

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA  
DE MONITORAÇÃO PARA TRANSFORMADORES DE  
MÉDIA TENSÃO**

Porto Alegre  
2014

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA  
DE MONITORAÇÃO PARA TRANSFORMADORES DE  
MÉDIA TENSÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Flavio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre

2014

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

## **ESPECIFICAÇÃO DE MONITORAÇÃO PARA TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Flavio Antonio Becon Lemos, UFRGS

Pós-Doutor pelo Instituto de Engenharia e Sistemas de Computadores do Porto,

Porto, Portugal

Banca Examinadora:

Prof. Flavio Antonio Becon Lemos, UFRGS

Pós-Doutor pelo INESC – Porto, Portugal.

Prof. Luís Alberto Pereira, UFRGS

Doutor pela Universität Kaiserslautern – Kaiserslautern, Alemanha

Prof. Valner João Brusamarello, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil.

Porto Alegre, Junho de 2014.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho à minha mãe, meu pai e minha irmã.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus dois primeiros professores: minha mãe Ana Celeste Tupi Caldas Pulz e meu pai Luciano Bruno Pulz. Sem a presença deles e da minha irmã Georgia Tupi Caldas Pulz não chegaria onde estou.

Agradeço às minhas avós Neuda e Iolanda e meu avô Olmiro que, desde criança, sempre fizeram questão de me mostrar a importância do estudo.

Agradeço minha namorada Gabriela pelo companheirismo, carinho e amor ao longo dos últimos dois anos.

Agradeço também aos meus amigos, colegas e pessoas que colaboraram de alguma forma para a minha graduação.

Agradeço aos colegas da Prolux Engenharia de Sistemas que me deram a oportunidade de colaborar com um projeto da empresa através do meu projeto de diplomação.

## RESUMO

A rede de distribuição possui uma baixa quantidade de informações sobre o seu funcionamento entre as subestações e as unidades consumidoras. Os transformadores de distribuição, peças fundamentais para fornecer energia aos consumidores, não possuem nenhuma espécie de supervisão. Esta falta de dados causa dificuldades na operação da rede, demora na localização de falhas e abre possibilidade para uma maior probabilidade de falhas. Porém, aplicar uma supervisão como as dos transformadores de alta potência nestes de pequeno porte torna-se inviável. O alto número de elementos distribuídos pela rede causaria um excesso de informações que chega ao centro de distribuição. Buscando solucionar este impasse, este trabalho visa obter uma solução através da especificação de um novo equipamento para monitorar transformadores de até 300kVA. Este equipamento deve coletar sinais de tensão e corrente do transformador para calcular parâmetros de funcionamento. Para evitar o excesso de informações que chega ao operador, este equipamento deve possuir inteligência embarcada para processar os dados obtidos e verificar a necessidade de emitir sinais e alarmes ao Centro de Operação de Distribuição. O resultado esperado com o equipamento é obter um maior controle dos índices de perdas, diminuição dos indicadores de continuidade, otimização do balanço de cargas, defesa da distribuidora referente a danos causados a equipamentos elétricos e possibilidade de manutenção preventiva dos transformadores da rede. Com isso, se economiza em: possíveis multas e compensações, avarias em transformadores e redução no tempo de atendimento a falhas.

Palavras-chave: transformadores, distribuição, monitoração

## **ABSTRACT**

The distribution network has a low quantity of information about the operation between the substations and consumers units. The distribution transformer, main pieces to provide energy to the consumer, does not have any type of supervision. This lack of data results in difficulties in the network operation, lateness in the failures' location and also increases the probability of failures. However, to apply supervision like the one used in the high potency transformers in these small sized equipment became impracticable, due to the great amount of these equipment along the distribution network. This will cause an excess of information received in the operation center. Seeking to solve this problem, this paper wants to get a solution through the specification of a new equipment to supervise up to 300kVA transformer. This device should collect transformer's voltage and current signals to calculate its operation parameters. To avoid the information's excess to the operator, the equipment should have embedded intelligence to process the collected data and to manage the need to send signals and alarms. The expected result with the equipment is to get a higher control of losses' index, lower continuity indexes', optimization of load balancing, distribution company's defense against the damage at electric devices and also the possibility of maintenance before failures. With this in mind, it's possible to save up money in: possible penalties and compensations, damage at transformers and reduced time to attend failures.

Keywords: transformer, distribution, to monitor

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>TRANSFORMADORES</b>	<b>16</b>
2.1	PRINCÍPIO BÁSICO	16
2.1.1	Transformador sem carga	18
2.1.2	Transformador sob carga	19
2.1.3	Relação de transformação	20
2.2	PARÂMETROS FUNDAMENTAIS	22
2.2.1	Grandezas básicas	22
2.2.2	Corrente de excitação	24
2.2.3	Perdas sob carga	28
2.3	CURVAS TÍPICAS	29
2.4	REFRIGERAÇÃO	32
2.5	PROBLEMAS NOS TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO	35
<b>3</b>	<b>MONITORAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO</b>	<b>39</b>
3.1	PORQUE MONITORAR	39
3.2	QUAIS VARIÁVEIS MONITORAR	39
3.3	FORMA DE MONITORAÇÃO	45
3.3.1	Canais de tensão	46
3.3.2	Canais de corrente	50
3.3.3	Canais de temperatura	51
3.4	FORMA DE IMPLEMENTAÇÃO	52
3.5	COMO AVALIAR O RESULTADO	54
3.6	COMO LEVAR OS DADOS PARA O CENTRO DE CONTROLE	56
3.7	RESUMO	58



<b>4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA .....</b>	<b>61</b>
4.1 MONITORAÇÃO EM 25% DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO .....	62
4.2 MONITORAÇÃO EM 50% DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO .....	65
4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE A ANÁLISE.....	68
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>70</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Linhas de fluxo geradas pela bobina 1.....	16
Figura 2: Modelo teórico do transformador .....	24
Figura 3: Curva $H \times B$ ( $i_m \times \varphi$ ).....	26
Figura 4: Laço de histerese.....	27
Figura 5: Curva de rendimento.....	30
Figura 6: Curvas de carga em 24 horas .....	31
Figura 7: Gráfico Perdas VS. Potência Nominal.....	32
Figura 8: Temperaturas em diferentes pontos do transformador .....	34
Figura 9: Sinais gerados em simulações em software .....	48
Figura 10: Análise da Série de Fourier do sinal amostrado .....	49
Figura 11: Ilustração exemplo da tela de supervisão .....	58
Figura 12: Resumo das especificações mínimas do equipamento .....	59
Figura 13: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência.64	
Figura 14: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência.67	

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Materiais isolantes e suas capacidades de isolamento .....	22
Tabela 2: Limites de elevação de temperatura .....	35
Tabela 3: Vida do isolamento.....	36
Tabela 4: Limites de tensão para unidades consumidoras de 220/127V.....	40
Tabela 5: Valores de referência para DIT .....	42
Tabela 6: Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.....	44
Tabela 7: Graus de proteção contra penetração de objetos sólidos.....	53
Tabela 8: Graus de proteção contra penetração de água .....	54
Tabela 9: Multas e compensações das concessionárias de distribuição .....	61
Tabela 10: Gastos anuais da CEEE-D com compensações aos clientes .....	62
Tabela 11: Gastos anuais nos cenários propostos na hipótese 1 .....	63
Tabela 12: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência	64
Tabela 13: Gastos anuais nos cenários propostos na hipótese 2 .....	66
Tabela 14: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência	66

## LISTA DE ABREVIATURAS

SIN: Sistema Inteligado Nacional

ONS: Operador Nacional do Sistema

COS: Centro de Operação do Sistema

COD: Centro de Operação da Distribuição

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

QEE: Qualidade de Energia Elétrica

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

DRC: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DRP: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

DIT: Distorção Harmônica Individual de Tensão

DTT: Distorção Harmônica Total de Tensão

Conversor AD: Conversor analógico/digital

SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*

DNP: *Distributed Network Protocol*

## 1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é necessária desde as atividades mais simples, como acender uma lâmpada, até atividades complexas, como linhas de montagem em fábricas. Para atender essas necessidades, um sistema elétrico é projetado para garantir o pleno fornecimento de energia para todas as unidades consumidoras.

A eletricidade oferecida aos consumidores é gerada em sua maioria por usinas hidrelétricas e térmicas espalhadas pelo Brasil [1]. A maior parte desta energia percorre todos os setores o Sistema Interligado Nacional – SIN. Na geração, primeiro setor, a energia produzida é elevada a altos níveis de tensão, para diminuir as perdas na transmissão a longas distâncias, sendo injetada na rede básica, que compõe o segundo setor do SIN, que se resume a linhas de transmissão, barramentos e equipamentos de no mínimo 230kV. O responsável pelo gerenciamento da energia nesses dois setores é o Operador Nacional do Sistema – ONS, através dos Centros de Operação do Sistema – COS, localizados em Florianópolis, Rio de Janeiro, Recife e Brasília.

A responsabilidade de estender o fornecimento de energia da rede básica às unidades consumidoras, desde as urbanas até as rurais, é da distribuição de energia elétrica, último setor do SIN. Para isso, as empresas distribuidoras contam com uma infraestrutura que permite rebaixar as tensões de níveis elevados até as tensões de equipamentos domésticos e industriais.

No entanto, essa adequação dos níveis de tensão não ocorre de uma única vez. Até chegar às unidades consumidoras, a energia passa por algumas subestações rebaixadoras. Nessas subestações, os transformadores que realizam as alterações dos níveis de tensão possuem supervisão e diversas proteções. Dependendo do porte do equipamento, os sinais de operação são enviados em tempo real para os Centros de Operação da Distribuição (COD) e os Centros de Operação do Sistema (COS).

No Brasil, quando se refere ao sistema de distribuição, existe uma divisão em dois níveis: o sistema de subtransmissão, que opera na sua maioria nas tensões de 138kV e 69kV, e o sistema de distribuição, que opera nas tensões de 23kV e 13,8kV

No sistema de distribuição a energia é fornecida através de circuitos alimentadores, composto de tronco e ramais. Os ramais de alimentação e os transformadores de distribuição são os responsáveis por rebaixar a tensão para níveis de 127/220V ou 220/380V. Diferente dos transformadores de grande porte, esses equipamentos não possuem supervisão. As distribuidoras instalam esses equipamentos e

apenas voltam ao local para substituição quando acontece algum problema que leva ao desabastecimento dos consumidores, sendo que a manutenção preventiva é raramente efetuada.

O grande número de transformadores de distribuição instalados na rede torna inviável aplicar a supervisão utilizada nos transformadores de alta potência nos equipamentos de menor porte. Isso é um grande problema para a operação da rede de distribuição, dificultando a identificação de falhas devido à falta de informação, bem como o gerenciamento do comportamento dos transformadores (níveis de sobrecarga, temperatura, etc.) o que também dificulta o controle da distribuidora sobre os limites dos parâmetros estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos módulos dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [2].

A ANEEL estabeleceu alguns parâmetros de operação para a rede de distribuição, os quais devem estar dentro dos limites estipulados pelo módulo 8 do PRODIST. Esse módulo aborda limites para os níveis de tensão fornecidos para as unidades consumidoras, taxa de distorção harmônica presente na rede, fator de potência, entre outros. Nesse módulo também são abordados os indicadores de continuidade de fornecimento.

Levando em conta o que foi apresentado anteriormente, esse trabalho busca criar uma solução para este problema especificando um equipamento de monitoração para ser instalado nos transformadores de distribuição de até 300kVA. O equipamento em questão deve ser de baixo custo, estimado em R\$ 1.000,00, tendo em vista que os transformadores de baixa potência que compõem a rede de distribuição não possuem preço elevado. Além disso, ele deve possuir um grau de proteção adequado para seu funcionamento sob ação de condições climáticas não favoráveis.

A ideia desse equipamento é obter sinais de tensão e corrente do transformador e através disso calcular os parâmetros de qualidade de energia elétrica e de operação do transformador, como a temperatura dos enrolamentos para identificar sobrecargas.

Conforme mencionado anteriormente, pelo número de transformadores existentes na rede de distribuição é inexecutável enviar todos estes dados para o COD. Com isso em mente, é preciso que a monitoração seja inteligente, de forma que se comunique com o COD apenas em caso de necessidade, através de alarmes ou sinais específicos. Para isso, o equipamento deve possuir inteligência embarcada para processar os dados obtidos e verificar a necessidade de emitir sinais ao responsável pela

operação da rede. Pretende-se permitir a configuração desses sinais e alarmes de acordo com a necessidade do operador, por exemplo, caso a potência do transformador esteja a 110% da potência nominal ou a temperatura dos enrolamentos esteja acima de um determinado valor.

O resultado esperado com o uso do equipamento especificado é facilitar e melhorar a operação da rede de distribuição, diminuindo as avarias em equipamentos, remanejar transformadores de acordo com a necessidade, otimizar o balanço de cargas e maior controle dos índices de perdas. O retorno financeiro para este investimento virá reduzindo ou evitando o pagamento de multas à ANEEL e compensações financeiras às unidades consumidoras pelo não cumprimento dos limites estabelecidos para os parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e os indicadores de continuidade, bem como a extensão da vida útil do equipamento.

## 2 TRANSFORMADORES

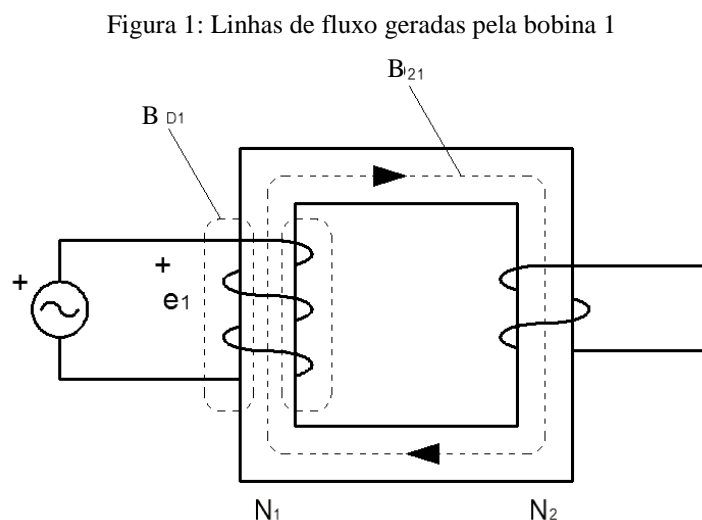
O princípio do funcionamento dos transformadores tem base nas leis do eletromagnetismo e na teoria dos circuitos acoplados magneticamente. Para permitir um melhor entendimento e deixar o trabalho autocontido, apresenta-se a seguir uma revisão teórica básica sobre transformadores.

### 2.1 PRINCÍPIO BÁSICO

Para compreender o funcionamento de um transformador é necessário analisar o processo por partes e entender como e por que cada fenômeno eletromagnético acontece. Parâmetros que compõem o modelo elétrico e valores que envolvem a operação do transformador serão abordados detalhadamente nos itens seguintes deste capítulo.

Para fins de fácil compreensão, imaginam-se duas bobinas, a primeira com  $N_1$  número de espiras e a segunda com  $N_2$  número de espiras. Conectando uma fonte de tensão alternada à bobina 1, esta estará submetida à Lei de Ampère e à Lei Faraday-Lenz.

De acordo com a Lei de Ampère, a corrente alternada que circula na bobina 1 gera um campo magnético variável no tempo e de orientação definida pela “Regra da mão direita” ou “Regra do saca-rolha” [3]. Conforme ilustra a figura 1, parte do campo magnético, representado pelas linhas de fluxo, envolve apenas a bobina 1 (campo  $B_{D1}$ ) e parte envolve ambas bobinas (fluxo  $B_{21}$ ).



