



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

Luís Gustavo Camelo Trovão

Relatório de Estágio Integrado

Campina Grande, Paraíba

Fevereiro de 2017

Luís Gustavo Camelo Trovão

Relatório de Estágio Integrado

Relatório de Estágio Integrado apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba

Fevereiro de 2017

Luís Gustavo Camelo Trovão

Relatório de Estágio Integrado

Relatório de Estágio Integrado apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ____ / ____ / ____

Benedito Antonio Luciano, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

Campina Grande, Paraíba
Fevereiro de 2017

À minha Família

Agradecimentos

Agradeço à minha família, pelo apoio que sempre foi dado nas minhas escolhas, fornecendo as bases necessárias para que eu sempre pudesse enfrentar as barreiras que surgiram no caminho.

Agradeço à minha namorada Nadinne, pela companhia e força que sempre me foi passada, compreendendo minhas ausências e incentivando meu sucesso profissional.

Agradeço também aos meus tios Ana Maria e Damião pela hospitalidade que me receberam em sua casa, uma vez que o estágio foi fora da minha cidade natal, por sempre se preocuparem com meu bem estar e tornar minha estadia a mais prazerosa possível.

Agradeço ao gerente Manoel Messias e ao meu supervisor de estágio Luciano Dantas pela chance que me foi dada, por terem acreditado no meu potencial e por todo o apoio que me foi prestado.

Agradeço aos meus colegas de graduação Rafael Rocha e Diogo Passos, que por felicidade minha vieram também a se tornar companheiros de empresa neste período. Muito obrigado pela companhia, ensinamentos passados e por serem profissionais espelho para mim.

Agradeço à Juliano, que esteve sempre presente nas minhas dúvidas, se pondo de prontidão para ajudar, além dos diversos conselhos dados. Agradeço à Valdineia, Odeilton, Plínio, Wesley, Juliana e Glauco pelo companheirismo demonstrado, contribuindo para uma adaptação fácil à empresa.

Agradeço à toda a equipe do COM (Centro de Operação da Medição), que muito me auxiliou em inúmeras tarefas.

Agradeço ao professor Célio Anésio, exemplo de profissional, por todo o conhecimento que me transmitiu, bem como pela disponibilidade de me orientar de uma forma bastante prestativa.

Resumo

Neste relatório são descritas as atividades realizadas por Luís Gustavo Camelo Trovão, discente da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), durante o estágio na Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A. no período do 06/07/2016 a 06/01/2017. O estágio foi realizado no Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP), setor responsável pela determinação das perdas técnicas e não técnicas, bem como o direcionamento de ações de combate às fraudes elétricas. As principais atribuições designadas ao aluno foram a análise das medições de telemetria e o cálculo da perda técnica na distribuidora. Para a realização destas tarefas, foram utilizados os *softwares* Pertec e Interplan, bem como a utilização de ferramentas como o CAS Hemera e recursos do *Microsoft Office*, especialmente o *Microsoft Excel* e *Visual Basic*.

Palavras-chave: Perdas Técnicas, Energisa Paraíba, Pertec, Interplan.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Mapa das Áreas de Atuação do Grupo Energisa	11
Figura 2 – Segmentação do sistema de distribuição.	16
Figura 3 – Curva de Carga Típica	17
Figura 4 – Planilha para acompanhamento das medições.	21
Figura 5 – Aba de análise de Medições.	22
Figura 6 – Medições de CGU-L3 sem ajuste, com dados faltantes.	23
Figura 7 – Medições de CGU-L3 com ajuste dos dados faltantes.	23
Figura 8 – Divisão Geográfica da Paraíba.	24
Figura 9 – Execução do Pertec.	25
Figura 10 – Ensaio Relativo ao Efeito do Desbalanceamento do Transformador nas Perdas	27
Figura 11 – Mapa da efetividade de chips de telemetria.	30

Lista de tabelas

Tabela 1 – Ensaio Transformador 45 kVA Desequilibrado.	26
Tabela 2 – Ensaio Transformador 45 kVA Equilibrado.	27
Tabela 3 – Energisa Paraíba - Desbalanceamentos Médios dos Transformadores e Perdas Relacionadas.	28
Tabela 4 – Energisa Borborema - Desbalanceamentos Médios dos Transformadores e Perdas Relacionadas.	29

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
AT	<i>Alta Tensão</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
CFLCL	<i>Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina</i>
CGU	<i>Campina Grande I</i>
CHESF	<i>Companhia Hidrelétrica do São Francisco</i>
CICOP	<i>Centro de Inteligência no Combate às Perdas</i>
CMEP	<i>Centro de Engenharia de Medição e Perdas</i>
COM	<i>Centro de Operação da Medição</i>
GCPR	<i>Gerência Corporativa de Proteção à Receita</i>
GIS	<i>Geographical Information System</i>
LAT	<i>Laboratório de Alta Tensão</i>
MTBT	<i>Média e Baixa Tensão</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
SDAT	<i>Sistema de Distribuição de Alta Tensão</i>
SDMT	<i>Sistema de Distribuição de Média Tensão</i>
SICCO	<i>Sistema de Consultas Comerciais</i>
Trafo	<i>Transformador</i>
UC	<i>Unidade Consumidora</i>
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

Sumário

	Lista de tabelas	7
1	INTRODUÇÃO	10
2	A EMPRESA	11
2.1	Grupo Energisa	11
2.2	Energisa Paraíba	12
2.2.1	Gerência de Proteção à Receita	12
2.2.2	Centro de Inteligência no Combate às Perdas	12
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
3.1	Perdas de Energia	14
3.2	Cálculo da Perda Técnica	15
3.2.1	Perdas AT	15
3.2.2	Perdas MTBT	15
4	ATIVIDADES REALIZADAS	20
4.1	Cálculo das Perdas Técnicas	20
4.1.1	Análise das Medições de Telemetria	20
4.1.2	Cálculo das Perdas Técnicas AT	23
4.1.3	Cálculo das Perdas Técnicas MTBT	24
4.2	Análise do Aumento de Perdas Devido ao Desbalanceamento dos Transformadores da Distribuidora	26
4.2.1	Ensaio de transformadores no Laboratório de Alta Tensão - UFCG	26
4.2.2	Análise das Perdas Devido ao Desbalanceamento	27
4.3	Mapeamento da efetividade das telemedições por Região e Operadora	29
5	CONCLUSÕES	31
	REFERÊNCIAS	32

1 Introdução

É papel de uma distribuidora de energia a entrega de energia elétrica ao consumidor final de forma mais eficiente possível, garantindo continuidade do fornecimento e menor número de falhas possíveis. A qualidade deste serviço está relacionada diretamente às perdas técnicas de energia, uma vez que estas podem determinar problemas como sobrecarga de transformadores e alterações de perfil de tensão ao longo do sistema de distribuição, dentre outros.

A análise das perdas dentro de uma distribuidora é, portanto, imprescindível, cabendo ao engenheiro responsável seu acompanhamento e, se necessário, a tomada de medidas que favoreçam uma redução na magnitude dessas. É interessante salientar que uma redução nas perdas também pode ser relacionado a uma melhora no fluxo de potência nas linhas, bem como uma diminuição no carregamento de equipamentos elétricos, causando um aproveitamento maior da estrutura física instalada e aumentando a vida útil dos equipamentos.

As atividades realizadas durante o estágio na Energisa Paraíba pelo discente tiveram como foco principal o cálculo e análise das perdas técnicas da distribuidora, tema que será abordado ao longo deste relatório.

Inicialmente, é realizada uma breve descrição da empresa na qual o estágio foi realizado. Em seguida, é feita uma fundamentação teórica acerca das noções necessárias para execução das tarefas, e logo após são descritas algumas das atividades realizadas pelo estagiário.

