é o tempo máximo de interrupção contínua da energia elétrica em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

Na apuração dos índices individuais, as mesmas exceções dos índices coletivos se repetem, com o acréscimo que no DMIC também não deverão ser consideradas ocorrências oriundas de desligamentos programados.

No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras é aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da distribuidora, tendo como referência os atributos físico-elétricos e dados históricos de DEC e FEC encaminhados à ANEEL.

Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras são disponibilizados por meio de Audiência Pública de acordo com a periodicidade da Revisão Tarifária Periódica da distribuidora. Na tabela 11 são apresentados os limites anuais dos seis conjuntos de unidades consumidoras que compõem a Energisa Borborema.

Tabela 11: Limites de DEC e FEC para a EBO de 2010 a 2013.

<b>Limites anuais de DEC e FEC</b>								
Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
CAMPINA GRANDE	14	13	13	12	14	13	11	10
QUEIMADAS	24	23	20	20	27	21	21	19
LAGOA SECA	33	33	26	25	28	21	21	20
FAGUNDES	30	29	25	25	36	28	28	20
MASSARANDUBA	30	29	25	24	36	28	28	20
BOA VISTA	27	26	24	24	33	27	27	20

Os limites para os indicativos individuais variam de acordo com os limites estabelecidos pela ANEEL dos indicadores coletivos. Na tabela 12 estão apresentados limites de DIC, FIC e DMIC para unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão nominal de 380/220 V.

Tabela 12: Limites de Continuidade individuais

Limites Anuais de Indicadores Coletivos (DEC ou FEC)	<b>Limites de Continuidade por Unidade Consumidora</b>						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com tensão nominal de 380/220 V						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
10	20,3	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86
11	20,77	10,38	5,19	13,7	6,85	3,42	2,94
12	21,25	10,62	5,31	13,95	6,97	3,48	3,03
13	21,73	10,86	5,43	14,2	7,1	3,55	3,11
14	22,21	11,1	5,55	14,45	7,22	3,61	3,2
15	22,69	11,34	5,67	14,7	7,35	3,67	3,29
16	23,16	11,58	5,79	14,95	7,47	3,73	3,37
17	23,64	11,82	5,91	15,2	7,6	3,8	3,46
18	24,12	12,06	6,03	15,45	7,72	3,86	3,54
19	24,6	12,3	6,15	15,7	7,85	3,92	3,63
20	25,08	12,54	6,27	15,96	7,98	3,99	3,71

A título de informação, no ano de 2008 foram geradas compensações por violação das metas dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC) na Energisa Paraíba do valor de R\$ 1.036.745,45.

## **5. ENSAIOS DE FALTA DE ALTA IMPEDÂNCIA**

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as faltas de alta impedância (FAI) são motivo de preocupação constante, principalmente em redes de distribuição aéreas. Normalmente, uma FAI ocorre quando há queda de um condutor energizado do circuito da rede primária com uma superfície de alto valor resistivo, a exemplo de asfalto em vias públicas. O contato de galhos de árvores em condutores energizados também pode provocar o surgimento de uma FAI. Como consequência, uma FAI pode expor a população ao risco de choques elétricos e comprometer a integridade dos equipamentos do sistema, podendo inclusive, provocar inúmeros danos às propriedades privadas.

Os problemas decorrentes das FAI se devem, principalmente, aos níveis de corrente resultantes que são insuficientes para sensibilizar a operação dos relés de proteção. De um modo geral, as FAI são confundidas como transitórios oscilatórios decorrentes do chaveamento de cargas no sistema, não sendo extintos pelos relés de proteção.

Para redução da duração da interrupção e minimização dos custos operacionais, faz-se necessário um diagnóstico rápido, exato e confiável da FAI. No contexto de sistemas elétricos de potência, isso se traduz na execução das etapas de detecção, classificação e localização do evento. Portanto, o desenvolvimento de soluções para o diagnóstico de FAI constitui-se em um tema atual e de importância crescente.

No caso particular das FAI, a qualidade da solução adotada ao diagnóstico é função, dentre outros fatores, do modelo utilizado na representação do fenômeno. Por estudos feitos até o presente momento, observou-se que os modelos computacionais existentes não atendem às necessidades para o desenvolvimento de um sistema de diagnóstico confiável. Tal fato levou a necessidade da realização de ensaios de FAI em uma região isolada, levando-se em consideração tanto a proteção do sistema elétrico quanto a proteção das pessoas envolvidas no ensaio.

Durante o período de estágio foram realizados ensaios de curto-circuito, a fim de gerar, em campo, vários tipos de faltas de alta impedância, com a finalidade de obter as características elétricas e físicas desse tipo de evento.

Esses ensaios fizeram parte de um projeto de P&D junto à Universidade Federal de Campina Grande que tem como principais objetivos:

- Desenvolver uma ferramenta computacional capaz de detectar e localizar faltas de alta impedância (FAI) em sistemas de distribuição, mesmo em situações nas quais o sistema de proteção não detecte o defeito.
- Implantar essa ferramenta no sistema de informação da Energisa Paraíba na forma de um projeto piloto, para a coleta automática de registros oscilográficos em um dos alimentadores da empresa.
- Auxiliar os engenheiros de proteção e manutenção, tornando mais ágil e segura a tomada de decisões e de ações corretivas.