Fonte: Autoria própria



O fluxo magnético estabelecido através de uma espira é definido como fluxo concatenado. Por sua vez, a soma dos fluxos concatenados de todas as espiras que compõe uma bobina é chamado de fluxo concatenado da bobina[3]. Esta definição pode ser representada pela equação (1):

$$\lambda = N\varphi_{espira} \quad (1)$$

Onde  $\lambda$  é o fluxo concatenado da bobina,  $N$  é o número de espiras e  $\varphi_{espira}$  é o fluxo médio no interior de uma espira. A relação entre a variação do fluxo concatenado em uma bobina e a variação de corrente que circula nesta mesma bobina é chamada de indutância ( $L$ ) e pode ser expressa matematicamente pela equação 2:

$$L = \frac{d\lambda}{di} \quad (2)$$

Já a relação entre a variação de fluxo concatenado em uma segunda bobina e a variação de corrente que circula na bobina 1 é denominada indutância mútua ( $L_M$ ).

A Lei de Faraday-Lenz está presente neste processo no momento em que se estabelece um fluxo concatenado na bobina. Segundo essa lei, campos magnéticos variantes no tempo produzem uma tensão induzida em um circuito fechado, o que por sua vez produz corrente [4]. Ainda de acordo com a descoberta de Faraday, a medida desta tensão induzida (em volts) é igual à taxa de variação no tempo do fluxo magnético enlaçado pelo circuito [4]. A esta lei pode ser expressa como:

$$V_{fem} = -\frac{d\lambda}{dt} = -N\frac{d\varphi_{espira}}{dt} \quad (3)$$

O sinal de negativo presente nesta equação é referente à lei de Lenz, que afirma que a polaridade da tensão induzida é oposta à variação de fluxo que a causa [4]. Considerando a resistência elétrica da bobina desprezível, aplicando-se esta lei a este caso, tem-se que a tensão aplicada à bobina é igual à força eletromotriz induzida. O que também está de acordo com a Lei das Tensões de Kirchhoff.

### 2.1.1 Transformador sem carga

A partir deste ponto, se analisa os efeitos gerados pelos fenômenos explicados na bobina secundária com terminais em aberto. Até este momento tem-se a situação ilustrada na figura 1: uma tensão alternada aplicada aos terminais da bobina 1, que será chamada  $V_1$ . A tensão  $V_1$  induz uma tensão na bobina, denominada  $e_1$ . Além disso, a corrente que circula na bobina primária ( $i_1$ ) gera um campo magnético de sentido determinado pela “Regra da mão direita”. Parte deste fluxo produzido concatena apenas a bobina primária, e será chamado de fluxo  $\varphi_{D1}$ , ou fluxo disperso da bobina 1. O restante do fluxo concatena ambas as bobinas e será representado nas equações como  $\varphi_{21}$ , onde o primeiro subíndice refere-se à bobina em questão e o segundo subíndice diz respeito à qual corrente originou o fluxo magnético. Esta representação será usada daqui para frente para identificar as grandezas nas equações que serão apresentadas. A quantidade de fluxo disperso, e conseqüentemente a quantidade de fluxo mútuo, que está presente no transformador varia de acordo com o material utilizado como núcleo e da forma geométrica, que fará o acoplamento magnético entre primário e secundário [3]. Núcleo constituído por material de alta permeabilidade magnética resulta em menor fluxo disperso no enrolamento e maior fluxo mútuo.

Aplicando a fórmula (1) neste caso, seguindo a representação citada no parágrafo anterior, têm-se as equações 4 e 5:

$$\lambda_{11} = N_1 \varphi_{11} \quad (4)$$

$$\lambda_{21} = N_2 \varphi_{21} \quad (5)$$

A bobina 2, que está acoplada magneticamente com a bobina 1, sofre influência do fluxo magnético  $\varphi_{21}$ . Novamente a Lei de Faraday-Lenz age no transformador, pois o fluxo concatenado  $\lambda_{21}$  variante no tempo induz uma tensão na bobina 2, chamada de  $e_2$ . Considerando a resistência elétrica das bobinas nula e desprezando o fluxo disperso, as equações (6) e (7), que descrevem o comportamento do transformador à vazio, são:

$$V_1 = e_1 = N_1 \frac{d\varphi_{11}}{dt} = L_{11} \frac{di_1}{dt} \quad (6)$$

$$V_2 = e_2 = N_2 \frac{d\varphi_{21}}{dt} = L_{21} \frac{di_1}{dt} \quad (7)$$

### 2.1.2 Transformador sob carga

No momento em que se conecta uma carga aos terminais da bobina secundária uma corrente alternada  $i_2$  circulará através dela. Essa corrente que flui no secundário do transformador gera um fluxo  $\varphi_{22}$  para se opor ao fluxo  $\varphi_{21}$ . De modo que o fluxo pode ser calculado através da Lei de Ampère para circuitos magnéticos:

$$Ni = \varphi \mathfrak{R} \quad (8)$$

Onde  $N$  é o número de espiras do enrolamento,  $i$  é a corrente que circula pela bobina,  $\varphi$  o fluxo magnético médio e  $\mathfrak{R}$  a relutância do núcleo que compõe o circuito magnético medido em  $Ae/Wb$ . A relutância do circuito magnético é análoga à resistência dos circuitos elétricos.

Assim como visto anteriormente, parte do fluxo magnético gerado a partir da corrente  $i_2$  concatena apenas a bobina 2 (fluxo disperso  $\varphi_{D2}$ ) e o restante concatena ambas bobinas, fluxo  $\varphi_{12}$ . O fluxo  $\varphi_{12}$  tem orientação contrária ao do fluxo  $\varphi_{21}$ , ou seja, o fluxo médio  $\varphi$  resultante no núcleo do transformador será:

$$\varphi = \varphi_{21} - \varphi_{12} \quad (9)$$

Para evitar alteração de fluxo médio, a fonte de tensão conectada ao primário do transformador fornecerá mais corrente à bobina 1. A corrente  $i_1$  aumenta de forma que pode ser decomposta em duas parcelas. A primeira é chamada de corrente de magnetização ( $i_m$ ), pois é a parte da corrente primária responsável por gerar o fluxo  $\varphi$  que mantém o núcleo do transformador magnetizado. A outra parcela é denominada corrente de carga ( $i_{c1}$ ) e é equivalente à corrente  $i_2$  refletida ao primário do trafo. As equações que descrevem o fluxo  $\varphi_{11}$  gerado pela bobina 1 e o fluxo  $\varphi_{22}$  gerado pela bobina 2 são as seguintes:

$$\varphi_{11} = \varphi_{D1} + \varphi_{21} \quad (10)$$

$$\varphi_{22} = \varphi_{D2} + \varphi_{12} \quad (11)$$

O resultado dessa sobreposição de fluxos em cada bobina resulta nas equações (12) e (13):

$$\varphi_1 = \varphi_{D1} + \varphi_{21} - \varphi_{12} = \varphi_{D1} + \varphi \quad (12)$$

$$\varphi_2 = \varphi_{D2} + \varphi_{12} - \varphi_{21} = \varphi_{D2} - \varphi \quad (13)$$

Desprezando a resistência elétrica das bobinas e de posse dessas equações, é possível expressar matematicamente as tensões no primário e no secundário do transformador:

$$V_1 = N_1 \frac{d\varphi_{D1}}{dt} + N_1 \frac{d\varphi}{dt} = L_{11} \frac{di_1}{dt} - M_{12} \frac{di_2}{dt} \quad (14)$$

$$V_2 = N_2 \frac{d\varphi}{dt} - N_2 \frac{d\varphi_{D2}}{dt} = M_{21} \frac{di_1}{dt} - L_{22} \frac{di_2}{dt} \quad (15)$$

### 2.1.3 Relação de transformação

A grande utilidade dos transformadores é a possibilidade de elevar ou rebaixar a tensão de acordo com a necessidade. Esta propriedade de alterar a tensão entre o primário e o secundário reside na relação de espiras entre os dois enrolamentos do transformador. A relação de transformação pode ser obtida através das equações (14) e (15). Idealizando o transformador de forma que os fluxos dispersos possam ser desconsiderados, assim como as perdas elétricas, é possível chegar ao seguinte resultado:

$$\begin{aligned} \frac{d\varphi}{dt} &= \frac{e_1}{N_1} = \frac{e_2}{N_2} \\ a &= \frac{N_1}{N_2} = \frac{e_1}{e_2} \end{aligned} \quad (16)$$

Onde  $a$  representa a relação de transformação. A equação (16) demonstra que se o número de espiras no primário for maior que o número de espiras no secundário, o transformador rebaixa a tensão do primário ao secundário. Caso a bobina 1 for composta por menos espiras que a bobina 2, o transformador eleva a tensão.

É possível chegar a uma relação entre espiras e correntes através das equações (8) e (9), como exposto a seguir:

$$\begin{aligned}\frac{N_1 i_m}{\mathfrak{R}} &= \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}} - \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}} \\ N_1(i_1 - i_m) &= N_2 i_2\end{aligned}\quad (17)$$

A corrente  $i_1$  pode ser decomposta em corrente de magnetização e corrente de carga:

$$i_1 = i_m + i_{c1} \quad (18)$$

Substituindo a equação (18) na equação (17), chega-se na relação entre número de espiras e correntes de carga do primário e secundário:

$$\begin{aligned}N_1 i_{c1} &= N_2 i_2 \\ a &= \frac{N_1}{N_2} = \frac{i_2}{i_{c1}}\end{aligned}\quad (19)$$

Da equação (19) se observa que o comportamento da corrente com a relação de transformação é o oposto do que ocorre com a tensão. Ou seja, quando o enrolamento primário possui mais espiras que o secundário, a corrente  $i_2$  aumenta enquanto a tensão  $e_2$  diminui. Este fato ilustra que o princípio da conservação da energia está presente nos transformadores, descontando-se as perdas elétricas.

$$\begin{aligned}a &= \frac{N_1}{N_2} = \frac{i_2}{i_{c1}} = \frac{e_1}{e_2} \\ e_1 i_{c1} &= e_2 i_2 \\ S_1 &= S_2\end{aligned}\quad (20)$$

O desenvolvimento da equação (20) modela o chamado transformador ideal, que, devido à idealidade dos condutores e permeabilidade do núcleo tendendo ao infinito, não possui: perdas elétricas, corrente de magnetização e indutâncias de dispersão. Este modelo teórico é utilizado para representar parte do modelo elétrico do transformador.

## 2.2 PARÂMETROS FUNDAMENTAIS

Nesta seção serão abordados efeitos e parâmetros que foram desconsiderados durante a explicação anterior, pois não comprometem a compreensão dos fenômenos eletromagnéticos presentes na operação do transformador. Mesmo que as perdas no núcleo e nos condutores, por exemplo, sejam parâmetros do modelo elétrico do transformador, foi possível entender o seu funcionamento.

### 2.2.1 Grandezas básicas

Podem-se resumir as grandezas elétricas básicas dos equipamentos elétricos em: tensão, corrente, impedância e potência. Os níveis de tensão primária e secundária dos transformadores possuem valores fixos, basta identificar quais níveis atendem às necessidades. Por exemplo, no Rio Grande do Sul os transformadores que atendem unidades consumidoras residenciais possuem relação de tensão de 13,8 kV e 23 kV no primário e 380/220 V ou 220/127V no secundário [5], .

A tensão de operação interfere no campo elétrico que se verifica nas espiras, bobinas, ligações e massa em geral do transformador. Esses campos repercutem diretamente no nível de isolamento do transformador.

Transformadores com elevados níveis de tensão, inicialmente, possuem maior massa e volume. O dimensionamento adequado do isolamento faz com que se obtenham equipamentos compactos e mais leves sem alterar os níveis de tensão e potência.

O dimensionamento inclui também a escolha do material que será usado. A tabela 1 detalha alguns materiais utilizados e sua característica isolante:

Tabela 1: Materiais isolantes e suas capacidades de isolação

Material	<i>kV/mm</i>
Óleo para transformador	7,0
Papel Kraft impregnado com óleo	7 a 10
Papelão prensado, especial, impregnado com óleo	10 a 15
Fenolite em óleo	10 a 15

Fonte: Transformadores Fundamentos para projetos e cálculos [3]

É importante ressaltar que os valores apresentados na tabela 1 podem apresentar pequenas variações, dependendo, por exemplo, da qualidade do material [3].

Em alguns casos a escolha do material isolante não é feita escolhendo-se o que apresenta maior eficiência como dielétrico. Conforme verificado, o óleo para transformador não é o melhor isolante a ser utilizado, porém, atualmente ele está presente em grande número de transformadores, pois desempenha papel importante também na dissipação de calor gerado pelas perdas.

Uma vez fixada a tensão de operação, se verifica a potência necessária para fornecer ao circuito e, conseqüentemente, se define a corrente nominal do equipamento. A potência nominal do transformador é a potência que pode ser entregue ao circuito sob condições normais de operação, sem exceder os limites de temperatura e perdas.

Os transformadores são projetados visando o mínimo de perdas ôhmicas possível. Essas perdas se manifestam através da liberação de calor devido ao efeito Joule, o que causa elevação de temperatura em pontos do transformador. As normas que regem a operação dos transformadores estabelecem valores máximos para esses pontos de temperatura. Quando bem projetado e especificado, o transformador que opera com corrente abaixo dos valores de corrente nominal funcionará dentro dos limites de temperatura e de perdas.

A impedância do transformador usualmente é expressa em forma de sistema P.U. (por unidade). Uma vez definidos os valores base de potência e tensão, se obtém um valor base de impedância através da expressão:

$$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} \quad (21)$$

De posse também da impedância real, que pode ser calculada através de ensaios ou da resistência equivalente e reatância equivalente, se obtém o valor em p.u. para impedância, como mostra a equação (22). A resistência equivalente do transformador é a composição de todos os efeitos que apresentam resistência elétrica nos condutores e no núcleo. O mesmo vale para a reatância equivalente.

$$Z_{PU} = \frac{Z_{REAL}}{Z_{BASE}} = \frac{\sqrt{R_{EQ}^2 + X_{EQ}^2}}{Z_{BASE}} \quad (22)$$

### 2.2.2 Corrente de excitação

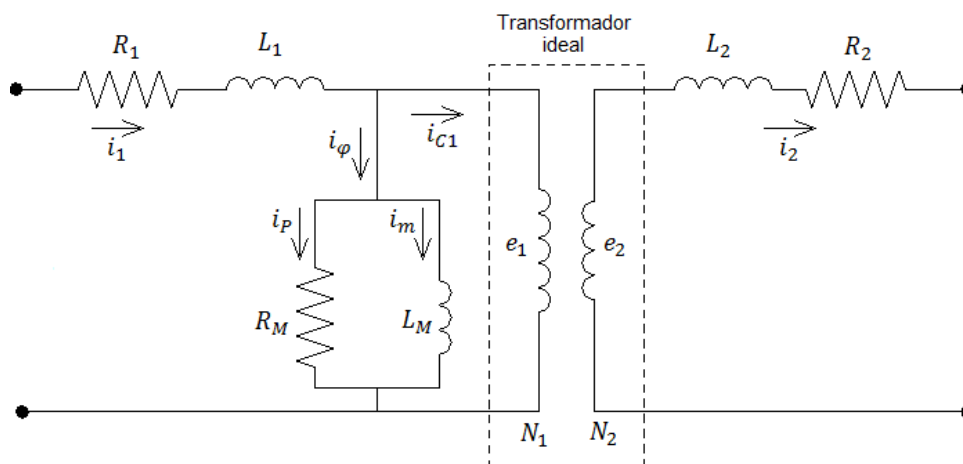
A corrente de excitação ( $i_\varphi$ ) é o que garante o fluxo magnético responsável pelo acoplamento entre o enrolamento primário e o secundário. Por questão de eficiência, é sempre desejável que esta corrente seja o menor possível, visto que os transformadores da rede de distribuição estão em funcionamento contínuo. Ela pode ser decomposta em duas partes, conforme a equação (23):

$$i_\varphi = i_m + i_p \quad (23)$$

Onde  $i_m$  é o termo referente à corrente de magnetização, já vista anteriormente,  $i_p$  é a parcela que representa as perdas do núcleo do transformador. Algumas escolhas de projeto são determinantes para estabelecer o valor dessa corrente.