2 A Empresa

2.1 Grupo Energisa

Fundada em 1905, com o nome Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL), o Grupo Energisa atualmente corresponde a um dos principais conglomerados privados do setor elétrico no Brasil. Com 111 anos de história, o grupo atua majoritariamente no mercado de distribuição de energia elétrica, controlando atualmente 13 distribuidoras em todo o país, presentes em nove estados, sendo estes Paraíba, Sergipe, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, São Paulo e Paraná, possuindo cerca de 6,4 milhões de consumidores e prestando serviço a uma população de aproximadamente 16 milhões de pessoas em 788 municípios brasileiros. Mais de 10.000 colaboradores diretos atuam em suas empresas (ENERGISA, 2017).

As distribuidoras sobre concessão atual do grupo são Energisa Borborema (PB), Energisa Paraíba (PB) e Energisa Sergipe (SE) na região Nordeste, Energisa Minas Gerais (MG), Energisa Nova Friburgo (RJ), Bragantina (SP), Caiuá (SP) e Vale Parapanema (SP) na região Sudeste, Força e Luz do Oeste (PR) na região Sul, Cemat (MT) e Enersul (MS) na região Centro-Oeste e Celtins (TO) na região Norte, estando presente, portanto, em todas as regiões do Brasil. Na Figura 1 são mostradas as áreas de concessão do grupo.

Figura 1 – Mapa das Áreas de Atuação do Grupo Energisa



Fonte – (ENERGISA, 2017)

2.2 Energisa Paraíba

O estágio foi realizado na Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia Elétrica S/A, com sede em João Pessoa - PB, local do estágio. Antiga SAELPA, de domínio estatal, o Grupo Energisa realizou a aquisição desta empresa, fundando a Energisa Paraíba, que juntamente com a Energisa Borborema, responsável pelos municípios do compartimento da Borborema, abrange todo o estado da Paraíba.

2.2.1 Gerência de Proteção à Receita

A Gerência Corporativa de Proteção à Receita (GCPR) é responsável pela determinação e controle do nível de perdas, tendo três coordenações sob sua gerência, o Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP), o Centro de Engenharia de Medição e Perdas (CMEP) e o Centro de operação da medição (COM), são atribuídas as seguintes funções à GCPR:

- Desenvolvimento e padronização de soluções de blindagem da medição e de padrões de entrada de energia nas unidades consumidoras;
- Homologação de medidores mais eficientes e com menor vulnerabilidade a fraudes;
- Garantir a operação do sistema de telemetria presente nas medições de fronteira e grandes clientes, uma vez que valores imprecisos nestas telemedições podem resultar em multas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Cálculo da Perda Técnica de acordo com o método proposto pela ANEEL, direcionando ações de planejamento e determinando o nível de perdas não-técnicas dentro da empresa;
- Planejamento, direcionamento e acompanhamento de ações de combate às perdas técnicas e não técnicas.

Ao COM é atribuída a gestão do sistema de telemetria, garantindo que as medições estejam disponíveis, enquanto ao CMEP é atribuído o controle da confiabilidade e exatidão de medidores e transformadores de potencial e corrente, buscando também medidas que garantem que estas medições não possam ser violadas e manipuladas.

2.2.2 Centro de Inteligência no Combate às Perdas

O estágio foi realizado no CICOP, na atribuição de cálculo de perdas técnicas da distribuidora, além disso, o CICOP é responsável pelas seguintes atribuições:

-
- Determinação do nível de perdas não técnicas, a partir dos valores das perdas totais e técnicas;
 - Direcionamento de medidas de combate às perdas não-técnicas;
 - Apoio no processo de planejamento estratégico;
 - Apoio no processo de planejamento operacional e na programação diária das atividades da empresa;
 - Auxílio nos cálculos regulatórios de perdas proposto pela ANEEL.

3 Fundamentação Teórica

3.1 Perdas de Energia

No trajeto até as unidades consumidoras, a energia elétrica passa pelas etapas de geração, transmissão e distribuição. Nas unidades geradoras, em maior parte usinas isoladas geograficamente dos centros consumidores, a energia gerada passa por transformadores elevadores de tensão afim de possibilitar o transporte desta energia por longas distâncias com menores valores de corrente, possibilitando a utilização de cabos de menor diâmetro se comparado à linhas com valores de tensão mais baixos.

Após isso a energia é transportada pelo sistema de transmissão, onde percorre longas distâncias, sendo por fim submetida à diminuição nos níveis de tensão, chegando ao sistema de distribuição. Em geral, esse sistema possui tensões da ordem de 11,4 a 34,5 kV.

Ao fim deste trajeto, a totalidade da energia gerada não é efetivamente entregue aos pontos de consumo, uma vez que durante o percurso parte da energia é convertida em energia térmica, por efeito Joule, além das perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. Estas perdas são portanto denominadas perdas técnicas, inerentes aos processos de transporte de energia, sendo possível sua mitigação a partir de medidas de planejamento. As perdas técnicas de cada distribuidora são incorporadas à tarifa, sendo calculadas pela ANEEL na revisão tarifária periódica conforme as regras definidas no Módulo 7 do PRODIST ([ANEEL, 2015b](#)).

Outro tipo de perda presente em sistemas de distribuição é a perda não técnica. Este tipo corresponde às perdas por furtos de energia, erros de medição, problemas de leitura. Corresponde à energia que é entregue, porém não é faturada pela empresa. São definidas pela expressão [3.1](#):

$$P_{\text{Não-Técnica}} = P_{\text{Total}} - P_{\text{Técnica}}, \quad (3.1)$$

na qual P_{Total} representa a diferença entre o total de energia requerida pela distribuidora e o total de energia faturada pela empresa, ou seja, a energia que é comprada, mas não vendida. Este tipo de perda também tem participação na tarifa, segundo descrito pelo submódulo 2.6 do PRORET ([ANEEL, 2015a](#)).

3.2 Cálculo da Perda Técnica

Para a apuração das perdas técnicas, o processo de cálculo é dividido entre perdas técnicas em alta tensão e perdas técnicas em média e baixa tensão. A determinação das tensões pertencentes à classe de alta tensão está de acordo com o módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2016).

3.2.1 Perdas AT

Para o cálculo das perdas técnicas em alta tensão é utilizado o método do balanço energético por sistema de medição (ANEEL, 2015b).

Posto que o sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) é menos susceptível à fraudes, bem como possui sistema de medição mais confiável, com em geral mais de um medidor, as perdas técnicas podem ser determinadas a partir dos dados de medição de energia injetada e das medições de saída do sistema, de acordo com a expressão 3.2.

$$P_{AT} = C + GP - V - MS - C_{AT} \text{ [MWh]}, \quad (3.2)$$

na qual:

- P_{AT} - Perda técnica em alta tensão.
- C - Compra de energia de outras empresas, no caso da Energisa, a maioria da energia é advinda da CHESF.
- GP - Geração própria da distribuidora.
- V - Venda de energia para outras distribuidoras.
- MS - Medição do secundário do transformador de todas as subestações da rede de distribuição, sendo, portanto, contabilizada a perda do transformador na perda AT.
- C_{AT} - Clientes alimentados diretamente da rede AT.

Portanto, nota-se que, para este caso, a perda técnica corresponde à perda total na rede AT. O procedimento de cálculo para este caso é denominado *Top-Down*, já que a apuração das perdas é realizada a partir dos níveis de tensão mais elevados até a fronteira com o sistema de distribuição de média tensão (SDMT).