## **5.1. RISCOS E PRECAUÇÕES**

As FAI, assim como os outros tipos de faltas, podem:

- Causar danos ao sistema elétrico, em especial aos equipamentos sensíveis, através da geração de sobretensões e sobrecorrentes;
- Provocar desligamentos inesperados;

- Trazer risco de morte a seres humanos e animais, através de tensões de passo e contato direto com elementos condutores energizados;
- Provocar princípio de incêndios.

Portanto, cuidados especiais foram adotados e seguidos, com a finalidade de minimizar os riscos inerentes. Entre as principais medidas de segurança pode-se citar:

- Ajuste mais conservador dos esquemas de proteção;
- Uso de equipamentos de proteção individual por parte dos técnicos e engenheiros envolvidos no ensaio;
- Uso de extintores para controlar princípios de incêndios;
- Isolação e sinalização da área destinada ao ensaio;
- Observância estrita ao procedimento experimental.

## **5.2. LOCAL E PREPARAÇÃO DO ENSAIO**

Os ensaios foram realizados em uma fazenda da zona rural da cidade Boa Vista, localizada a cerca de 15 km de distância da subestação (SE) da cidade. Nas Figuras 24 e 25, apresenta-se uma fotografia da estrutura montada e empregada nos testes.



**Figura 24: Estrutura montada para a realização de ensaios de FAI**



**Figura 25: Tipos de solos onde foram realizados os testes de FAI**



Conforme se pode observar na Figura 25, os testes foram realizados em sete tipos de superfícies (grama, brita, calçamento, asfalto, areia grossa, terra e árvore), dispostas em forma de semicírculo. Além das superfícies de teste foram utilizados no arranjo experimental:

- Um poste de transição de dois metros implantado próximo às superfícies de contato. Como é apresentado na Figura 26, neste poste foram instalados os transformadores de potencial (TP) e corrente (TC), para medição dos sinais de tensão e corrente produzidos pela FAI.



**Figura 26: Poste de transição com TP e TC instalados**

- Um cabo energizado com 13,8 kV vindo de um poste comum foi conectado a um dos isoladores do poste de transição. A outra extremidade do cabo foi conectada a um isolador em série com uma vara de manobra, a qual foi manipulada pelo técnico em linha viva.



**Figura 27: Eletricista de linha viva manobrando o condutor**

- Uma plataforma isolante (andaime), instalada de forma a possibilitar que o técnico da Energisa manipulasse, com mais segurança, o cabo energizado.
- Escada e vara de manobra para instalação e substituição dos elos fusíveis danificados durante os ensaios.



**Figura 28: Técnico fazendo troca de elo fusível**

Para obtenção das formas de onda de FAI foram instalados dois registradores digitais de perturbação (RDP), um no local do experimento de FAI e outro na SE de Boa Vista, localizada a cerca de 15 km de distância do local do teste.

A instalação de um RDP na SE teve como objetivo obter o nível de atenuação dos transitórios causados devido à distância de monitoramento. Além disto, propõe-se no Projeto um método de detecção e localização de FAI baseado na análise das tensões e correntes em um ponto específico do sistema que será, provavelmente, distante dos locais de ocorrência das FAI.

A instalação de um RDP no local dos ensaios teve como objetivo obter as tensões e correntes do evento, para posteriormente, identificar o comportamento (assinatura) das FAI e desenvolver um modelo mais preciso.

O RDP instalado na SE foi conectado a dois TP e três TC de medição na barra de Boa Vista, uma vez que ficou inviável a conexão do equipamento nos TP e TC do ramal que alimentava a fazenda onde foram realizados os testes.

O RDP instalado no local do ensaio foi conectado a um TP e um TC, uma vez que a FAI simulada era monofásica.

### **5.3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL**

As atividades desenvolvidas no experimento foram realizadas em dois dias consecutivos.

**Primeiro dia (03/02/2010):** preparação do experimento, que consistiu na execução das etapas apresentadas a seguir.

#### Avaliar os locais de ensaio e medição:

Nesta fase foram verificadas dificuldades em instalar o RDP na SE de Boa Vista, tanto por falta de abrigo apropriado ao equipamento, quanto por impossibilidade técnica de conexão do equipamento ao TP e TC do ramal de alimentação da fazenda onde se realizou os ensaios. Diante das dificuldades existentes, as equipes da UFCG e da Energisa decidiram instalar o RDP na sala de comando da SE e realizar as medições na barra da SE. Esta solução, apesar de não ser a ideal, foi suficiente para dar continuidade ao ensaio. Com relação ao local do ensaio, não se constatou nenhum problema que impedisse a sua realização.

#### Instalar equipamentos de medição:

Uma vez que as dificuldades reportadas no item anterior foram superadas, realizou-se a instalação do RDP na SE e na fazenda.