A corrente de magnetização é a responsável por gerar o fluxo mútuo, que concatena ambas as bobinas do transformador. No modelo elétrico, esta corrente está presente fluindo por um indutor  $L_M$  em paralelo com a fonte de alimentação e com um transformador ideal, conforme ilustra a figura 2.

Figura 2: Modelo teórico do transformador



Fonte: Autoria própria

O indutor  $L_M$  representa a indutância mútua entre o enrolamento primário e o secundário. Seguindo os princípios da teoria de circuitos elétricos, a corrente que percorre um indutor possui defasagem de  $90^\circ$  em relação à tensão. Em outras palavras, a



corrente de magnetização está em fase com o fluxo mútuo, fato sustentado pela equação (3) e supondo  $V_1$  uma fonte de tensão alternada cossenoidal:

$$\begin{aligned} V_1(t) &= V_1 \cos(\omega t) = N_1 \frac{d\varphi}{dt} \\ \varphi &= \frac{1}{N_1} \int e_1 dt = \frac{V_1}{\omega N_1} \text{sen}(\omega t) \end{aligned} \quad (24)$$

O módulo da corrente de magnetização depende do material escolhido para o núcleo do transformador. Utilizam-se materiais com alta permeabilidade magnética, chamados de ferromagnéticos, para obter uma baixa corrente  $i_m$ . Este fato é comprovado reescrevendo a equação 8 da seguinte forma:

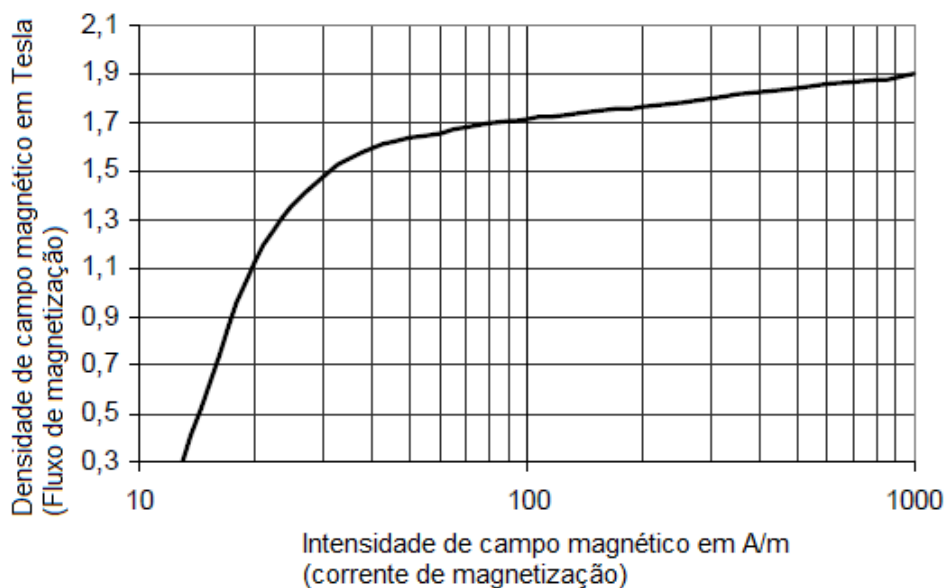
$$\oint \frac{\bar{B}}{\mu} d\bar{l} = Ni_m \quad (25)$$

Sendo  $\bar{B}$  o vetor densidade de campo magnético necessário para magnetização do núcleo,  $l$  o caminho percorrido pelas linhas de fluxo,  $\mu$  a permeabilidade magnética do material utilizado como núcleo,  $N$  o número de espiras do enrolamento e  $i_m$  a corrente de magnetização necessária para gerar o fluxo mútuo. O valor da permeabilidade de um material pode ser encontrado teoricamente pela expressão:

$$\bar{H}\mu = \bar{B} \quad (26)$$

Onde  $H$  é a intensidade de campo magnético. A corrente de magnetização está relacionada à intensidade de campo através de constantes que dependem da configuração do núcleo. Assim como, o fluxo de magnetização está associado à densidade de campo magnético por constantes geométricas [6].

Uma particularidade da permeabilidade magnética é que este valor se altera de acordo com o módulo do campo  $B$ , ou seja, um incremento na corrente  $i_m$  não corresponde sempre ao mesmo incremento de fluxo mútuo. Quando a intensidade de campo torna-se alta, o incremento do fluxo de magnetização passa a ser menor. Este efeito é denominado saturação do núcleo e está relacionado a não linearidade do material. A relação entre estas duas grandezas é ilustrada na figura 3:

Figura 3: Curva  $H \times B$  ( $i_m \times \varphi$ )

Fonte: Adaptado de Transformadores Fundamentos para projeto e cálculos [3]

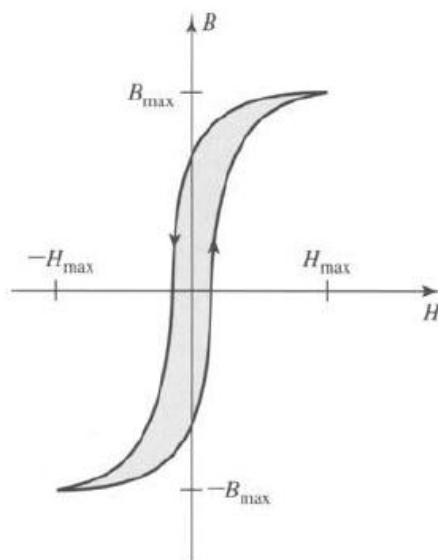
Em contrapartida ao efeito de colaborar para uma baixa corrente de magnetização, os materiais ferromagnéticos causam perdas indesejáveis no funcionamento do transformador. Essas perdas são chamadas de perdas magnéticas e têm como causas a histerese do material e o surgimento de correntes parasitas.

Essas perdas são representadas no modelo teórico do transformador como uma corrente de perdas que flui através de um resistor  $R_M$ . Na figura 2 pode se verificar o resistor  $R_M$  em paralelo com o indutor  $L_M$ , ambos compõem o ramo de excitação do transformador.

Para compreender o efeito da histerese, basta imaginar que se excita um transformador sem carga partindo de uma intensidade de campo nula ( $i_m = 0$ ) e se aumenta gradativamente até um  $H_{MAX}$ . Conforme  $i_m$  aumenta, os domínios magnéticos do material tendem a se orientar, o que causa um aumento da densidade de campo  $B$  e do fluxo  $\varphi$ . O resultado final é uma curva semelhante à apresentada na figura 4.

Reduzindo a intensidade de campo de  $H_{MAX}$  novamente a zero, se observa que o fluxo mútuo e a densidade de campo magnético não condizem com os verificados anteriormente. Ou seja, partindo-se de um núcleo desmagnetizado, excitando-o e posteriormente retirando-se a fonte de excitação, o núcleo permanecerá parcialmente magnetizado. Estendendo este raciocínio a um valor mínimo para  $H$  e  $i_m$ , se define o laço de histerese do material, como no exemplo a seguir:

Figura 4: Laço de histerese



Fonte: Electric Machinery [6]

Visto que a cada ciclo da rede elétrica o núcleo do transformador é submetido a este laço de histerese, a cada ciclo se tem perda de energia por efeito Joule [3]. Essas perdas são proporcionais à área do laço de histerese e por unidade de volume do equipamento, conforme a equação (27):

$$Perdas_{Histerese} = \frac{f}{\gamma} \int_{-B_{MAX}}^{B_{MAX}} H dB \quad \left( \frac{W}{kg} \right) \quad (27)$$

Onde:

$f$  = frequência da rede de alimentação (Hz);

$\gamma = M/V$  (massa por volume) = peso específico do material ( $kg/m^3$ ).

Levando em conta que a frequência, em condições normais de operação, de uma rede de distribuição apresenta pouca variação, e considerando que o peso específico do material não se altera, pode-se concluir que as perdas dependem do campo magnético. No entanto, as perdas por histerese possuem um valor máximo devido ao efeito de saturação do núcleo, que limita a densidade de campo magnético após determinado valor de  $H$ .

O fluxo mútuo variável no tempo estabelecido no interior do núcleo do transformador gera um campo elétrico, conforme a equação 3. Em materiais

ferromagnéticos, este campo elétrico resulta em correntes induzidas denominadas correntes parasitas, ou correntes de Foucault [6]. Essas correntes implicam em perdas de energia, e a sua magnitude pode ser calculada pela seguinte equação:

$$Perdas_{Foucault} = \frac{k_F f^2 t^2 B_{ef}^2}{\rho} \left( \frac{W}{Kg} \right) \quad (28)$$

Onde:

$k_f$  = constante que depende do sistema de unidades utilizado;

$t$  = espessura da chapa utilizada no núcleo, em metros ( $m$ );

$B_{ef}$  = valor eficaz da densidade de fluxo magnético, em Tesla;

$\rho$  = resistividade do material utilizado no núcleo

Para minimizar o efeito dessas perdas são tomadas algumas providências no projeto e na escolha do material do núcleo. Inicialmente, se opta por um núcleo composto por diversas chapas de espessura reduzida, ao contrário de se utilizar uma peça única. Outra medida tomada é escolher materiais que possuam alta resistividade, uma vez que as perdas são inversamente proporcionais a este fator.

### 2.2.3 Perdas sob carga

Restam ainda dois parâmetros para compor o modelo elétrico teórico do transformador. Um deles é a indutância de dispersão, já abordada na seção 2.1. O fluxo disperso está presente no transformador, pois nenhum material possui permeabilidade magnética alta a ponto de manter as linhas de fluxo apenas no interior do núcleo. Este efeito é verificado tanto no enrolamento primário quanto no secundário e o produto do fluxo de dispersão e o número de espiras do enrolamento é denominado indutância de dispersão. Durante o funcionamento do transformador, esta indutância de dispersão é um dos fatores que causam diferença de tensão entre os terminais do primário e a bobina primária do transformador. O mesmo se aplica a diferença de tensão que existe entre a bobina secundária e os terminais do secundário. No modelo teórico apresentado na figura 2, os indutores  $L_1$  e  $L_2$  representam as indutâncias de dispersão no primário e no secundário, respectivamente.

Outra não idealidade na operação dos transformadores que deve ser considerada é a resistência nos condutores dos enrolamentos. Esse parâmetro contempla, além das perdas ôhmicas devido a não idealidade do material condutor, efeitos como: a presença de correntes parasitas nos condutores e circulação de corrente entre espiras. Da mesma forma que a indutância de dispersão está presente no enrolamento primário e secundário, o efeito da resistência de enrolamento também se verifica em as ambas as bobinas. Além de causar uma pequena diferença de potencial entre a tensão nos terminais do transformador e a tensão induzida na bobina, este parâmetro é utilizado para se calcular as perdas ôhmicas  $I^2R$ .

Unindo-se todos os parâmetros vistos anteriormente, é possível construir o modelo elétrico utilizado para representar um transformador. Esse modelo representa um transformador monofásico, para transformadores de duas ou três fases esse modelo é duplicado ou triplicado, respectivamente.

### 2.3 CURVAS TÍPICAS

Independente da carga a qual está submetido o transformador, seu funcionamento sempre apresentará perdas. Até mesmo sem carga conectada ao secundário, existem perdas pela magnetização do núcleo e por correntes parasitas. Ou seja, o rendimento do transformador nunca chegará a 100%.

Pode-se determinar o rendimento do transformador como a relação entre potência de saída e potência de entrada [7]:

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{entrada} - P_{perdas}}{P_{entrada}} \quad (29)$$

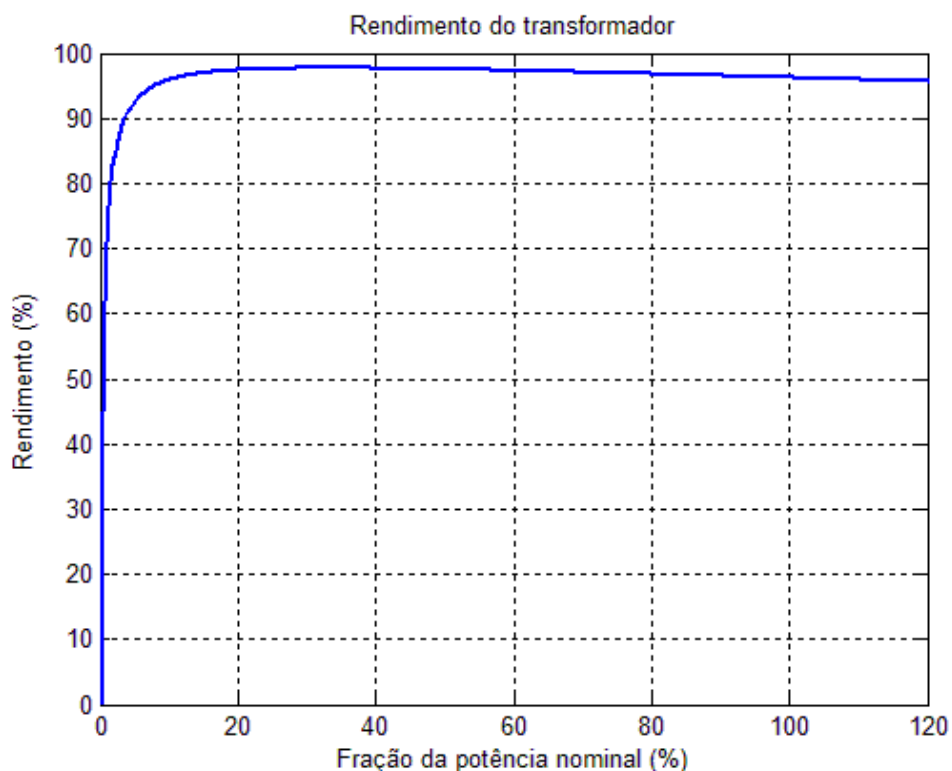
A parcela referente às perdas é composta por dois termos, um valor constante relativo às perdas no núcleo e um valor variável referente às perdas sob carga [7]:

$$P_{perdas} = P_{núcleo} + I_{saída}^2 R \quad (30)$$

Através das equações (29) e (30), é possível traçar um gráfico do rendimento do transformador de acordo com a potência fornecida. Utilizando como exemplo um transformador de 75kVA, tensão primária de 13,8kV, tensão secundária de 220V, perdas do núcleo iguais a 295W e resistência equivalente igual a 90Ω, gera-se a curva

ilustrada na figura 5. No entanto, verifica-se que esse conceito é válido apenas para uma análise instantânea da operação do transformador. Ao longo do dia o rendimento varia de acordo com a carga. É natural chegar à conclusão de que o rendimento de um transformador em um bairro residencial durante a madrugada é baixo e que durante o horário de ponta esse valor aumenta.