3.2.2 Perdas MTBT

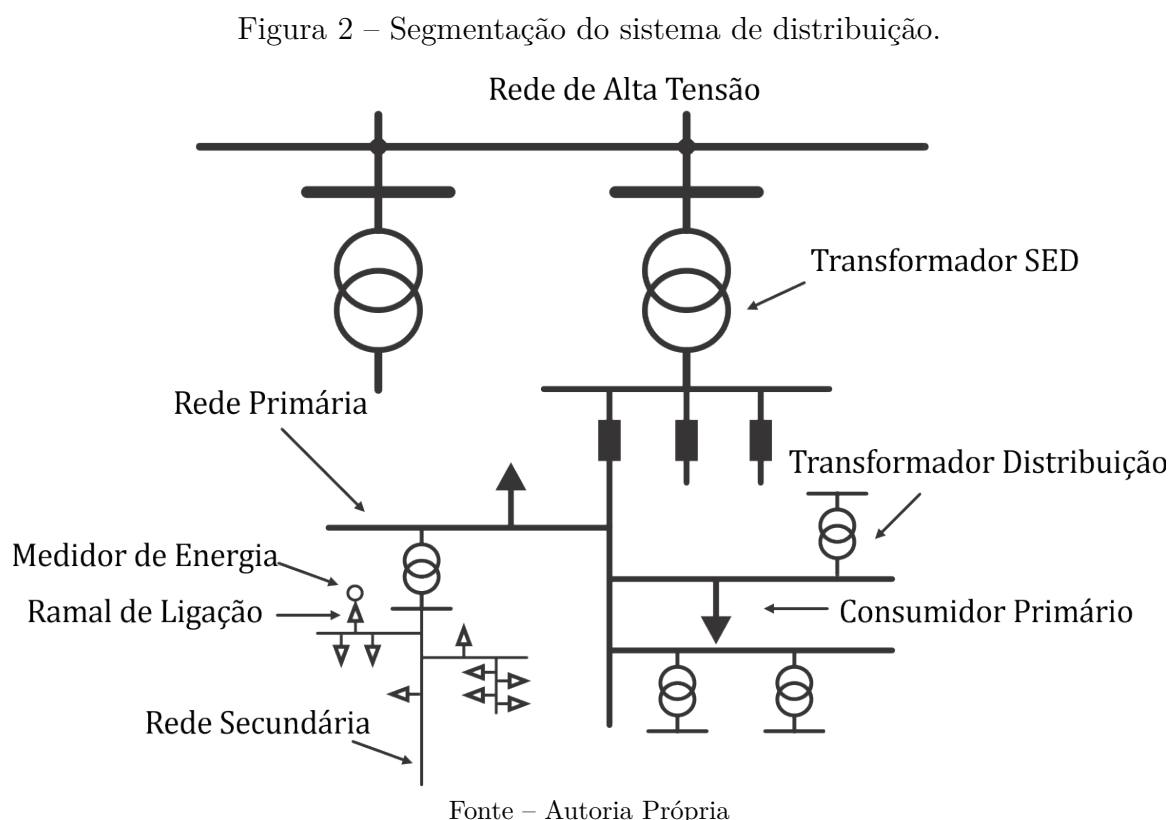
Devido à maior complexidade do sistema de distribuição de média e baixa tensão, com alto grau de ramificações, maior número de unidades de saída de energia e susceptância

às fraudes de energia, uma vez que a rede está mais próxima do consumidor final, o Módulo 7 do PRODIST propõe o método do fluxo de potência.

Para a apuração das perdas técnicas MTBT, a Energisa Paraíba utiliza-se do *software* Pertec, que realiza a metodologia de cálculo *Bottom-Up*, de acordo com o proposto por Méffe (2001).

Inicialmente, para o processo de cálculo iterativo do *software* que será mostrado a seguir, existe a necessidade dos dados de saída de cada alimentador, sendo portanto necessário o ajuste da energia dos alimentadores que não possuem medição a partir das medições dos transformadores da subestações, ponderadas pela carga de cada alimentador conectado a este. Após a determinação da energia vinda do SDAT para cada alimentador, é gerado um arquivo que será utilizado para o cálculo das perdas.

O sistema MTBT é segmentado em cinco partes principais, como mostrado na Figura 2:



- Rede Primária;
- Transformador de Distribuição;
- Rede Secundária;
- Ramais de Ligação;

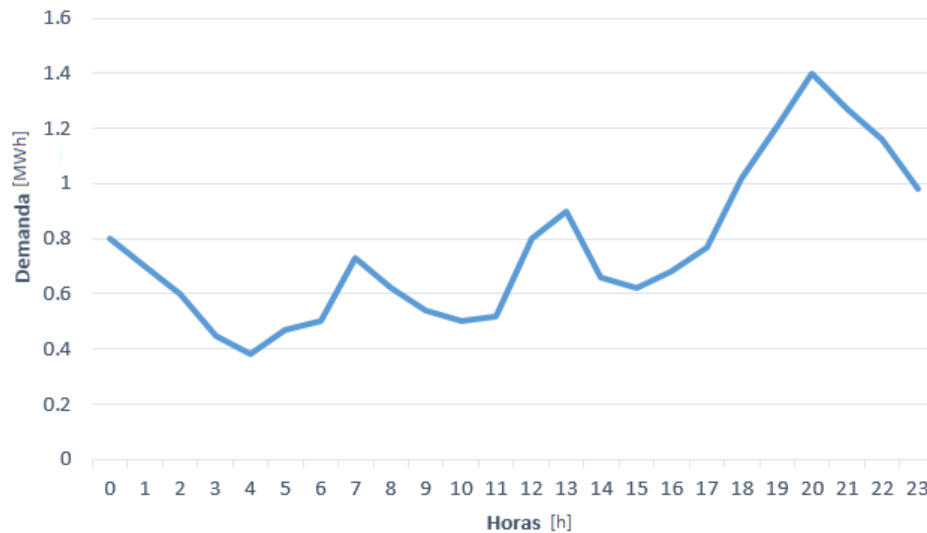
- Medidor de Energia.

Como sugere a nomenclatura *Bottom-Up*, o cálculo é iniciado nos medidores de energia, considerando a contribuição de cada etapa para a camada superior, iniciando nos medidores de energia e indo até a rede primária.

Inicialmente, considera-se a perda nos medidores constante, sendo 1 W para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos. Para fins de maior fidelidade na representação das perdas nos medidores, contra possíveis problemas de cadastro do tipo de medidor, adota-se no *software* um valor único para os dois, ponderado de acordo com o número de medidores de cada tipo. Para o caso da Energisa Paraíba, o valor adotado para perdas nos medidores é de 0,71 W.

Para as perdas no ramal, são atribuídas a cada unidade consumidora uma curva de carga diária, de acordo com o tipo de consumidor e grau de consumo. Essas curvas, presentes no Pertec, são divididas em 24 patamares, para cada hora, de acordo com a média dos pontos de demanda obtidos de 15 em 15 minutos ou de 5 em 5 minutos. Assim, o consumo de cada UC é distribuído pela curva de carga associada, acrescido das perdas nos medidores. Um exemplo de curva de carga típica pode ser visto na Figura 3.

Figura 3 – Curva de Carga Típica



Fonte – Autoria Própria

Assumindo valores típicos de comprimento de ramal e resistência dos cabos condutores e conhecendo-se a tensão nominal de fornecimento e partir da curva de carga, determina-se a corrente absorvida, as perdas são calculadas a partir da expressão 3.3.

$$P_{Ramal} = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^N I_i^2}{1000} \quad [\text{kWh}] \quad (3.3)$$

- k = Número de Condutores do ramal de ligação pelos quais há circulação de corrente;
- R = Resistência dos condutores [Ω/km];
- L = Comprimento Médio do Ramal [km];
- Δt = Intervalo do patamar da curva de carga [h];
- N = Número de patamares na divisão da curva de carga.