#### Configurar os RDP:

Após a instalação dos RDP, realizaram-se as configurações nos equipamentos de forma a possibilitar a medição, gravação e visualização dos eventos a serem gerados nos ensaios.

**Segundo dia (04/02/2010):** realização dos ensaios propriamente ditos. Para a realização dos ensaios e registro dos eventos, executaram-se os passos apresentados a seguir.

- Isolação e sinalização da área do ensaio com fitas e cones, visando evitar o trânsito de pessoas e animais no momento da FAI, e assim evitar acidentes.
- Instalação de um elo fusível de 1H no poste comum, de onde se derivou a fase submetida ao curto. Como o fusível de 1H possui um tempo de atuação bastante curto (quase nunca verificado na prática), mesmo para correntes relativamente pequenas, esperava-se evitar níveis elevados de corrente de curto circuito e assim, proteger o resto do sistema elétrico conectado aquele ramal.
- Escolha da 1ª superfície a ser submetida aos testes, que foi o asfalto (devido a sua maior resistência). Em seguida, posicionou-se o andaime e o eletricitista em frente à superfície de asfalto para que o contato do cabo se desse da forma mais uniforme possível. Uma vez que o eletricitista estava devidamente posicionado e com cabo suspenso através do bastão isolante, foi dado o comando para fechamento do elo fusível e com isso, energizar o cabo de alta tensão.
- Configuração final e sincronização dos RDP da SE e do local do ensaio. A estratégia de sincronização adotada foi manual, na qual dois operadores foram utilizados para acionar os gatilhos dos RDP simultaneamente, e realizar a gravação dos sinais de corrente e tensão por um período de 30 segundos. Com isso, foi possível registrar os eventos antes, durante e após a FAI.

- Comando para o gatilho dos RDP e para a aproximação e contato do cabo energizado com a superfície, por período de aproximadamente 30 segundos. Caso o elo fusível não rompesse nesse período, o cabo era afastado da superfície para extinguir a FAI.
- Após a extinção da FAI, os dados obtidos foram submetidos a uma análise prévia de conformidade, com o objetivo de garantir a significância dos resultados. Após a análise, repetiu-se o teste pelo menos, cinco vezes com a finalidade de garantir a consistência dos resultados.
- Sempre que necessário, o elo fusível foi substituído. As características das superfícies foram analisadas no final da seção de testes.
- Após os testes em todas as superfícies, as mesmas foram umedecidas com a finalidade de se verificar o comportamento da FAI na presença de água, ou seja, verificar a intensificação da FAI e as possíveis modificações em suas características.
- Ao final, foram realizados 42 ensaios de FAI, distribuídos nos diferentes tipos de solo, secos e umedecidos. É apresentado na Figura X um ensaio realizado na grama molhada, onde foi verificada a presença de um forte arco elétrico.



**Figura 29: Ensaio realizado na grama molhada**

## **6. CONCLUSÕES**

O estágio integrado, além de tornar o aluno apto a adquirir o título de engenheiro eletricista, agrega conhecimentos importantes para formação profissional, tais como conhecimentos em análise e execução de projetos; parametrização, montagem, testes e comissionamento de equipamentos; índices de qualidade; etc. Algumas destas atividades são de difícil implementação didática na universidade. Além disso, o convívio com profissionais de diversas áreas e com vasta experiência, proporciona uma contribuição de grande valia para formação pessoal do aluno.

Durante a realização do estágio integrado surgiram oportunidades de conhecer, além da área de automação, serviços de proteção, telecomunicação; treinamentos realizados pela Energisa. Além disso, foi possível adquirir conhecimentos de administração para gerenciamento e execução de projetos de instalação de equipamentos.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Sobre o Grupo Energisa. Disponível em: <http://www.energisa.com.br/grupoenergisa/>. Acesso em: 20/02/2010.
- [2] História da Energisa Paraíba. Disponível em: <http://portal.energisa.com.br/paraiba/Energisa%20Paraiba/Historia/Aempre sa.aspx>. Acesso em: 20/02/2010.
- [3] História da Energisa Borborema. Disponível em: <http://portal.energisa.com.br/Borborema/Energisa%20Borborema/A%20Em presa/Historia.aspx>. Acesso em: 20/02/2010.
- [4] ANEEL. *Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)*. 2009
- [5] GIGUER, S. *Proteção de Sistemas de Distribuição*. Porto Alegre: Sagra, 1988. 344p.
- [6] Manual técnico para religadores U27-12 com controladores baseados em CAPM-4 e CAPM-5. Nulec PTY, 2001.
- [7] KIMURA, Bruno. *Apostila Rápida Religadores Noja Power*. RMS Electric. São Paulo, 2009.
- [8] Manual técnico para chaves seccionadoras RL27 com controladores baseados em CAPM-4 e CAPM-5. Nulec PTY, 2001.
- [9] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. 2010.
- [10] MAMEDE, João. *Instalações elétricas industriais*. Edição 7. Rio de Janeiro: LTC, 2007.