Figura 5: Curva de rendimento



Fonte: Autoria própria

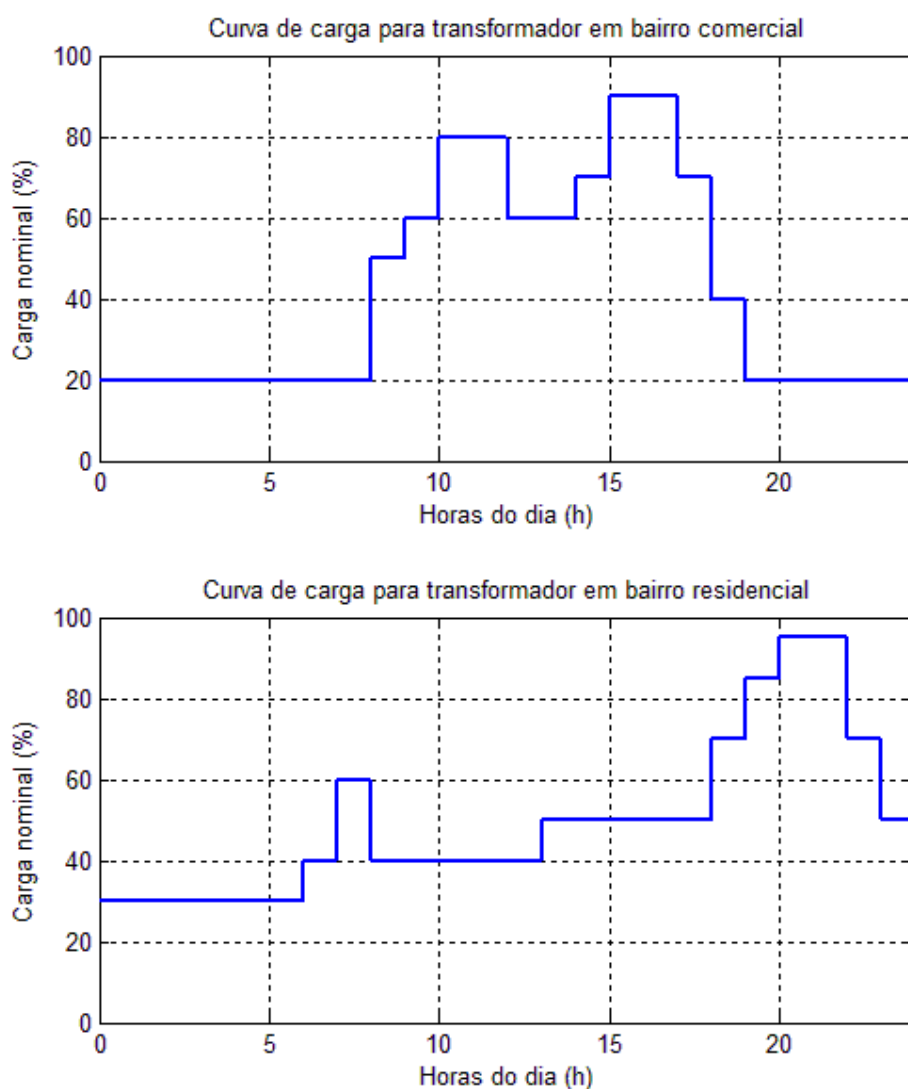
Outra maneira de se obter o rendimento de um transformador e considerar o seu período de operação é através da relação entre a energia fornecida à rede e a energia recebida durante as 24 horas do dia. Essa relação é denominada rendimento diário. Esse conceito fornece uma ideia mais precisa de rendimento do transformador ao longo do dia, contemplando períodos de pouca carga e períodos de grande consumo de energia [7].

$$\eta_{\text{diário}} = \frac{W_{\text{saida}}}{W_{\text{entrada}}} = \frac{W_{\text{entrada}} - W_{\text{perdas}}}{W_{\text{entrada}}} \quad (31)$$

Onde  $W_{saída}$  é a energia fornecida à carga conectada ao secundário do transformador,  $W_{entrada}$  a energia absorvida pelo primário do transformador e  $W_{perdas}$  a energia dissipada devido às perdas elétricas.

Considerando ainda o transformador do exemplo anterior, supõe-se que duas unidades do mesmo modelo estão instaladas, uma em um bairro residencial e outra em um bairro comercial. Supondo as curvas de potência no secundário dos transformadores ao longo do dia de acordo com a figura 6, é possível calcular a energia fornecida ao circuito durante as 24 horas.

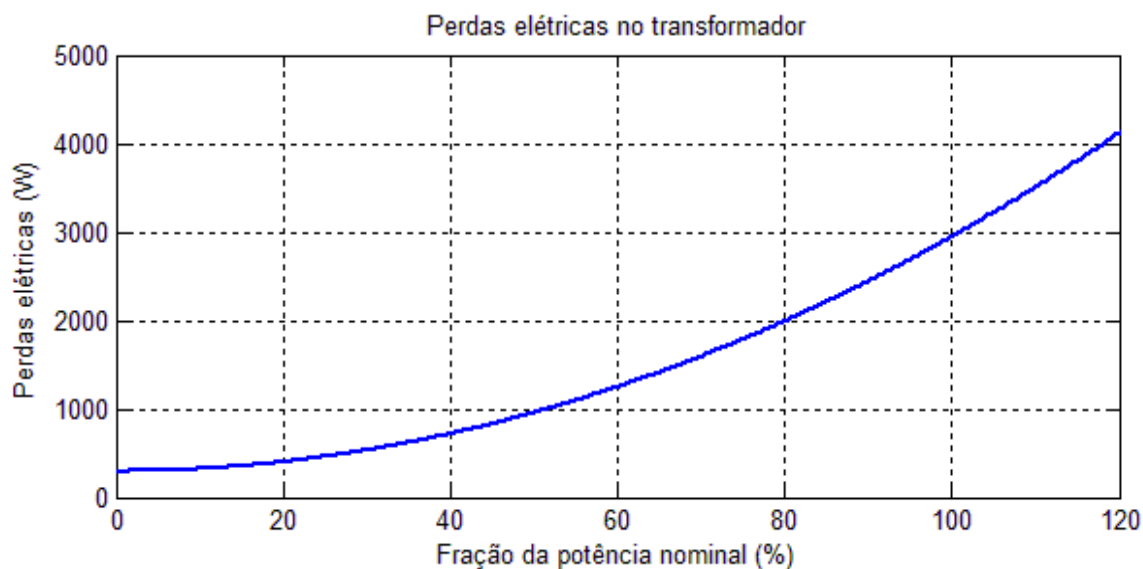
Figura 6: Curvas de carga em 24 horas



Fonte: Autoria própria

Para obter o rendimento diário de cada transformador basta calcular a energia dissipada pelas perdas. O gráfico apresentado na figura 7 ilustra a equação (30) de acordo com a potência fornecida pelo transformador.

Figura 7: Gráfico Perdas VS. Potência Nominal



Fonte: Autoria própria

Através da figura 7 estimam-se as perdas para cada hora do dia nas curvas de carga diárias dos transformadores e se chega aos seguintes valores de rendimento diário:

$$\eta_{diário\ Ex\ Comercial} = 90,78\%$$

$$\eta_{diário\ Ex\ Residencial} = 92,28\%$$

Ao confrontar os valores obtidos com as curvas de cada exemplo se verifica a utilidade do conceito de rendimento diário, pois considera todos os rendimentos dos transformadores durante o período de 24 horas. Embora as curvas apresentem comportamentos distintos ao longo do dia, ambas apresentam um rendimento aproximadamente igual.

## 2.4 REFRIGERAÇÃO

O bom funcionamento dos transformadores depende da eficiência do método utilizado para sua refrigeração. A transferência do calor gerado pelas perdas acontece em basicamente três modos: condução, convecção e radiação.



A condução ocorre pelo contato de uma superfície com temperatura elevada com uma superfície de menor temperatura. Nos transformadores, é o caso da transferência de calor gerado no núcleo para o isolamento, que geralmente também possui função de refrigeração, seja ar ou óleo [8].

Os fluídos possuem a propriedade de alterar o volume de acordo com a pressão e temperatura. A convecção é o processo físico de um volume de fluído com determinada temperatura assumir a posição de outro volume com temperatura diferente. No caso do óleo utilizado para refrigerar e isolar, a porção mais quente, devido o contato com o núcleo, assume uma menor densidade comparada à porção de menor temperatura. Isso faz com que o fluído circule no tanque do transformador, conseqüentemente, dissipando o calor [8].

Corpos com temperatura elevada comparada à temperatura dos corpos que os cercam, irradiam energia térmica na forma de ondas. Isso ocorre nos transformadores, na irradiação de calor das paredes do transformador para o ar [8].

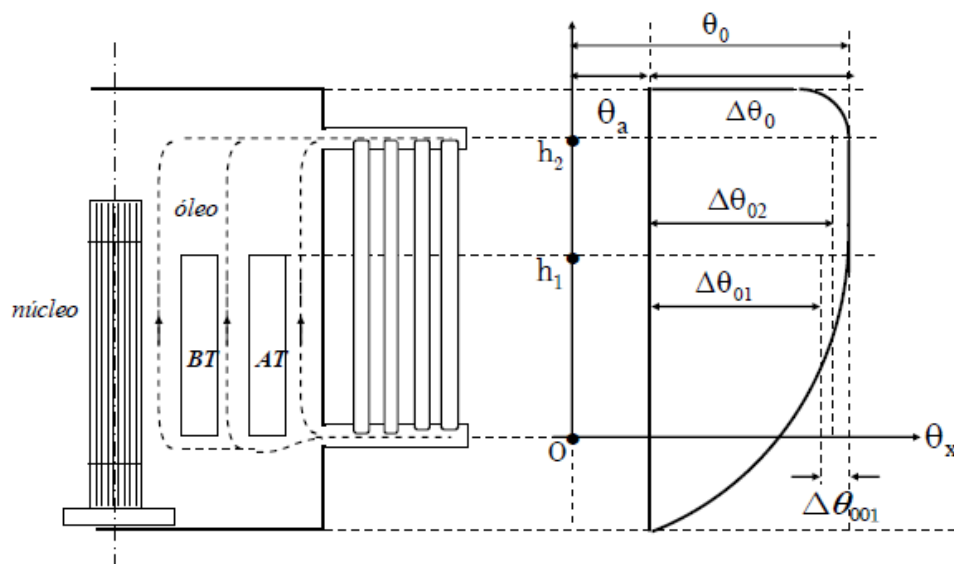
Atualmente, existem vários tipos de sistemas para refrigeração de transformadores. No entanto, para os transformadores de distribuição, tipicamente se utiliza refrigeração com circulação natural de ar e de óleo (ONAN), podendo variar também a utilização ou não de radiadores [3]. Neste método de refrigeração, os três modos de transferência de calor estão presentes.

O calor gerado pelas perdas nos enrolamentos e no núcleo é transferido para o óleo, ou ao papel isolante, através de condução. A quantidade de óleo aquecida pelo contato com essas fontes de calor tende a circular pelo centro do tanque do transformador em direção ao topo. Um novo volume de óleo entrará em contato com o núcleo e os enrolamentos, repetindo o ciclo e mantendo o óleo em movimento. Além de circular pelo tanque, o óleo percorre os tubos internos aos radiadores, aumentando a superfície de contato entre o óleo e a parte externa do transformador, facilitando a troca de calor por condução. Finalmente, o calor armazenado no metal que constitui as paredes e os radiadores do transformador é dissipado por radiação, condução, entre metal e ar, e convecção no ar.

Com essas considerações, se deduz que nos enrolamentos e no núcleo do transformador é onde se encontram as maiores temperaturas. No óleo existe uma diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque do transformador, acima a temperatura é mais alta. As temperaturas mais baixas se verificam nas paredes e nos

radiadores do transformador. A figura 8 ilustra as diferentes temperaturas que podem ser observadas em um transformador.

Figura 8: Temperaturas em diferentes pontos do transformador



Fonte: Adaptado de Transformadores Fundamentos para projeto e cálculos [3]

As temperaturas são:

$\theta_a$  = temperatura média do ambiente

$\theta_0$  = temperatura máxima do óleo (temperatura de topo)

$\Delta\theta_{01}$  = diferença de temperatura entre o óleo na altura  $h_1$  e  $\theta_a$

$\Delta\theta_{02}$  = diferença de temperatura entre o óleo na altura  $h_2$  e  $\theta_a$

$\Delta\theta_0$  = diferença de temperatura máxima entre o óleo e  $\theta_a$

Existem valores máximos aceitáveis para as temperaturas que se verificam durante a operação de transformadores. A norma NBR 5356-2 [9] especifica os limites de acordo com a tabela 2 para transformadores a óleo, sem conservador e sem gás inerte sob pressão:

Tabela 2: Limites de elevação de temperatura

Limites de elevação de temperatura °C					
Dos enrolamentos		Do ponto mais quente	Do topo do óleo	Das partes metálicas	
Média por variação da resistência				Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas
Circulação de óleo natural	Circulação de óleo forçada			Não devem atingir temperaturas superiores à classe de térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes
55	60	65	50		

Fonte: NBR 5356-2 [9]

Complementando a tabela 2, a ABNT estipula que os transformadores devem suportar correntes de curto circuito por até dois segundos sem que a temperatura dos enrolamentos ultrapasse 250°C para condutores de cobre e 200°C para condutores de alumínio. Admitem-se ainda elevações temporárias de temperatura não recorrentes de até 10°C [9]. A preocupação de manter as temperaturas dentro dos valores especificados visa a integridade e bom funcionamento do transformador. De acordo com estudos, um aumento entre 6°C e 8°C constante reduz a vida útil do isolamento pela metade [3] [8].

## 2.5 PROBLEMAS NOS TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO

As falhas em transformadores de média tensão que compõem a rede de distribuição é uma preocupação constante das empresas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. Isso decorre devido à impossibilidade de prever essas faltas. Em dados colhidos em 2010 [10], apura-se que 72% das falhas ocorrem nos enrolamentos, sendo que: 54% das falhas ocorrem no enrolamento de alta tensão, 7% ocorrem no enrolamento de baixa tensão, 11% são falhas em ambos os enrolamentos, 6% devido à vazamentos de óleo e o restante outras razões.

Essas estatísticas fazem sentido levando em conta a construção dos enrolamentos nos transformadores de distribuição. Os enrolamentos que mais apresentam falhas são os de alta tensão, responsáveis pelos maiores campos elétricos. Por trás desses defeitos está a deterioração do isolamento, sua propriedade dielétrica piora gradativamente, expondo as bobinas de alta tensão a falhas.

Sabe-se que os limites de temperatura estabelecidos para a operação dos transformadores não visa, em primeiro momento, preservar a integridade dos condutores e do núcleo. O elo frágil do transformador, na questão de temperatura, é o seu isolamento. Tanto o papel quanto o óleo possuem suas propriedades alteradas com a elevação de temperatura, entre outros fatores. Este fato é bem ilustrado pela frase de Pettersson (1990 *apud* Flores et al, 2007)[12]: “*a vida útil do transformador é a vida útil do papel*”. Entre esses outros fatores que também influenciam na durabilidade do papel, podem ser citados: umidade e oxigênio presentes no interior do tanque de óleo [12]. A tabela a seguir mostra como os fatores rigidez mecânica, umidade e nível de oxigênio interferem nas horas de vida do isolamento de papel:

Tabela 3: Vida do isolamento

Rigidez mecânica	Umidade (%)	Nível de oxigênio	Vida (horas)
50%	0,5	Baixo	65.020
	1,0	Baixo	35.510
	2,0	Baixo	16.255
	0,5	Alto	26.000
	1,0	Alto	13.000
	2,0	Alto	6.500
20%	0,5	Baixo	152.000
	1,0	Baixo	76.000
	2,0	Baixo	38.000
	0,5	Alto	60.800
	1,0	Alto	30.400
	2,0	Alto	15.200

Fonte: *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite* [12]

A análise da tabela 3 constata que o efeito da umidade no papel isolante causa um dano considerável ao papel. Percebe-se que ao se dobrar a porcentagem deste fator, a vida útil do isolamento se reduz a metade. O óleo do transformador também é afetado com a presença de umidade, uma vez que facilita a formação de bolhas no líquido isolante em condições de sobrecarga do equipamento. O nível de oxigênio também afeta a integridade do papel utilizado, pois a reação desse gás com o óleo isolante resulta em

compostos químicos, como ácidos e aldeídos, que causam degradação das moléculas que compõem o papel [12].

Os dados verificados fazem com que se busque uma estimativa de vida útil dos transformadores. Atualmente, os métodos mais utilizados são: modelo Arrhenius-Dakin [12] e análise do óleo isolante [13]. O segundo método, acaba sendo inviável para transformadores de média tensão, pois esses possuem tanques vedados para preservar o óleo com baixos níveis de umidade e oxigênio.

O modelo de Arrhenius-Dakin sugere que a vida útil restante do transformador seja estimada pela equação (32):

$$\text{Vida remanescente} = L = Ae^{B/T} \quad (32)$$

Onde A é a vida inicial estimada em horas do transformador (assume valor equivalente a 20 e 30 anos [14]), B é uma constante de caráter químico que depende da composição do material isolante e o esforço ao qual é submetido (em torno de 15.000 como sugere o autor em [15]) e T é a temperatura média de operação do transformador em graus Kelvin.