Depois disso, são calculadas as perdas na rede secundária, sendo adotado procedimento semelhante ao cálculo da perda no ramal. É assumido que a potência dos transformadores de distribuição é dividida igualmente entre três fases, o cálculo é feito adotando-se a mesma metodologia das curvas de carga de acordo com a expressão 3.3.

Após isso, é feito o cálculo das perdas nos transformadores de distribuição, a partir de todas as redes secundárias ligadas a este. Para os transformadores, a perda é dividida em duas partes, perdas no núcleo e no circuito elétrico (bobinas). As perdas no núcleo são consideradas como um valor fixo, associado apenas à sua potência nominal.

Para o caso das perdas nas bobinas, é considerada a perda devido à corrente passante nos enrolamentos do transformador. Da mesma forma que em etapas anteriores, a curva de carga do transformador pode ser obtida pela agregação das curvas dos consumidores ligados ao transformador. A expressão 3.4 nos dá o valor das perdas nos transformadores de distribuição.

$$P_{Transformador} = P_{fe} \cdot S_N \cdot 24 + P_{CU} \cdot S_N \cdot \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{S_i}{S_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (3.4)$$

- P_{fe} = Perda nominal no ferro do transformador [p.u.];
- S_N = Transformador de Distribuição;
- P_{CU} = Perda nominal no cobre do transformador a plena carga [p.u.];
- N_t = Número de patamares do dia;
- Δt = Duração de cada patamar da curva de carga [h].

Após isso, procedimento semelhante ao da rede secundária é realizado para a rede primária.

Por fim, é comparado o valor de energia do alimentador, determinado inicialmente, com a soma do consumo dos clientes acrescidos das perdas em todos os segmentos calculados. A diferença entre estes valores é considerada perda não-técnica, este valor de diferença é distribuído entre as unidades consumidoras de forma proporcional a sua carga. Todo o

procedimento é repetido para os novos valores de energia, até que os valores obtidos para perda técnica esteja dentro de uma tolerância entre duas iterações. As perdas não-técnicas são então consideradas a diferença entre as duas energias após a última iteração.

4 Atividades Realizadas

Nesta seção serão apresentadas algumas das atividades do estagiário na Energisa Paraíba. Inicialmente é mostrado a atividade mais pertinente, o cálculo mensal das perdas técnicas, como ela é realizada e as contribuições que puderam ser feitas a este processo.

Em seguida são descritas algumas das demandas paralelas executadas, a primeira é referente a um estudo para determinação do aumento das perdas causadas pelo nível de desbalanceamento em transformadores de distribuição, já a segunda descreve um projeto protótipo em parceria com os analistas Allan Harrison e Odeilton Ovídio, visando um mapeamento da efetividade dos *chips* de cada operadora por região, visando facilitar o processo de substituição de *chips*, possibilitando menos desconexões destes.

Além das atividades aqui citadas, o discente realizou ainda diversas outras tarefas, como por exemplo, auxílio no cálculo das perdas regulatórias pela ANEEL, que será realizado este ano na Energisa Paraíba, bem como auxílio na automação de processos operacionais através da utilização do VBA para tornar os processos dentro da empresa mais eficientes, tornando o trabalho mais produtivo.

4.1 Cálculo das Perdas Técnicas

O cálculo das perdas técnicas da distribuidora auxilia diversos processos dentro da empresa, como exemplo, para o planejamento se utiliza dessas informações para determinar execução de obras de melhoria no sistema.

Além disso, a determinação da perda técnica estipula o valor das perdas não-técnicas, uma vez que é possível obter a perda total como sendo a energia comprada que não foi faturada. A partir do valor obtido, podem ser direcionadas ações de combate às perdas não-técnicas como fiscalização de medidores, inspeções de fraudes, etc.

Por fim, sabe-se que, em geral, a cada quatro anos a ANEEL realiza o cálculo das perdas técnicas de cada distribuidora, a fim de determinar os valores de perdas que serão consideradas na tarifa, logo, o cálculo mensal das perdas técnicas permite o acompanhamento destes valores.

4.1.1 Análise das Medições de Telemetria

Todas as medições de fronteiras com outras empresas, transformadores de subestações e clientes atendidos em alta tensão são realizadas por telemetria, sendo coletadas e armazenadas através do *software* CAS HEMERA. Estes dados eram recebidos pelo

CICOP para que fossem realizadas as análises, informando ao COM e às equipes de campo problemas com estas medições, a fim de calcular de forma correta a perda técnica em alta tensão.

Os dados faltantes eram enviados ao COM, para que pudessem ser coletados. Em casos de poucos dados deste tipo, as medições poderiam ser estimadas de acordo com as seguintes regras:

- Separam-se os dias do mês em dias de consumo em dias úteis, sábados e domingos, aos feriados, o domingo é atribuído;
- As medições presentes são divididas de acordo com seu horário e dia típico, sendo feita uma média de acordo com essas duas características;
- Os dados faltantes recebem os valores médios de acordo com seu horário e categoria, por exemplo um dado faltante às 11h de um sábado é substituído pela média das 11h dos sábados das medições presentes.

Para o caso de muitos dados faltantes, essa estimativa é comprometida, sendo portanto necessário que se estime o valor total da medição a partir de valores passados, perdendo certa fidelidade no cálculo, mesmo que essas estimativas sejam, em geral, bem próximas das medições verdadeiras.

Para a análise, inicialmente, na metade do mês eram verificadas as telemedições com a utilização de uma planilha desenvolvida pelo estagiário, afim de verificar qualquer problema que ocorresse como dados nulos ou zerados, em tempo de haver alguma manutenção, não comprometendo as medições pelo mês inteiro. A parte central da planilha, bem como um exemplo de verificação das medições pode ser visto nas Figuras 4 e 5, respectivamente.

Figura 4 – Planilha para acompanhamento das medições.



The image shows a spreadsheet interface for monitoring measurements. At the top left is the logo for "GRUPO energisa". The spreadsheet is divided into several sections:

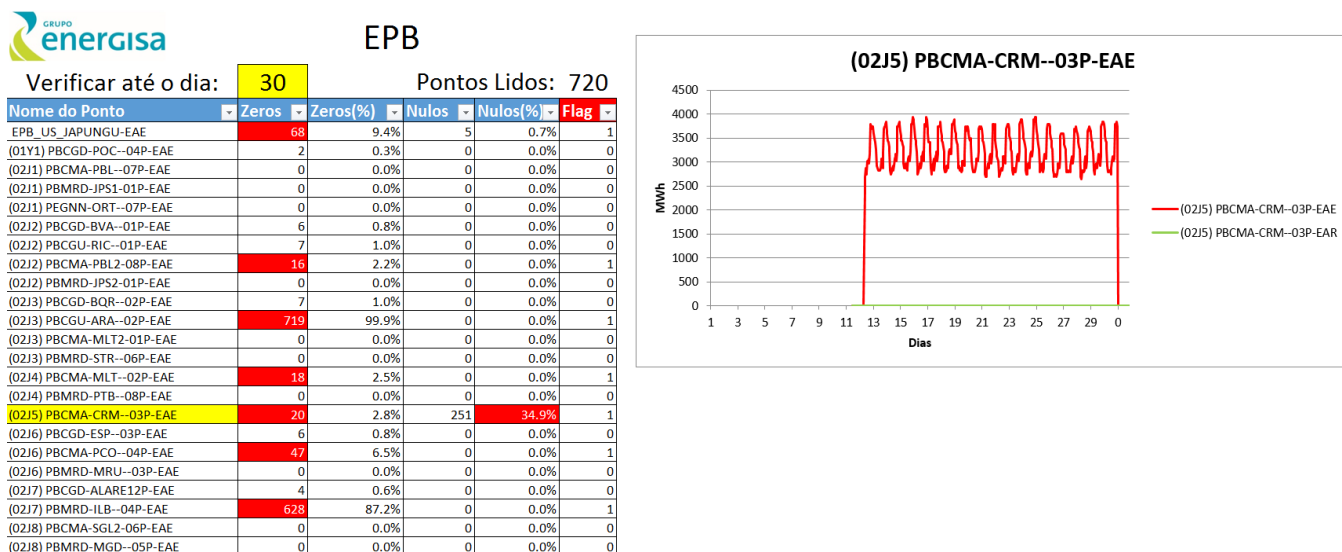
- Left Column:** Three buttons labeled "Relatório Zeros/Nulos", "Relatório COM", and "Enviar Email - Relatório COM".
- Center Column:** A table with five rows, each containing a colored box and an 'X' mark:

EBO	X
EPB	X
EMG	X
ENF	X
ESE	X
- Right Column:** A section titled "RELATÓRIO ZN" containing:
 - "Tolerância zeros" with a value of 10.
 - "Tolerância nulos (%)" with a value of 30%.
 - A section titled "RELATÓRIO COM" containing "Tolerância dias intervalo" with a value of 3.
- Bottom Center:** A table with three rows:

Dia:	15
Mês:	11
Ano:	2017

Fonte – Autoria Própria

Figura 5 – Aba de análise de Medições.



Fonte – Autoria Própria

Na figura 4, o Relatório de Zeros/Nulos, gera um relatório de zeros e nulos do conjunto de medições selecionados, em formato .txt, destacando os valores que estão fora dos limites de tolerância zerados, estes podem ser vistos em vermelho na Figura 5 juntamente com uma verificação da medição de Coremas onde existem dados faltantes, estes são informados ao COM, sendo estimados em caso de impossibilidade de recuperação.

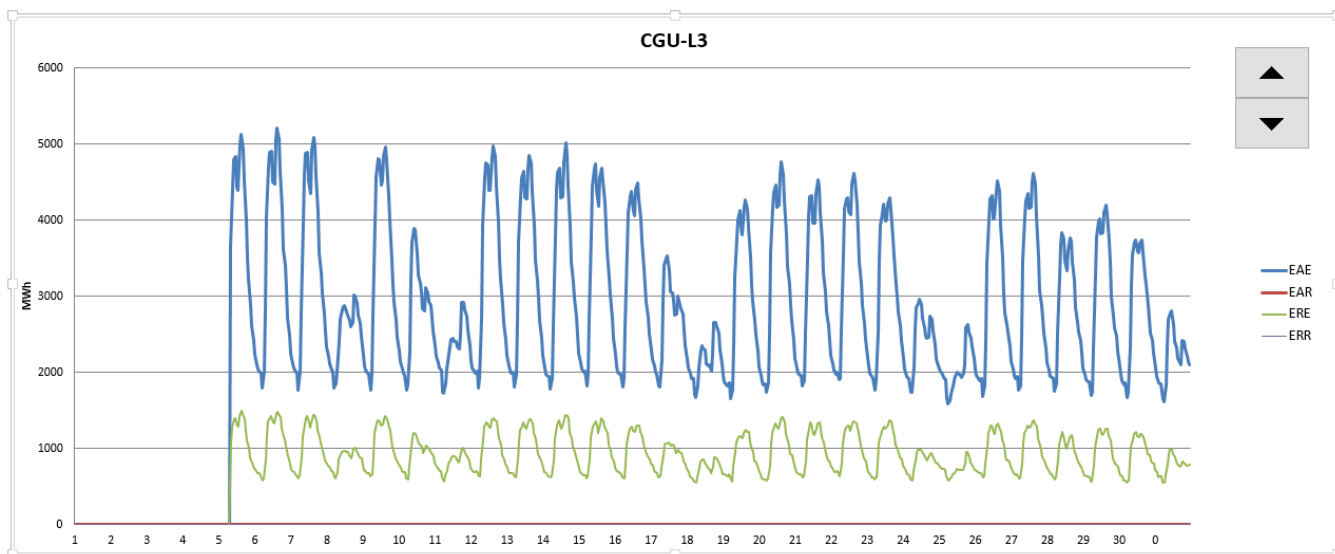
O botão de Relatório COM determina todos os intervalos de dias com dados faltantes, afim de que estes possam ser corrigidos pelo COM.

Ao final de cada mês, as medições mensais consolidadas eram colocadas em uma planilha de entrada de dados advindos do Hemera, responsável por estimar dados de alimentadores que possuíam poucas medições faltantes, bem como a consolidação dos valores a serem usados posteriormente em outra planilha de cálculo da perda técnica AT.

Um exemplo de dados sendo estimados pode ser visto nas figuras 6 e 7, que mostram uma planilha do Excel, presente no CICOP. O alimentador L3 da subestação CGU (Campina Grande I), possui dados faltantes até dia 5, como mostrado na Figura 6, já na Figura 7 é mostrado como o ajuste funciona. Na legenda temos que as duas primeiras letras representam Energia Ativa (EA) e Energia Reativa (ER), enquanto que a terceira letra representa "entregue"(E) e "recebida"(R), para o cálculo das perdas técnicas, a medição válida é a de energia ativa, porém as medições de reativos auxiliam nas análises, podendo indicar erro de ligação, por exemplo.

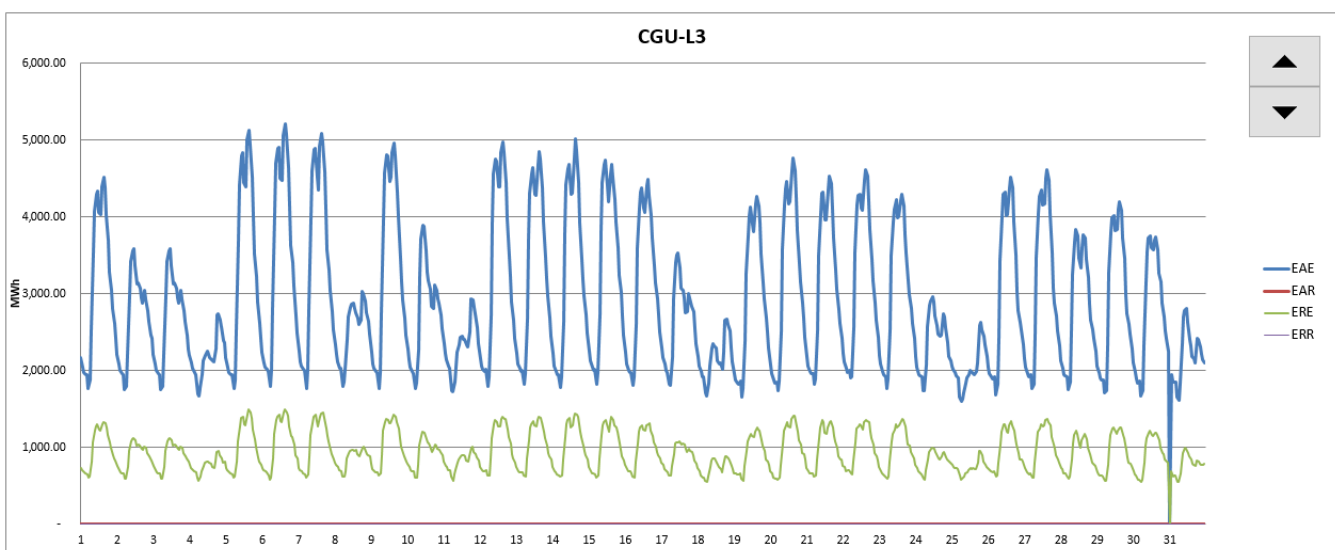
Além dessas verificações, se fazia necessário a verificação do restante das medições quanto à degraus e dados altos de reativos, uma vez que estes poderiam indicar erro no cadastro de constantes de transformadores de corrente e de potencial, erro em ligações e transferências de carga.