A equação 32 simplifica um conjunto de complexos processos por trás da degradação da celulose que compõem os diferentes tipos de papéis para isolamento de transformadores. Este modelo considera apenas o aumento de temperatura como responsável pelas reações que causam a decomposição, quando na realidade deve-se considerar desgaste elétrico, desgaste mecânico, fatores ambientais, falhas no sistema elétrico e demais reações químicas que podem acontecer [12].

Esse método foi aperfeiçoado posteriormente, através de orientação do IEEE, e a ideia de um valor absoluto para vida útil do transformador foi extinta. Com essas orientações, a estimativa de vida passou a ser considerada pelo ponto de maior temperatura do transformador e o envelhecimento do equipamento passou a ser representado de duas maneiras.

A primeira delas é denominada vida por unidade. Esse fator é baseado na diferença de temperatura entre o caso a ser estudado e valores de referência. Trabalha-se com a ideia de um ponto máximo de temperatura ( $\theta_{hs}$ ) no transformador, composto pela soma de três fatores, de acordo com a equação (33):

$$\theta_{hs} = \theta_a + \Delta\theta_e + \Delta\theta_1 \quad (33)$$

Onde todas temperaturas são em °C, e:

$\theta_a$  = temperatura ambiente, valor de referência = 30°C

$\Delta\theta_e$  = diferença entre temperatura média dos enrolamentos e temperatura ambiente, valor de referência = 65°C

$\Delta\theta_1$  = diferença entre o ponto de maior temperatura do enrolamento e a temperatura média do enrolamento, valor de referência = 15°C para  $\Delta\theta_e = 65°C$

De posse dessas informações e das temperaturas de operação estimadas para o caso do transformador que se deseja estudar, aplica-se a fórmula (34):

$$Vida \text{ por unidade} = 9,80 \times 10^{-18} e^{\left[ \frac{15.000}{\theta_{hs} + 273} \right]} \quad (34)$$

A segunda maneira de mensurar o envelhecimento é derivada do método abordado no parágrafo anterior. Trata-se do fator de envelhecimento relativo ( $F_{AA}$ ) do transformador, e é obtido matematicamente pela equação (35):

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15.000}{383} - \frac{15.000}{\theta_{hs} + 273} \right]} \quad (35)$$

O resultado  $F_{AA} > 1$  ocorrerá quando a temperatura máxima do transformador for superior ao valor de referência ( $\theta_{hs} = 110°C$ ). Isso indica que haverá uma perda de vida útil do transformador comparado ao caso de referência. Caso o resultado seja  $F_{AA} < 1$ , tem-se a situação contrária, uma extensão da vida útil.

A não linearidade dessa última equação permite uma interessante constatação: o ganho equivalente na vida útil operando com temperatura máxima abaixo de 110°C é menor que a perda de vida útil correspondente a operação com temperaturas acima de 110°C.

### **3 MONITORAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO**

#### **3.1 PORQUE MONITORAR**

A principal causa de falhas nos transformadores de distribuição está associada à falha nos enrolamentos. Em condição de sobrecarga, o transformador fica submetido a mais perdas, causando uma elevação de temperatura prejudicial à integridade do equipamento.

Por exemplo, no mês de janeiro de 2014 foi visível o impacto da sobrecarga da rede de distribuição no fornecimento de energia. Nesse período, o estado do Rio Grande do Sul bateu recordes de consumo de energia (6.765MW) de acordo com a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). Este aumento da demanda refletiu-se em problemas no fornecimento de energia aos consumidores [16] [17].

O desenvolvimento de um equipamento para verificar as condições de operação dos transformadores pode colaborar para solucionar esse tipo de problema enfrentado pelas distribuidoras de energia. A obtenção das variáveis de funcionamento do transformador pode auxiliar no desenvolvimento de uma política de manutenção preditiva. Em algumas ocasiões, seria possível até evitar falta de energia caso a falha fosse localizada antecipadamente.

Além da questão operacional, a monitoração é importante para verificar se o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), da ANEEL [2], está sendo cumprido. Esse módulo é um dos nove elaborados para normatizar e padronizar as atividades técnicas referentes à operação e desempenho das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil.

As distribuidoras de energia se guiam por esse módulo para adequar os níveis de qualidade de energia elétrica que devem ser fornecidos aos consumidores. Dentro desse conceito se considera a qualidade do produto e do serviço prestado pelas empresas, ambos mensurados por parâmetros elaborados pela ANEEL que devem se manter dentro dos limites estabelecidos.

#### **3.2 QUAIS VARIÁVEIS MONITORAR**

Tendo em vista o desenvolvimento de um equipamento para a monitoração de transformadores de média tensão, é preciso definir quais serão as grandezas a serem monitoradas. No que diz respeito à operação do transformador, pode se resumir essas

grandezas em: tensões, corrente e temperaturas de operação. Porém, na seção anterior foi abordado que um dos aspectos que justificam a importância da monitoração de transformadores está o atendimento do PRODIST Módulo 8, ou seja, se os indicadores de qualidade de energia elétrica estão dentro dos valores estipulados.

A energia fornecida aos consumidores está exposta a distúrbios em toda a rede, desde a geração até a distribuição. No item qualidade do produto, os indicadores quantificam estes possíveis distúrbios, tanto em relação à conformidade de tensão em regime permanente como perturbações na forma de onda. Os indicadores referentes à qualidade do produto são:

- **Tensão em regime permanente**

A tensão de atendimento é classificada em três níveis: adequado, precário e crítico. Esses níveis estimam o quão próximo do valor de referência está a tensão no ponto a ser avaliado. A tabela 4 identifica os limites para unidades consumidoras de 220V e 127V:

Tabela 4: Limites de tensão para unidades consumidoras de 220/127V

Tensão de atendimento	Faixa de variação para tensão de leitura (TL) 220V	Faixa de variação para tensão de leitura (TL) 127V
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$	$117 \leq TL \leq 133$
Precária	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$	$110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 191$ ou $TL > 233$	$TL < 117$ ou $TL > 135$

Fonte: PRODIST Módulo 8 [2]

Depois de obtidas as leituras de tensão, em intervalos de dez minutos, elas são classificadas dentro das faixas apresentadas na tabela 4. Dois indicadores (DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica e DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) quantificam quantas leituras estão contidas em cada faixa de atendimento, sendo apresentados em percentual relativo a 1008 medições.

Devem ser realizadas medições dos níveis de tensão em regime permanente e enviá-las à ANEEL trimestralmente, sendo que o número de amostras é definido pelo número total de consumidores da distribuidora. Dentro das amostras realizadas, o limite do indicador  $DRP_M$  é 3% e do indicador  $DRC_M$  é 0,5%.



Esse item também especifica requisitos mínimos para o equipamento que realiza as leituras. A exatidão deve ser de até 1% da leitura, e o conversor analógico/digital deve possuir no mínimo 12 bits. Além disso, os dados obtidos e os indicadores individuais devem ser registrados em um banco de dados.

- **Fator de potência**

O fator de potência é obtido das potências ativa (P) e reativa (Q) da rede, de acordo com a equação:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (36)$$

Para unidades consumidoras com tensão nominal inferior a 230kV, o fator de potência deve estar entre 0,92 e 1, seja indutivo ou capacitivo.

- **Harmônicos**

O módulo 8 [2] define: “*as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação a onda senoidal de frequência fundamental*”. A presença de harmônicos significa também perdas no sistema, como mostram as equações 27 e 28 do capítulo 2, onde se verifica que as perdas por histerese e por correntes de Foucault são proporcionais à frequência e ao quadrado da frequência, respectivamente.

Existem dois indicadores para classificação de harmônicas: a distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$  ( $DIT_h\%$ ) e a distorção harmônica total de tensão ( $DTT\%$ ). As equações a seguir definem matematicamente cada indicador:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (37)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (38)$$

Onde:

$V_h$  = tensão harmônica de ordem  $h$

$h$  = ordem da harmônica

$hmáx$  = Ordem harmônica máxima

Os limites para tensões de atendimento inferiores a 1kV para harmônicos totais é de 10% da tensão de frequência fundamental e os limites individuais são expostos na tabela 5.

Tabela 5: Valores de referência para DIT

Ordem harmônica	Distorção harmônica individual de tensão [%]	
	Ordem	Distorção máxima
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5
	7	6,5
	11	4,5
	13	4
	17	2,5
	19	2
	23	2
	25	2
	>25	1,5
	Ímpares múltiplas de 3	3
9		2
$\geq 15$		1
Pares	2	2,5
	4	1,5
	$\geq 6$	1

Fonte: adaptado de PRODIST módulo 8 [2]

- **Desequilíbrio de tensão**

Esse fenômeno está associado a desequilíbrio dos padrões trifásicos da rede de distribuição. Este parâmetro é expresso em percentual,  $FD\%$ , e não deve ser superior a 2%. Duas fórmulas são utilizadas para se chegar ao valor deste parâmetro:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (39)$$

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (40)$$

- **Flutuação de tensão**

A definição desse parâmetro é a variação do valor eficaz de tensão de forma aleatória, esporádica ou repetitiva. Esse fenômeno pode ser visualizado nas unidades consumidoras através do efeito de cintilação luminosa. Existem duas classificações para

a flutuação de tensão, de acordo com a sua severidade: curta duração ( $P_{st}$ ) e longa duração ( $P_{lt}$ ).

Esses indicadores são classificados matematicamente de acordo com as seguintes equações:

$$P_{st} = \sqrt{0,314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (41)$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (42)$$

Onde os parâmetros  $P$  com os respectivos subíndices são obtidos de acordo com a norma IEC 61000-4-15 [2], e o indicador  $P_{lt}$  é formado a partir de 12 amostras consecutivas do indicador  $P_{st}$ , conforme a equação (42).

- **Variação de tensão de curta duração**

Como o nome sugere, este parâmetro avalia desvios significativos no valor eficaz da tensão de cada fase em curtos intervalos de tempo. Esse indicador não possui valores de referência a serem respeitados, mas deve ser monitorado periodicamente e registrado anualmente, sendo que o ideal seria que esses distúrbios fossem tão baixos quanto possível. Os desvios de tensão são classificados de acordo com a tabela 6.

Tabela 6: Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	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 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: adaptado de PRODIST módulo 8 [2]

- **Variação da frequência**

O último parâmetro da qualidade do produto trata da frequência do sistema de distribuição. Estabeleceu-se que a frequência de operação em regime permanente da rede deve estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Outros indicadores importantes são os chamados indicadores de Qualidade do Serviço, responsáveis por avaliar o serviço prestado aos consumidores pelas distribuidoras de energia. Esses indicadores abordam desde o tempo de atendimento às ocorrências até a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Nesse caso, serão abordados os indicadores de continuidade, pois apenas esses são possíveis mensurar através da monitoração dos transformadores. A seguir, a definição dos indicadores de continuidade:

- **Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC):**

Este parâmetro contabiliza quanto tempo a unidade consumidora esteve sem energia elétrica. Este indicador é apurado mensalmente, trimestralmente e anualmente, de forma que se tem: DIC mensal, DIC trimestral e DIC anual. A expressão matemática deste indicador é:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (43)$$

Onde  $i$  é a quantidade de interrupções no mês, trimestre ou ano e  $t(i)$  é a duração da interrupção de índice  $i$ .

- **Frequência de Interrupção Individual por unidade Consumidora (FIC):**

Este parâmetro contabiliza quantas interrupções ocorreram no mês, trimestre ou ano. Matematicamente, este indicador é definido como:

$$FIC = n \quad (44)$$

- **Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC):**

Este parâmetro contabiliza qual a duração máxima da falta mais longa no período de tempo. A expressão matemática deste indicador é:

$$DMIC = Máx(t(i)) \quad (45)$$

Onde  $i$  é a quantidade de interrupções no mês, trimestre ou ano e  $t(i)$  é a duração da interrupção de índice  $i$ .

Em suma, conclui-se que obtendo a tensão da rede, a corrente da rede e a temperatura do transformador obtém-se os demais parâmetros necessários através de processamento digital. Cabe a ressalva de que é preciso definir o tipo de ligação e número de fases do transformador em questão, para determinar o algoritmo de cálculo da energia e potência.

### 3.3 FORMA DE MONITORAÇÃO

Para obter as grandezas citadas anteriormente, é necessário possuir os instrumentos adequados. Esses instrumentos são dispositivos com a propriedade de converter convenientemente uma grandeza física em uma forma que permita o seu

armazenamento e processamento. Na área da elétrica, a conversão de grandezas físicas se dá através do uso de sensores, responsáveis por transformar um sinal de entrada de qualquer natureza em um sinal de saída de natureza elétrica. Nos circuitos eletrônicos, tipicamente, se tem um sinal de saída do sensor na forma de tensão. Para se chegar a um equipamento que apresenta as funcionalidades desejadas, a especificação dos sensores deve prever corretamente as características que eles devem apresentar.

### **3.3.1 Canais de tensão**

A tecnologia atual mais eficaz para obter leituras de tensões é através de meios digitais. Nesse método, a medição é obtida convertendo-se o sinal analógico em amostras digitais. Isso faz a grandeza contínua no tempo ser representada na forma digital em tempo discreto. Com isso, o sinal pode ser processado digitalmente. A medição digital de tensão é caracterizada pela velocidade, operação automática e possibilidade de programação. Comparado aos métodos eletromecânicos, magnéticos e analógicos, o método digital oferece a maior velocidade, podendo superar 1000 leituras por segundo, combinada com melhor exatidão, que pode chegar a 0,0015% da leitura [18].

Quando um equipamento de medição digital de tensão possui interface direta com um sistema de processamento digital de sinais, caracteriza-se um conversor analógico/digital, ou simplesmente conversor AD [18]. É o caso do equipamento a ser desenvolvido, visto que alguns parâmetros citados no módulo 8 do PRODIST são obtidos através de processamento por meio de recurso computacional.

Para obter uma exatidão adequada é necessário chegar ao equilíbrio entre a amplitude do sinal analógico e o número de bits do conversor AD. Sabe-se que as tensões a serem obtidas do secundário dos transformadores podem ser de até 380V com valores de pico na ordem de 540V. Já a entrada dos conversores AD são tipicamente entre 1V até 10V, sendo dessa forma necessário condicionar o sinal [18]. O Módulo 8 do PRODIST determina que para medições de tensão em regime permanente, o instrumento de leitura possua conversor AD de no mínimo 12 bits, no mínimo 16 amostras por ciclo e exatidão de até 1% da leitura, ou seja, essas são especificações mínimas do equipamento [2].