Figura 6 – Medições de CGU-L3 sem ajuste, com dados faltantes.



Fonte – Planilha Medições Hemera - CICOP/Energisa Paraíba

Figura 7 – Medições de CGU-L3 com ajuste dos dados faltantes.



Fonte – Planilha Medições Hemera - CICOP/Energisa Paraíba

4.1.2 Cálculo das Perdas Técnicas AT

Para o cálculo das perdas técnicas em alta tensão, é utilizado o procedimento descrito anteriormente. Uma série de planilhas contidas no CICOP realizam este cálculo, primeiro, as medições de telemetria vindas do Hemera são carregadas na planilha de entrada de dados, estes dados são analisados e depois validados.

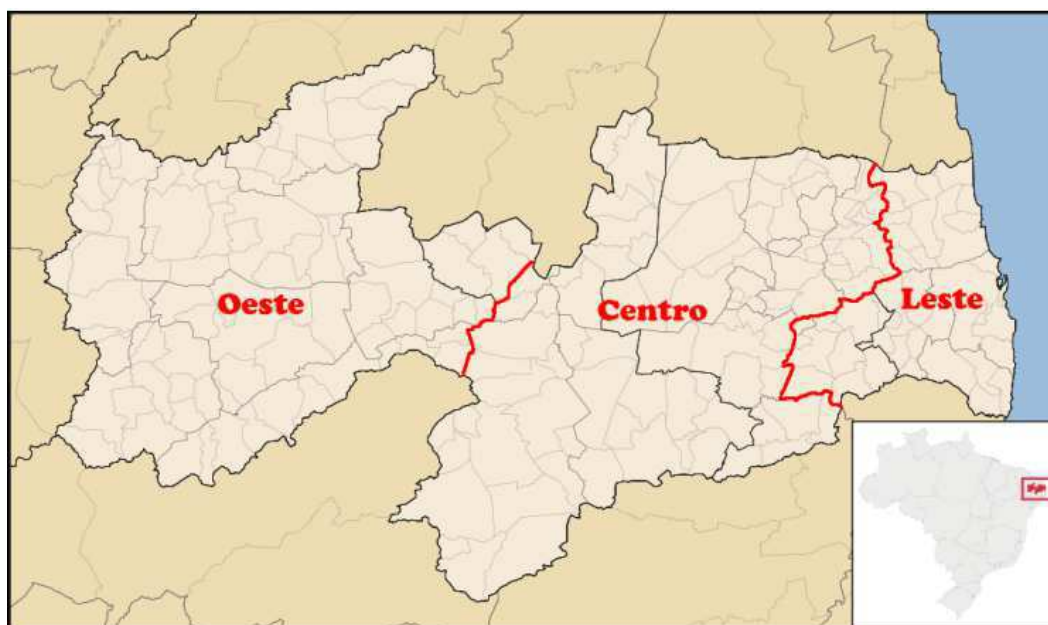
Após isso, é utilizada uma planilha contendo abas que dividem todas as medições que representam as entradas e saídas em alta tensão. Nas abas de saída são incluídas as medições de subestações, os suprimentos para outras distribuidoras e os clientes alimentados

diretamente em alta tensão. Já nas abas de entrada são contidas linhas de entrada vindas de fronteiras como a CHESF, além de possíveis gerações próprias e suprimentos de outras distribuidoras.

Após a divisão de entradas e saídas, uma aba contendo os valores de perdas realiza a subtração dos valores, obtendo assim as perdas. Uma análise mais minuciosa da variação de energia em cada ponto considerado era realizada por fim, para que os resultados pudessem ser confirmados.

Na planilha de cálculo da perda AT da Energisa PB, as medições são divididas entre três subregionais, Leste, Centro e Oeste, como visto na Figura 8. Esta divisão é feita com a finalidade de isolar algumas análises.

Figura 8 – Divisão Geográfica da Paraíba.



4.1.3 Cálculo das Perdas Técnicas MTBT

Para o cálculo das perdas técnicas em média e baixa tensão são utilizados os softwares Interplan e Pertec. Inicialmente, são necessários os dados de consumo das unidades consumidoras, bem como informações de toda a topologia da distribuidora tais como linhas, transformadores de distribuição, chaves, etc. As informações de consumo são atualizadas no Sistema de Consultas Comerciais (SICCO), já as informações sobre topologia do sistema são obtidas do *Geographic Information System*. O SICCO atualiza os dados de todas as unidades contidas no GIS, enviando as informações para um banco de dados.

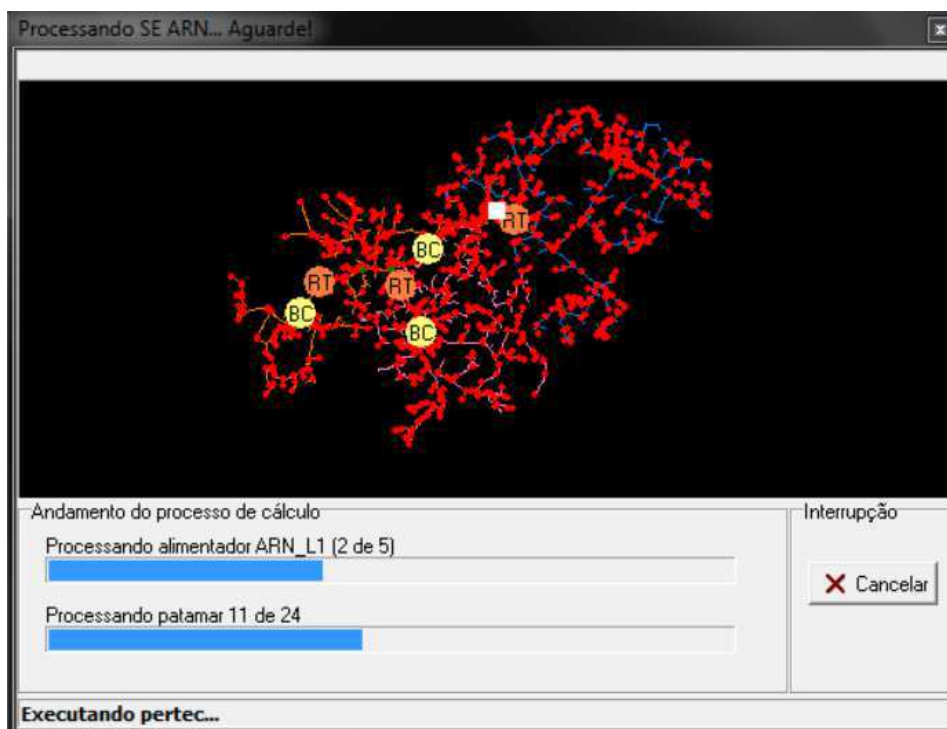
Com o auxílio do Interplan, a rede da empresa selecionada é importada para um arquivo no formato .mdb, utilizado no Pertec. Outra funcionalidade do Interplan é a função

de determinar possíveis malhas, formando caminhos fechados para a corrente, dentro de alimentadores. Com essa ferramenta, as malhas eram identificadas, sendo necessária a abertura de chaves ou até exclusão de trechos que estão formando a malha, uma vez que esta pode causar problemas no cálculo.