No entanto, verifica-se que para atender o parâmetro que mensura a quantidade de harmônicos na rede a taxa de amostras deve ser superior que a citada. É definido que

o instrumento que realiza as medições para cálculo de harmônicos deve ser capaz de contabilizar tensões harmônicas de ordem mínima 25. Para isso ser possível, o teorema de Nyquist define que para a reconstrução de um sinal com o mínimo de perdas a equação (46) deve ser satisfeita [19]:

$$f_{amostragem} > 2 \cdot f_{sinal} \quad (46)$$

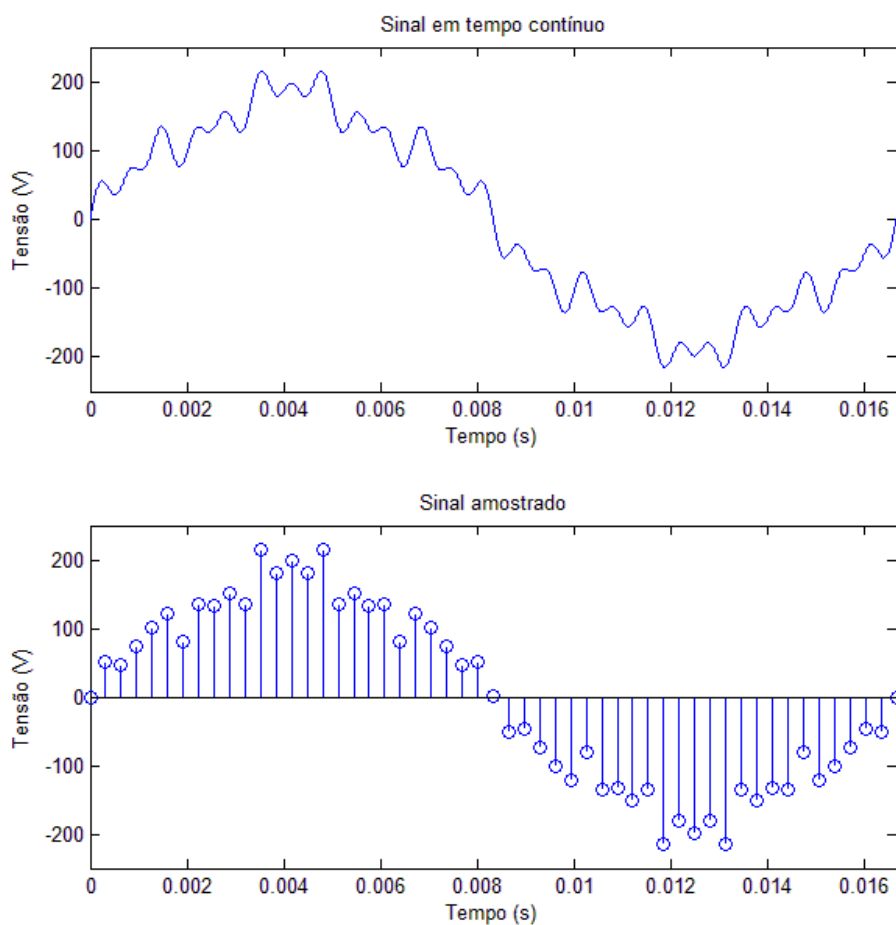
Ou seja, a frequência de amostragem deve ser maior que o dobro da frequência do sinal. No caso, para o cálculo de distorção harmônica, é preciso considerar a frequência da harmônica de ordem 25, equivalente à frequência do sinal de 1,5kHz. Para atender ao teorema de Nyquist, o sinal deve ser obtido a uma taxa de amostragem superior a 3kHz.

Em uma simulação em software, foi considerado um sinal de tensão com componentes harmônicas de ordem 5, 15 e 25. Na simulação, o modelo matemático é dado pela expressão (47):

$$v(t) = 180\text{sen}(120\pi t) + 0,1(\text{sen}(600\pi t) + \text{sen}(1800\pi t) + \text{sen}(3000\pi t)) \quad (47)$$

Considerando uma taxa de amostragem de 3120Hz, satisfazendo o teorema de Nyquist, as amostras obtidas foram as seguintes:

Figura 9: Sinais gerados em simulações em software

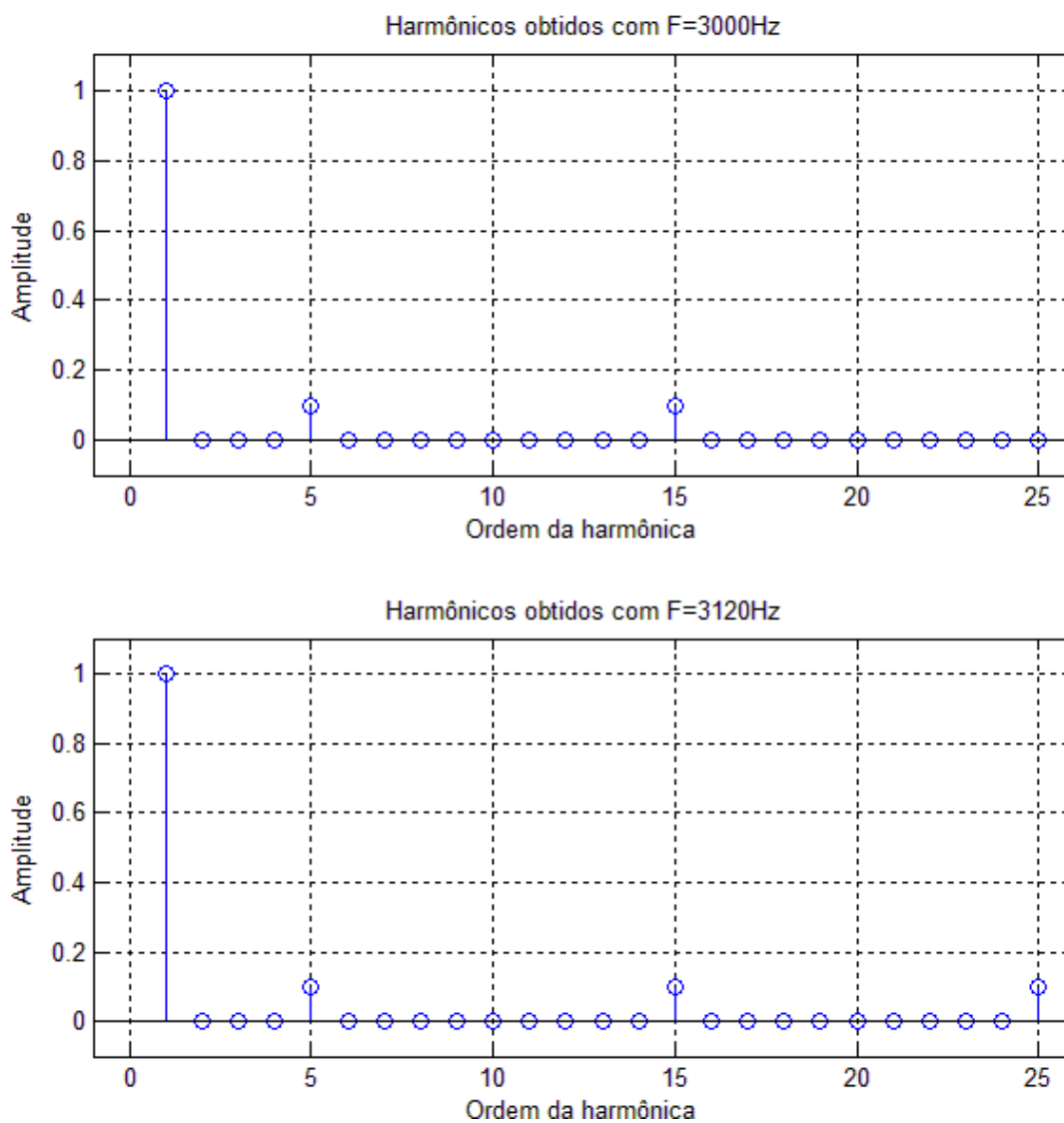


Fonte: Autoria própria

De posse das amostras, foi elaborado um código reproduzindo a sequência de cálculos para obtenção dos coeficientes da série de Fourier, que analisa os componentes harmônicos de sinais periódicos. Espera-se verificar nos coeficientes de Fourier as mesmas magnitudes do modelo da equação 47. Para confrontar os dados, foi realizado o mesmo procedimento utilizando uma frequência de amostragem de 3000Hz. A figura 10 apresenta os resultados obtidos:



Figura 10: Análise da Série de Fourier do sinal amostrado



Fonte: Autoria própria

Verifica-se no primeiro gráfico da figura 10 que a frequência de amostragem de 3kHz não é suficiente para a correta análise harmônica do sinal, pois a componente de ordem 25 não foi obtida corretamente. Diminuindo-se o período entre amostras, equivalente a uma frequência de amostragem de 3120Hz, foi encontrado o valor certo para todos os casos. Caso seja necessário realizar a análise de harmônicas de ordem superior a 25 é necessário diminuir o período de amostragem para satisfazer o teorema de Nyquist.

### 3.3.2 Canais de corrente

O método para obter leituras de corrente não é simples como para tensão. Uma das características que se busca no equipamento de monitoração é a praticidade da instalação, métodos que necessitam interromper circuitos estão descartados, como o método com resistor shunt. Uma alternativa eficaz é a obtenção do sinal indiretamente através do campo magnético produzido pela corrente elétrica que percorre um condutor.

Conforme citado no capítulo 2, a Lei de Ampère relaciona o campo magnético em um caminho fechado com a corrente no interior do caminho. Nos transformadores de corrente, o condutor é envolvido por um anel de material ferromagnético. Com a corrente fluindo no condutor, é produzido um campo magnético nas proximidades deste. Esse campo produz no interior do núcleo um fluxo magnético. Caso seja acoplada a este núcleo uma bobina, se verifica em seus terminais uma corrente proporcional ao número de espiras da bobina [3].

No entanto, essa topologia de núcleo também não favorece a fácil instalação, visto que é necessário passar o condutor pelo interior do núcleo em formato de anel. Para contornar esse problema existem os sensores tipo alicate, que são constituídos de um anel de material ferromagnético, similar aos dos transformadores de corrente, mas que apresenta núcleo seccionável. Dessa forma, o núcleo do sensor pode envolver o condutor sem a necessidade de interromper a passagem de corrente elétrica. Devido a geometria desse sensor, existe um entreferro de ar no núcleo, o que implica em uma redução da exatidão [18].

Outra opção viável é a utilização de bobina de Rogowski [20]. Esse sensor faz parte de um grupo denominado “Transformador de Corrente Não Convencional” e tem sido aplicável tanto em situações de proteção quanto de medição. O princípio de funcionamento é o mesmo dos transformadores de corrente convencionais, mas apresentam grande vantagem em seu uso. As bobinas de Rogowski não necessitam de núcleo de material ferromagnético, o que resulta em sensores mais leves. Ao contrário dos transformadores de corrente, que possuem saída na forma de corrente elétrica, a saída da bobina já é em forma de tensão elétrica. Essa tensão é proporcional à derivada da corrente do primário, ou seja, integrando o sinal de tensão se chega a um valor proporcional a corrente da rede. Esse sensor pode trabalhar com correntes primárias de 1A a 100kA e apresenta resposta linear até 1MHz [20] [21].

Independente do sensor escolhido, sua faixa de atuação será até 800A, tendo em vista que o foco do equipamento é monitorar transformadores de até 300kVA. Dessa forma, o diâmetro do sensor deve ser proporcional às saídas de baixa tensão dos transformadores desta capacidade. Segundo a NBR 5437 que determina o dimensionamento de buchas até 1,3kV e 800A, o maior diâmetro encontrado em buchas é de 86mm [22], portanto o sensor deve possuir tamanho compatível com essa medida. O desenho do sensor deve prever a sua fixação de forma que a área interna ao anel do núcleo seja paralela à seção transversal do condutor [20].

### **3.3.3 Canais de temperatura**

A outra grandeza física a ser obtida para monitorar os transformadores é a temperatura. De acordo com a tabela 2, é necessário que as variações de temperatura em relação ao ambiente não superem determinados valores. Os valores especificados na norma são: temperatura média dos enrolamentos, temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e temperatura do topo do óleo. Analisando a topologia dos transformadores utilizados nas redes de distribuição, é inviável realizar medidas diretamente nos enrolamentos ou diretamente no óleo (exceção para transformadores de potência superior a 500kV, que tipicamente possuem compartimento para termômetro), pois a instalação do instrumento não seria prática.

Tendo em vista a instalação do equipamento, a solução é buscar obter valores de temperatura através da superfície externa do transformador. Sabendo que o metal é um bom condutor de calor, é obtida uma boa aproximação de temperatura de topo do óleo através da superfície externa no nível da altura do óleo isolante. Para confrontar com esse valor também deve ser considerado um sensor para obter a temperatura ambiente, instalado internamente ou na carcaça do equipamento, e assim avaliar se a variação de temperatura no óleo está acima do esperado. De acordo com a NBR 5356-2, deve se considerar a temperatura ambiente de  $-25^{\circ}\text{C}$  a  $40^{\circ}\text{C}$  [9]. Essa norma também determina que a maior elevação de temperatura aceitável no ponto mais quente do transformador não ultrapasse o limite de  $75^{\circ}\text{C}$  [9]. Isso define que a faixa de operação dos sensores é de  $-25^{\circ}\text{C}$  a  $115^{\circ}\text{C}$ .

Para atender a essa faixa de temperatura, uma alternativa de sensor são os baseados em variação da resistência elétrica de acordo com a temperatura. Esses sensores são compostos por metais com alta sensibilidade à variação de temperatura,

como o níquel, a platina e o cobre. Dentre os metais citados, a platina é a que apresenta a maior faixa de operação, contemplando os valores de temperatura determinados pela norma. A exatidão dos sensores baseados na variação de resistência é em torno de  $0,1^{\circ}\text{C}$ , podendo chegar a  $0,0001^{\circ}\text{C}$  para sensores compostos de metais nobres, geralmente utilizados em laboratórios [18].

A parte sensível a alterações de temperatura dos sensores é uma bobina de pequeno diâmetro, com um condutor altamente puro, geralmente, de um dos metais mencionados. Pode se dizer que a escolha mais comum é pelo sensor de platina, pois este é um metal inerte, que não se oxida facilmente, apresenta boa linearidade na relação resistência/temperatura e apresenta a maior faixa de temperatura entre os outros metais [18].

O processo de converter a temperatura em um sinal elétrico é bastante simples. Durante o funcionamento, um circuito eletrônico aplica uma corrente constante ao sensor. Conforme a temperatura varia, a sua resistência elétrica muda, assim como a tensão elétrica observada nos terminais do sensor. Após esse processo, o sinal elétrico pode ser processado digitalmente e através da curva que relaciona tensão e resistência se determina a temperatura medida [18].

### 3.4 FORMA DE IMPLEMENTAÇÃO

Para implementar o equipamento de monitoração é preciso ter em mente requisitos de projeto e questões práticas. Por exemplo, o ambiente em que será instalado o equipamento, como configurar os seus parâmetros e ligações possíveis.

Uma vez definidos os sensores que serão utilizados para obter as tensões e correntes da rede, é preciso pensar na quantidade de entradas que precisam existir no equipamento. No Rio Grande do Sul, a topologia mais comum encontrada nas redes de distribuição é ligação delta no primário do transformador e estrela com neutro aterrado no secundário [5]. Considerando a monitoração na baixa tensão, isto implica em no mínimo quatro canais de entrada para tensão, um para cada fase e o neutro, e três canais de entrada para corrente. Já tendo em vista os canais de temperatura, sabe-se que no mínimo são dois: um para temperatura ambiente e um para temperatura no topo de óleo. No entanto, é interessante prever dois canais de temperatura a mais, caso o transformador trifásico seja formado por um banco de três transformadores monofásicos.

No que diz respeito às características mecânicas, deve ser de pequeno porte e leve, que facilite a sua instalação junto ao transformador. O equipamento não deve possuir dimensões de sua base superiores às dimensões da base de transformadores de menor porte. Devido aos fabricantes de transformadores disponibilizarem suas medidas apenas para clientes, não foi possível obter uma estimativa exata do tamanho máximo que o equipamento deve apresentar, no entanto se prevê que sua base possua dimensões de no máximo 200x150mm e peso inferior à 3Kg. É importante também que na carcaça haja pontos que permitam a fixação ao poste através de cintas metálicas ou semelhantes.

Levando em conta que junto ao transformador o equipamento ficará exposto à poluição e a chuva, deve-se definir um grau de proteção adequado. O grau de proteção é um conceito padronizado pela NBR IEC 60529 [24], utilizado para definir o quão protegido é o equipamento elétrico. Esse conceito trata especificamente da proteção contra sólidos e contra água. O grau de proteção é um código composto de dois dígitos, o primeiro é um número de 0 a 6 quantificando a proteção do equipamento quanto à penetração de partículas sólidas. Já o segundo dígito diz respeito à penetração de água no interior do equipamento e é quantificado de 1 a 8 [24]. Para esse caso, se adotou o código IP 65. As tabelas 7 e 8 ilustram o que significa cada número:

Tabela 7: Graus de proteção contra penetração de objetos sólidos

Numeral	Descrição sucinta do grau de proteção
0	Não protegido
1	Protegido contra objetos sólidos de diâmetro superior a 50mm
2	Protegido contra objetos sólidos de diâmetro superior a 12mm
3	Protegido contra objetos sólidos de diâmetro superior a 2,5mm
4	Protegido contra objetos sólidos de diâmetro superior a 1,0mm
5	Protegido contra poeira
6	Totalmente protegido contra poeira

Fonte: adaptado de NBR IEC 60529 [24]

Tabela 8: Graus de proteção contra penetração de água

Numeral	Descrição sucinta do grau de proteção
0	Não protegido
1	Protegido contra gotas d'água caindo verticalmente
2	Protegido contra queda de gotas d'água caindo verticalmente com invólucro inclinado até 15°
3	Protegido contra aspensão de água
4	Protegido contra projeção de água
5	Protegido contra jatos d'água
6	Protegido contra jatos potentes d'água
7	Protegido contra efeitos de imersão temporária em água
8	Protegido contra efeitos de imersão contínua em água

Fonte: adaptado de NBR IEC 60529 [24]

A energia necessária para o funcionamento do equipamento será fornecida pelo próprio secundário do transformador. É previsto também uma bateria com autonomia de aproximadamente 10 horas para manter funções básicas: funcionamento do relógio, emissão de alarmes e permitir o acesso ao banco de dados.

Um banco de dados interno será responsável pelo armazenamento das leituras obtidas e de parâmetros calculados, juntamente com informações de data e horário. O intervalo de tempo entre os registros será configurado pelo próprio usuário, bem como quais os parâmetros serão armazenados no banco de dados. O sincronismo do relógio interno será via GPS, o que também permite que sejam emitidos sinais de alarmes já informando as coordenadas geográficas de onde foi localizada a falha. Deverá também ser previsto saídas digitais para possíveis acionamentos externos, tal como funções semelhantes aos equipamentos de subestações que possuem contatos auxiliares.

Para verificar se o equipamento está obtendo leituras dentro da sua exatidão é necessário que haja possibilidade de aferi-lo. A aferição será realizada através de LED que pulsa de acordo com uma constante de energia pré-definida. Esse pulso é lido por uma fonte padrão, de exatidão menor que a do equipamento, que compara a quantidade de pulsos com a potência que está sendo injetada nos canais de entrada. O LED de aferição deve ser interno, o que requer que os testes sejam feitos em laboratório.

### 3.5 COMO AVALIAR O RESULTADO

A ideia é que os dados obtidos da operação do transformador sejam processados e avaliados pelo próprio equipamento. Para isso ser possível é preciso

configurá-lo de acordo com as necessidades do proprietário da rede. São previstos dois modos de configurar: configurações básicas e avançadas.

O equipamento permitirá o acesso através de rede sem fio a uma página web para dispositivos móveis (*smartphones, tablets, notebooks*). Na página web será possível: alterar e informar parâmetros de operação do transformador; parâmetros do modo de comunicação; acessar valores instantâneos de tensão, corrente e potência; acessar registros do banco de dados e exportá-los para outro dispositivo; alterar o tipo de ligação do transformador (monofásico, trifásico em estrela, trifásico em delta) e com isso adaptar o algoritmo de cálculo de potência para o tipo de ligação correspondente; desabilitar ou habilitar alarmes pré-definidos.

A configuração avançada deverá permitir a personalização de indicadores não contemplados na versão de fábrica e alarmes, e poderá ser feita através de porta de comunicação serial ou Ethernet com uso de computador. A personalização será realizada através de duas formas distintas: linhas de programação em linguagem C e interface de blocos, similar à utilizada no software Simulink.

A programação em C será destinada a usuários avançados, que possuem domínio na programação e parametrização de equipamentos da mesma classe. Essa linguagem permite importar as mesmas linhas de programas para mais de um equipamento, poupando tempo. Caso haja interesse de fabricantes de transformadores em incluir dados dos seus modelos no programa, será possível importar para o equipamento linhas de programa desenvolvidas pelo fabricante contendo parâmetros de operação e alarmes elaborados para atender às necessidades do transformador.

A interface de blocos permite conectar blocos de operações matemáticas e lógicas para formar novos valores ou alarmes. Algumas possibilidades de blocos são as seguintes:

- blocos de operadores matemáticos: soma, subtração, multiplicação, divisão, integral, derivada, entre outras;
- bloco de registro de: valor máximo, mínimo e médio entre o intervalo de tempo analisado;
- bloco para armazenamento no banco de dados;
- bloco para emissão de alarme ao centro de operação;
- blocos de operações lógicas: *if, while, for*, entre outras;
- blocos referentes a cada canal de entrada.

Um exemplo de utilização da linguagem em blocos pode ser a geração de um alarme caso a tensão em regime permanente de uma das fases do transformador estiver na faixa de tensão crítica por mais de uma hora. Outro exemplo, é o envio de alarme para o centro de operação caso a temperatura obtida no canal de entrada esteja acima do limite estabelecido. Em ambos os exemplos, o centro de controle receberá o aviso e poderá tomar alguma providência para solucionar o problema.

### 3.6 COMO LEVAR OS DADOS PARA O CENTRO DE CONTROLE

A comunicação com o centro de controle deverá ser feita apenas em casos de necessidade, para emissão de alarmes, por exemplo. Com esta opção devem chegar ao centro de controle apenas as informações necessárias, sem o envio constante de dados da operação do transformador, o que acarretaria em um grande tráfego de dados. Caso seja necessário, o operador poderá verificar os registros do banco de dados do equipamento através de acesso remoto.

Outra forma de acessar o banco de dados será via rede sem fio. Isso permitirá ao técnico que fez a instalação acessar o banco de dados no próprio local através de um dispositivo móvel e verificar se as medidas lidas estão conforme o esperado.

Sugere-se o uso de protocolos de comunicação comumente utilizados em sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA), como o DNP 3.0 e o IEC 61850 [25], pois ambos foram criados para atender necessidades semelhantes às apresentadas nessa seção. O protocolo DNP 3.0 significa, em tradução, protocolo para redes distribuídas, e foi criado na década de 90 para oferecer interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. O DNP 3.0 trabalha com transmissão de grandes quantidades de dados e, para garantir segurança em seu funcionamento na rede de internet, sofreu alterações desde sua versão inicial para garantir a segurança necessária. Seu funcionamento baseia-se na relação mestre/escravo, onde o mestre requisita determinada informação, o escravo aceita e processa o que foi desejado, envia a resposta com os dados solicitados para o mestre que aceita a resposta. Uma particularidade desse protocolo é permitir ao escravo enviar uma resposta ao mestre mesmo que não haja uma requisição, caso seja detectada alguma mudança importante no sistema [26]. Já o protocolo IEC 61850 foi desenvolvido para tornar mais eficiente a comunicação entre os componentes de uma subestação e um sistema SCADA, possuindo mais funcionalidades e menor custo que os protocolos precedentes. Sua

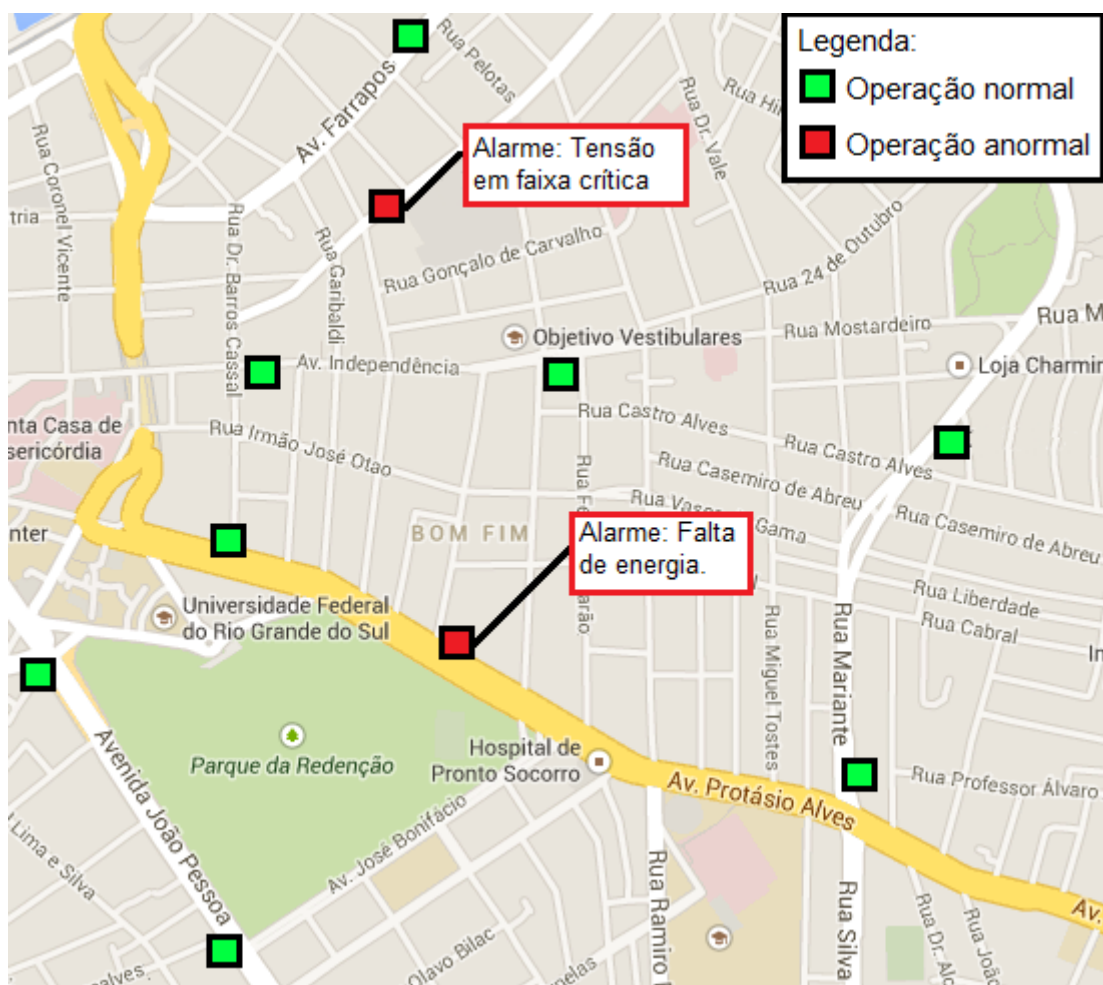


versatilidade permite aplica-lo desde o supervisório até o nível de processo, abrangendo todos os níveis do sistema de supervisão. Os desenvolvedores do IEC 61850, pensando na vida útil, possibilitaram certa flexibilidade em sua arquitetura para permitir a evolução do meio físico padrão do meio de comunicação, ou seja, apesar de ser desenvolvido utilizando o padrão Ethernet, sua flexibilidade permite uma alteração no meio físico caso ocorra uma mudança na tendência de comunicação [26].

A conexão entre o centro de controle e os diversos equipamentos instalados será feito através das tecnologias disponíveis no momento. Atualmente, uma opção viável é o GPRS (Serviço de Rádio de Pacote Geral), esse serviço surgiu em 2001 e utiliza a rede de telefonia móvel para envio e recebimento de dados em aparelhos portáteis, como celulares, *tablets* e *notebooks*. [27]. Apesar dessa tecnologia ser encontrada facilmente nas operadoras de celular do país, existem muitas reclamações referente à qualidade do serviço oferecido. Outra alternativa, que ainda está em desenvolvimento e pode ser uma opção eficaz para esse fim, é o uso da rede WiMAX. Essa tecnologia disponibiliza sinal de internet sem fio em uma grande área de cobertura com tráfego de dados em alta velocidade através de uma estação base WiMAX. Isso permite com que clientes WiMAX se conectem à rede mesmo estando distante da estação base. O uso desse meio de comunicação em centros urbano conta também com o suporte da estrutura de fibras ópticas existentes na cidade, gerando uma rede composta parte em WiMAX e parte em fibra óptica [28].

É necessário que seja desenvolvido um driver de comunicação para acrescentar a monitoração ao supervisório da distribuidora de energia. Esse driver será responsável pela comunicação entre o equipamento e o servidor de comunicação da empresa. Dessa forma, a informação contida na mensagem enviada será interpretada e incluída no sistema e, posteriormente, exibida em uma tela de supervisão. O resultado esperado é que os dados sejam exibidos em uma tela semelhante à figura 11.

Figura 11: Ilustração exemplo da tela de supervisão

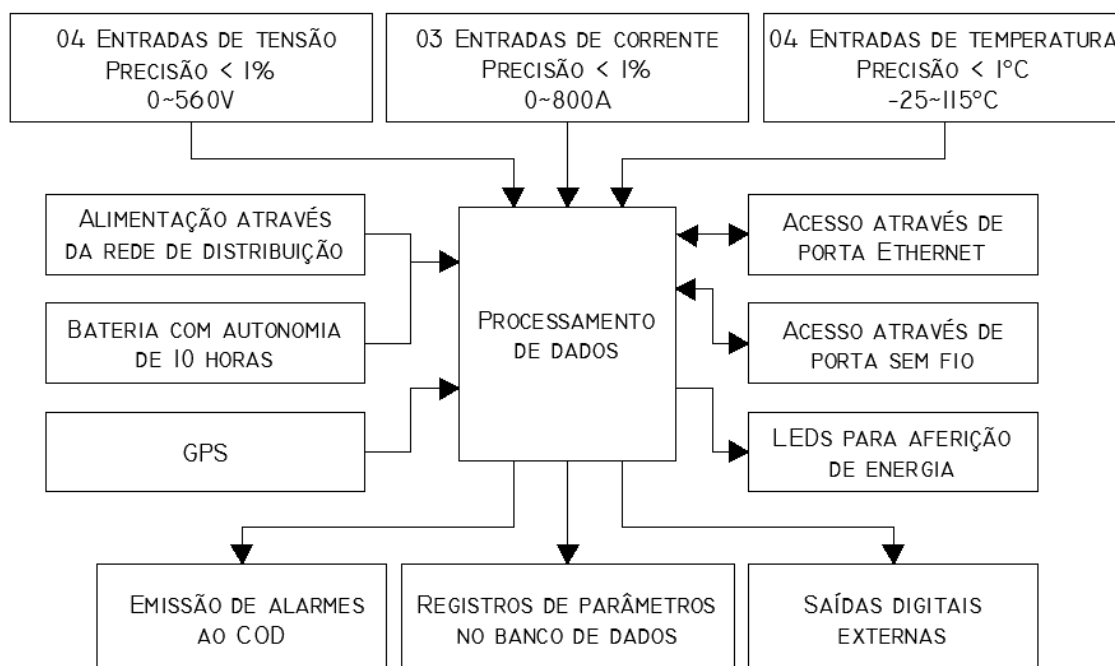


Fonte: Adaptado de Google Maps [29]

### 3.7 RESUMO

Nesse capítulo foram identificadas especificações mínimas para o equipamento proposto para realizar a monitoração dos transformadores de distribuição. As características abordadas podem ser resumidas através da figura 12.

Figura 12: Resumo das especificações mínimas do equipamento



Fonte: Autoria própria

No que diz respeito à aquisição de sinais do secundário do transformador, estabeleceu-se que são necessárias quatro entradas de tensão, com precisão inferior a 1% da leitura, conversor AD de no mínimo 12 bits, faixa de 0 até 540V e frequência de amostragem mínima de 3,12kHz. Três canais serão necessários para colher os dados da corrente elétrica, sugere-se a aquisição desse sinal através de sensores que possam ser instalados sem que haja desligamento da rede. Verificou-se que o que melhor atende essa necessidade é o sensor do tipo bobina de Rogowski. As entradas de corrente também serão de precisão menor que 1% da leitura, conversor AD de no mínimo 12 bits, faixa de atuação de 0 até 800A e mesma frequência de amostragem dos canais de tensão. Quatro entradas de temperatura contemplam instalações trifásicas compostas por três transformadores trifásicos. Os sensores de temperatura devem apresentar resposta o mais linear possível, dentro da faixa de -25 até 115°C e precisão inferior a 1°C.