Após a extração da rede da distribuidora, com dados atualizados de consumo, são retiradas da rede as perdas do cobre e do ferro de transformadores de clientes livres que possuem transformadores particulares, uma vez que estes valores de Perda não entram nas despesas da distribuidora. Finalmente, após feito isso, a base está pronta para o cálculo.

Para o cálculo no Pertec, inicialmente são carregadas as informações da energia de cada alimentador para realização do cálculo iterativo descrito anteriormente. Após isso, o cálculo é realizado no Pertec como mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Execução do Pertec.



Fonte – Autoria Própria

Os resultados das perdas podem ser encontrados de uma forma geral ou em forma segmentada, como por exemplo, a perda por alimentados, ou até por segmentos como transformadores de distribuição, rede MT, ramais de ligação, etc.

4.2 Análise do Aumento de Perdas Devido ao Desbalanceamento dos Transformadores da Distribuidora

4.2.1 Ensaio de transformadores no Laboratório de Alta Tensão - UFCG

Para obtenção do nível do aumento das perdas relacionado ao desbalanceamento das fases do transformador, foi realizado um ensaio no Laboratório de Alta Tensão (LAT) da Universidade Federal de Campina Grande. O ensaio consistia na medição do valor das perdas nos enrolamentos e no núcleo, a partir de várias situações de excitação desbalanceada nas fases do Transformador, bem como esta medição para o caso de excitação balanceada, para fins comparativos. As tabelas 1 e 2 mostram os resultados de um dos ensaios, para um transformador de 45 kVA desequilibrado e em equilíbrio.

Tabela 1 – Ensaio Transformador 45 kVA Desequilibrado.

Trafo 45 KVA	% em relação à corrente/tensão nominal na fase			Perda nas bobinas (W)	Perda no núcleo (W)
	Fase A	Fase B	Fase C		
Ensaio 1	0%	0%	0%	0,00	0,00
Ensaio 2	30%	0%	0%	17,65	14,72
Ensaio 3	60%	0%	0%	65,64	54,11
Ensaio 4	90%	0%	0%	133,94	138,24
Ensaio 5	120%	0%	0%	228,21	323,85
Ensaio 6	30%	30%	0%	43,59	8,93
Ensaio 7	60%	60%	0%	159,03	33,76
Ensaio 8	78%	78%	0%	250,80	143,33
Ensaio 9	90%	90%	0%	325,64	358,56
Ensaio 10	108%	108%	0%	468,14	1443,5
Ensaio 11	120%	120%	0%	552,90	2535,9

Fonte – Ensaio de Perdas em Transformadores de Distribuição - LAT, 2016

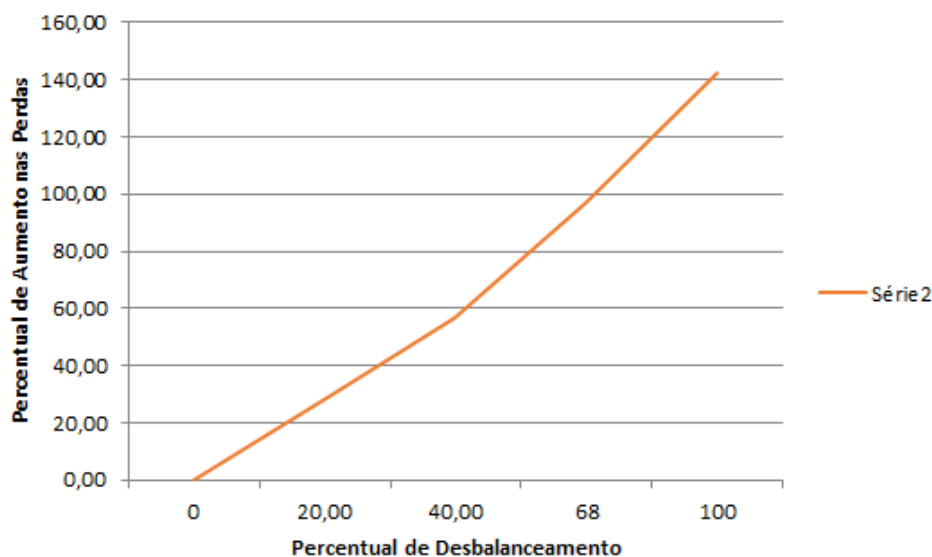
Após análise dos resultados, foi obtida a curva da Figura 10, que relaciona o nível de desbalanceamento ao aumento percentual nas perdas. A partir do resultado deste ensaio, foram realizadas as análises posteriores.

Tabela 2 – Ensaio Transformador 45 kVA Equilibrado.

Trafo 45 KVA	Equilibrado			Perda nas Bobinas (W)	Perda no Núcleo (W)
	Fase A	Fase B	Fase C		
Ensaio 1	0%	0%	0%	0,00	0,00
Ensaio 2	10%	10%	10%	13,69	2,88
Ensaio 3	20%	20%	20%	36,21	9,95
Ensaio 4	30%	30%	30%	77,09	23,02
Ensaio 5	40%	40%	40%	133,45	39,32
Ensaio 6	20%	20%	20%	41,89	9,84
Ensaio 7	40%	40%	40%	133,63	40,31
Ensaio 8	52%	52%	52%	213,31	66,70
Ensaio 9	60%	60%	60%	276,93	92,13
Ensaio 10	72%	72%	72%	358,89	133,13
Ensaio 11	80%	80%	80%	458,79	164,31

Fonte – Ensaio de Perdas em Transformadores de Distribuição - LAT, 2016

Figura 10 – Ensaio Relativo ao Efeito do Desbalanceamento do Transformador nas Perdas



Fonte – Autoria Própria

4.2.2 Análise das Perdas Devido ao Desbalanceamento

Com a finalidade de mensurar a quantidade de energia perdida devido ao aumento das perdas causadas pelo desbalanceamento, foram utilizadas medições de qualidade, estas

são colocadas nos transformadores quando requerido por consumidores devido a algum problema no ponto. Com a utilização destas, temos os valores da potência associada a cada fase do transformador, podendo assim verificar o nível de desbalanceamento.

Como premissa desta análise, considerou-se que o grupo amostral pode representar toda a rede de distribuição de cada empresa, Energisa Paraíba e Energisa Borborema.

Foi definido um parâmetro que remete ao nível de desbalanceamento do transformador, a partir da soma fasorial das energia obtidas em cada fase. Para o caso de um transformador equilibrado, a soma fasorial das energias é igual à zero, enquanto que quanto maior o nível do desbalanceamento, maior o módulo do vetor resultante da soma fasorial.

O módulo da soma fasorial supracitada, dividida pela energia total das cargas nas três fases do transformador, durante o período de utilização da medição de qualidade, resultou no desbalanceamento percentual de cada transformador. Partindo do mesmo princípio, foi obtido o desbalanceamento percentual médio para o conjunto de todos os transformadores a cada mês. Os resultados podem ser vistos nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 – Energisa Paraíba - Desbalanceamentos Médios dos Transformadores e Perdas Relacionadas.

EPB					
Mês	Qtd de Trafos Avaliados	Desbalanc. Médio	↑ da perda devido ao desbalanc.	Perda Total nos Trafos (MWh)	Perda Devido ao Desbalanc. (MWh)
jan/16	151	13,79%	19,62%	9.540,63	1.871,92
fev/16	121	13,18%	18,75%	9.902,74	1.856,37
mar/16	179	14,87%	21,15%	7.222,96	1.527,85
abr/16	118	15,33%	21,80%	8.101,83	1.766,34
mai/16	139	15,16%	21,57%	8.209,82	1.770,89
jun/16	91	20,07%	28,55%	6.997,53	1.997,68
jul/16	129	17,68%	25,15%	6.621,53	1.665,36
ago/16	135	15,94%	22,68%	7.956,54	1.804,61
				Total	14.261,02

Fonte – Autoria Própria

A partir dos desbalanceamentos médios obtidos através das medições de qualidade, é obtido, pela curva da Figura 10, o valor do percentual de aumento nas perdas do transformador. Por fim, o valor deste percentual de aumento é multiplicado pela perda

Tabela 4 – Energisa Borborema - Desbalanceamentos Médios dos Transformadores e Perdas Relacionadas.

EBO					
Mês	Qtd de Trafos Avaliados	Desbalanc. Médio	↑ da perda devido ao desbalanc.	Perda Total nos Trafos (MWh)	Perda Devido ao Desbalanc. (MWh)
jan/16	42	15,06%	21,42%	1.201,45	257,39
fev/16	55	15,00%	21,34%	1.372,60	292,85
mar/16	32	18,62%	26,48%	1.445,10	382,66
abr/16	42	12,68%	18,03%	962,07	173,48
mai/16	30	18,85%	26,82%	964,69	258,71
jun/16	62	17,29%	24,59%	948,78	233,32
jul/16	20	16,69%	23,74%	943,90	224,09
ago/16	53	14,83%	21,09%	1.039,15	219,19
				Total	2.041,70

Fonte – Autoria Própria

técnica nos transformadores, calculadas pelo Pertec, e assim, foi obtida a perda, em MWh, devida aos desbalanceamentos dos transformadores.

4.3 Mapeamento da efetividade das telemedições por Região e Operadora

Como forma de tornar a substituição dos chips de telemetria de forma mais eficiente, foi realizada esta tarefa. Para cada evento de desconexão é gerado um alarme no CAS Hemera, este pode chegar na forma de um email contendo a informação do horário, tipo de evento e SSN do chip, o que permite identificar a operadora do *chip*. A partir de outras planilhas, é possível o cruzamento de informações que identificam a unidade consumidora a qual é conectado aquele chip, e a partir da UC, podemos determinar a latitude e a longitude do ponto.

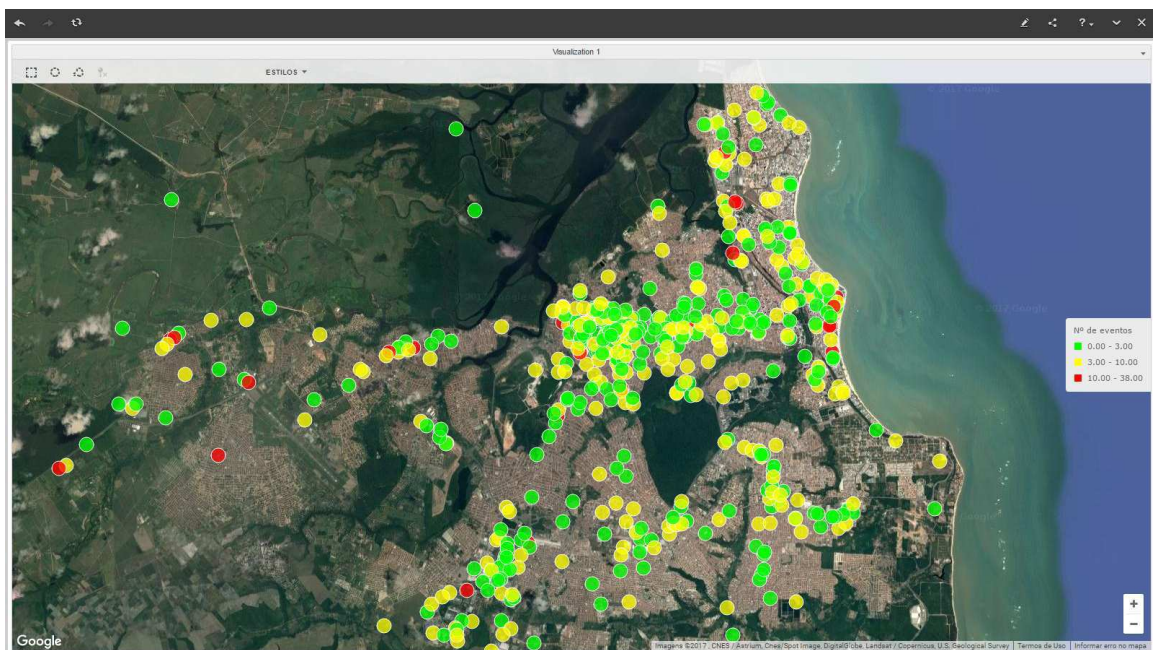
O desafio proposto pelo analista Alan Harrison se deve ao fato da necessidade de manipulação de uma grande massa de dados, sendo, portanto, imprescindível a utilização de alguma ferramenta de manipulação de dados.

Este projeto surgiu como um protótipo de uma idéia a ser implementado. Foram

gerados alarmes durante 24 h, chegando via email na ordem de dezenas de milhares de emails, inviabilizando qualquer análise manual. Inicialmente, foi necessário a utilização de Visual Basic em conjunto com o Microsoft Outlook, com a finalidade de extrair todos os anexos do tipo .txt com informação requerida, gerando uma massa dados.

Após isso, foi feito um código em VBA para abrir todos os anexos e extrair apenas as informações de interesse, compondo uma planilha com todas as informação necessárias. As informações, por operadora, foram postas num mapa que pode ser visto na Figura 11, mostrando a região de João Pessoa. Para a operadora especificada, nota-se que a escala de cores indica a quantidade de desconexões, sendo assim possível a visualização de qual área geográfica é mais indicada para utilização dos *chips* por operadora.

Figura 11 – Mapa da efetividade de chips de telemetria.



Esta proposta é apresentada como um protótipo, necessitando de um período maior de dados para que se possa obter uma informação mais consistente, para que enfim seja utilizado um mapa do tipo proposto.

5 Conclusões

Após o término do estágio é possível concluir que houve um ganho notável para o aluno. A partir desta oportunidade, foi possível o contato com um ambiente de uma empresa, sendo presenciado os desafios e habilidades que são em sua maioria requerida de um profissional no mercado de trabalho, obtendo assim uma maturidade que extrapola os conhecimentos de sala de aula.

Os aprendizados de *Softwares* que não são utilizados em sala de aula como o Pertec, Interplan, CAS Hemera, podem constituir um diferencial importante para atuação no mercado, além de que foi obtido um avanço bastante significativo com ferramentas do *Microsoft Office*, extremamente úteis em atividades do cotidiano.

Outra fato que pode ser destacado foi a percepção da importância da gestão de pessoas e trabalho em equipe. A convivência com uma equipe de profissionais qualificados ajudou bastante, uma vez que quaisquer dúvidas e dificuldades foram prontamente esclarecidas.

Nota-se que a bagagem adquirida durante os anos de graduação foi bastante proveitosa, o conhecimento adquirido em disciplinas como sistemas elétricos, circuitos elétricos II, análise de sistemas elétricos dentre outras foi crucial para o desenvolvimento do trabalho com confiança. Além disso, as noções de programação obtidas em disciplinas do curso também agregaram bastante ao aluno.

Referências

- ANEEL. *Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.6 - Perdas de Energia*. 2015. Citado na página 14.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. 2016. Citado na página 15.
- ENERGISA. *Grupo Energisa*. 2017. Disponível em: <<http://investidores.grupoenergisa.com.br/>>. Citado na página 11.
- MÉFFE, A. *Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2001. Citado na página 16.