A alimentação será fornecida através da rede de distribuição, em caso de falta de energia uma bateria com duração de aproximadamente 10 horas manterá certas funções ativas, como relógio, emissão de alarmes e acesso ao banco de dados. O equipamento contará ainda um GPS interno, para sincronismo do relógio e localização geográfica. Haverá internamente LEDs que pulsam de acordo com a energia para aferir o equipamento. Ainda se preveem saídas digitais para possíveis acionamentos externos,

caso no futuro haja necessidade, por exemplo, isolar um determinado circuito através de um disjuntor. As características mecânicas do invólucro devem ser compatíveis para instalação externa, sujeita a intempéries, adotou-se o grau de proteção IP 65 para esse caso.

O processamento dos dados será realizado via software, o próprio equipamento terá autonomia de verificar se há necessidade de enviar alarmes ao COD de acordo com as configurações definidas. A comunicação com o servidor da distribuidora deverá ocorrer apenas quando houver necessidade, a definição do protocolo de comunicação que melhor atende essa especificação deverá ser feita em uma análise posterior. O driver de comunicação desenvolvido realizará a interface entre equipamento e supervisor da distribuidora.

#### 4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A ideia de monitorar os transformadores da rede de distribuição será aceita desde que se justifique o investimento. O retorno financeiro desse projeto será através da redução de multas e compensações pagas à ANEEL devido aos indicadores de qualidade de serviço e produto fora dos padrões aceitáveis; uma vez que a consideração somente do valor do transformador não justificaria o investimento, devido ao baixo preço dos transformadores de pequenas potências (abaixo de 75kVA). Outro indicador importante é a possibilidade de monitorar a rede e buscar uma otimização das suas perdas.

Um exemplo desse fato foi a recente multa recebida pela CEEE-D devido às faltas de energia ocorridas no verão de 2014 [17] [18], que custou R\$ 5,7 milhões aos cofres da companhia [23]. Através do site da ANEEL [30] é possível consultar os valores referentes a esses gastos por cada distribuidora de energia no país, a tabela 9 ilustra três exemplos com dados de 2013:

Tabela 9: Multas e compensações das concessionárias de distribuição

	CEEE-D	CPFL-Paulista	COELBA
Índices de Compensação de Continuidade	R\$ 13.458.735,32	R\$ 5.770.965,62	R\$ 24.596.938,27
Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente	R\$ 1.109.250,92	R\$ 93.031,38	R\$ 175.753,96
Valor total	R\$ 14.567.986,24	R\$ 5.863.997,00	R\$ 24.772.692,23

Fonte: Site da ANEEL [30]

Através dos valores expostos verifica-se que os gastos com compensações financeiras aos clientes são consideravelmente elevados. A partir desses dados é possível realizar uma análise econômica para verificar o retorno financeiro do investimento para aquisição desse equipamento.

A análise será realizada supondo-se a instalação de monitoração em transformadores apenas no caso da concessionária CEEE-D. Será considerado que na área de concessão da distribuidora haja aproximadamente 60.000 transformadores de

média tensão. Ainda serão considerados dados da concessionária anteriores ao ano de 2013, conforme ilustra a tabela 10 (a célula com asterisco indica que o para o ano de 2010 foi uma média entre os três anos seguintes, pois esse dado não estava disponível).

Tabela 10: Gastos anuais da CEEE-D com compensações aos clientes

	2010	2011	2012	2013
Índices de Compensação de Continuidade	R\$ 13.108.585,69	R\$ 9.447.471,06	R\$ 14.643.936,85	R\$ 13.458.735,32
Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente	R\$ 1.637.042,68 *	R\$ 449.379,21	R\$ 3.352.497,92	R\$ 1.109.250,92
Valor total	R\$ 13.108.585,69	R\$ 9.896.850,27	R\$ 17.996.434,77	R\$ 14.567.986,24

Fonte: Site da ANEEL [30]

Na simulação, será considerado que sem monitoração dos seus transformadores de média tensão a CEEE-D terá um gasto anual com compensações igual ao de 2013. Em outras palavras, anualmente a distribuidora arcará com R\$ 14.567.986,24 por ano caso não instale o equipamento de monitoração em seus transformadores. Essa suposição será chamada daqui para frente de “*cenário referência*”.

Feitas essas considerações, serão criadas duas hipóteses, uma delas supondo a instalação de monitoração em 25% dos transformadores da CEEE-D e na segunda considerando a instalação em 50%.

#### 4.1 MONITORAÇÃO EM 25% DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Nessa primeira hipótese, o número total será de 15.000 transformadores sendo monitorados, que totaliza um investimento de R\$ 15.000.000,00 em equipamentos. Desse valor, será considerado um aumento de 15% referente aos custos de instalação em campo, chegando a um valor total de R\$ 17.250.000,00.

Serão criados três cenários distintos para os gastos anuais com compensações aos clientes a partir de 2014: um pessimista, um regular e um otimista. No cenário pessimista, já com a monitoração de transformadores, a CEEE-D reduzirá seu gasto do

ano de 2014 com compensações para R\$ 13.108.585,69, mesmo valor observado no ano de 2010. No cenário otimista, a monitoração de transformadores fará com que a concessionária reduza seus gastos em 2014 para R\$ 9.896.850,27, mesmo valor referente aos gastos no ano de 2011. E no cenário regular a instalação dos equipamentos de monitoração de transformadores fará com que o gasto anual da CEEE-D com compensações seja a média do gasto suposto no cenário pessimista e no cenário otimista, ou, R\$ 11.502.717,98. A tabela 11 detalha numericamente as considerações citadas considerando uma correção financeira do gasto anual a uma taxa de 5% ao ano.

Tabela 11: Gastos anuais nos cenários propostos na hipótese 1

	Cenário referência	Cenário pessimista	Cenário regular	Cenário otimista
Gasto inicial	R\$ -	R\$ 17.250.000,00	R\$ 17.250.000,00	R\$ 17.250.000,00
2014	R\$ 14.567.986,24	R\$ 13.108.585,69	R\$ 11.502.717,98	R\$ 9.896.850,27
2015	R\$ 15.296.385,55	R\$ 13.764.014,97	R\$ 12.077.853,88	R\$ 10.391.692,78
2016	R\$ 16.061.204,83	R\$ 14.452.215,72	R\$ 12.681.746,57	R\$ 10.911.277,42
2017	R\$ 16.864.265,07	R\$ 15.174.826,51	R\$ 13.315.833,90	R\$ 11.456.841,29
2018	R\$ 17.707.478,32	R\$ 15.933.567,83	R\$ 13.981.625,60	R\$ 12.029.683,36
2019	R\$ 18.592.852,24	R\$ 16.730.246,23	R\$ 14.680.706,88	R\$ 12.631.167,53
2020	R\$ 19.522.494,85	R\$ 17.566.758,54	R\$ 15.414.742,22	R\$ 13.262.725,90
2021	R\$ 20.498.619,60	R\$ 18.445.096,46	R\$ 16.185.479,33	R\$ 13.925.862,20
2022	R\$ 21.523.550,58	R\$ 19.367.351,29	R\$ 16.994.753,30	R\$ 14.622.155,31
2023	R\$ 22.599.728,10	R\$ 20.335.718,85	R\$ 17.844.490,96	R\$ 15.353.263,07
2024	R\$ 23.729.714,51	R\$ 21.352.504,80	R\$ 18.736.715,51	R\$ 16.120.926,23
2025	R\$ 24.916.200,23	R\$ 22.420.130,03	R\$ 19.673.551,29	R\$ 16.926.972,54

Fonte: Autoria própria

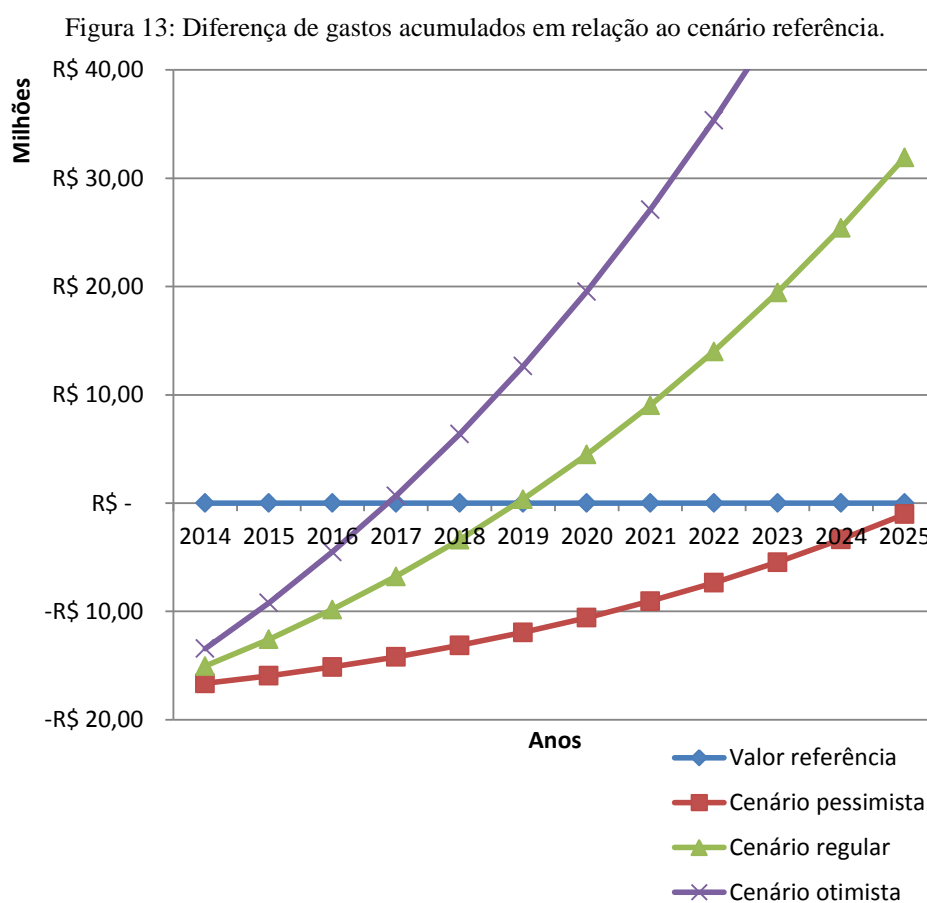
Para avaliar se houve uma redução no gasto da concessionária com a implementação desse sistema e apurar o tempo de retorno aproximado do investimento, será considerado o valor acumulado com os gastos ao final de cada ano até 2025. A tabela 12 apresenta, para cada ano, a diferença entre o valor acumulado no cenário referência e nos respectivos cenários:

Tabela 12: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência

Ano	Cenário pessimista	Cenário regular	Cenário otimista
2014	-R\$ 16.653.099,45	-R\$ 15.047.231,74	-R\$ 13.441.364,03
2015	-R\$ 15.953.383,85	-R\$ 12.581.061,65	-R\$ 9.208.739,46
2016	-R\$ 15.142.063,93	-R\$ 9.830.656,48	-R\$ 4.519.249,03
2017	-R\$ 14.209.728,57	-R\$ 6.773.758,13	R\$ 662.212,30
2018	-R\$ 13.146.304,50	-R\$ 3.386.593,31	R\$ 6.373.117,88
2019	-R\$ 11.941.013,72	R\$ 356.222,39	R\$ 12.653.458,49
2020	-R\$ 10.582.328,09	R\$ 4.481.786,14	R\$ 19.545.900,36
2021	-R\$ 9.057.921,36	R\$ 9.019.015,71	R\$ 27.095.952,78
2022	-R\$ 7.354.618,14	R\$ 13.998.763,77	R\$ 35.352.145,68
2023	-R\$ 5.458.339,80	R\$ 19.453.939,10	R\$ 44.366.218,00
2024	-R\$ 3.354.047,07	R\$ 25.419.635,05	R\$ 54.193.317,18
2025	-R\$ 1.025.679,22	R\$ 31.933.265,76	R\$ 64.892.210,74

Fonte: Autoria própria

Valores positivos indicam que houve redução de gastos. Esses valores estão ilustrados na figura 13, onde se verifica em quantos anos o valor poupado anualmente torna-se maior que em relação ao cenário referência.



Fonte: Autoria própria



Através da figura 13 percebe-se o que já era esperado: o cenário otimista é o que apresenta um retorno mais rápido. Nesse cenário, a partir do ano de 2017 haverá economia com o acumulado dos gastos em relação ao cenário de referência, e o valor presente líquido do investimento para compra dos equipamentos será inferior ao valor economizado no ano de 2021, ou seja, a taxa interna de retorno é de sete anos. O cenário regular apresenta um tempo maior para justificar a aquisição do sistema de monitoração: o gasto acumulado será inferior ao cenário referência apenas em 2019 e o valor investido será recuperado apenas em 2025. Já no cenário pessimista, a soma dos gastos anuais será inferior ao do cenário de referência um ano após a faixa de tempo analisada, consequentemente, o retorno do investimento também ficou além da faixa de tempo analisada. Caso a taxa interna de retorno do investimento seja superior a 20 anos, tempo de concessão das concessionárias de energia, a aquisição desse sistema de monitoração deixa de ser atrativa.

#### 4.2 MONITORAÇÃO EM 50% DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Na segunda hipótese, serão 30.000 transformadores a serem monitorados, que totaliza um investimento de R\$ 30.000.000,00 em equipamentos. Desse valor, será considerado um aumento de 15% referente aos custos de instalação em campo, chegando a um valor total de R\$ 34.500.000,00.

Os cenários também serão alterados. Uma vez que mais transformadores estarão sendo monitorados, estimou-se que os cenários apresentados anteriormente apresentarão uma redução de 25% do valor considerado na seção 4.1.1. Dessa forma, no cenário pessimista o gasto do ano de 2014 com compensações aos clientes será de R\$ 9.831.439,27, no cenário regular o gasto será de R\$ 8.627.038,49 e no cenário otimista o gasto será de R\$ 7.422.637,70.

Com as considerações dos dois últimos parágrafos anteriores, se constrói a tabela 13, também considerando uma correção financeira com uma taxa de 5% ao ano:

Tabela 13: Gastos anuais nos cenários propostos na hipótese 2

	Cenário atual	Cenário pessimista	Cenário regular	Cenário otimista
Gasto inicial	R\$ -	R\$ 34.500.000,00	R\$ 34.500.000,00	R\$ 34.500.000,00
2014	R\$ 14.567.986,24	R\$ 9.831.439,27	R\$ 8.627.038,49	R\$ 7.422.637,70
2015	R\$ 15.296.385,55	R\$ 10.814.583,19	R\$ 9.058.390,41	R\$ 7.793.769,59
2016	R\$ 16.061.204,83	R\$ 11.355.312,35	R\$ 9.511.309,93	R\$ 8.183.458,07
2017	R\$ 16.864.265,07	R\$ 11.923.077,97	R\$ 9.986.875,43	R\$ 8.592.630,97
2018	R\$ 17.707.478,32	R\$ 12.519.231,87	R\$ 10.486.219,20	R\$ 9.022.262,52
2019	R\$ 18.592.852,24	R\$ 13.145.193,46	R\$ 11.010.530,16	R\$ 9.473.375,64
2020	R\$ 19.522.494,85	R\$ 13.802.453,14	R\$ 11.561.056,67	R\$ 9.947.044,43
2021	R\$ 20.498.619,60	R\$ 14.492.575,79	R\$ 12.139.109,50	R\$ 10.444.396,65
2022	R\$ 21.523.550,58	R\$ 15.217.204,58	R\$ 12.746.064,97	R\$ 10.966.616,48
2023	R\$ 22.599.728,10	R\$ 15.978.064,81	R\$ 13.383.368,22	R\$ 11.514.947,30
2024	R\$ 23.729.714,51	R\$ 16.776.968,05	R\$ 14.052.536,63	R\$ 12.090.694,67
2025	R\$ 24.916.200,23	R\$ 17.615.816,46	R\$ 14.755.163,46	R\$ 12.695.229,40

Fonte: Autoria própria

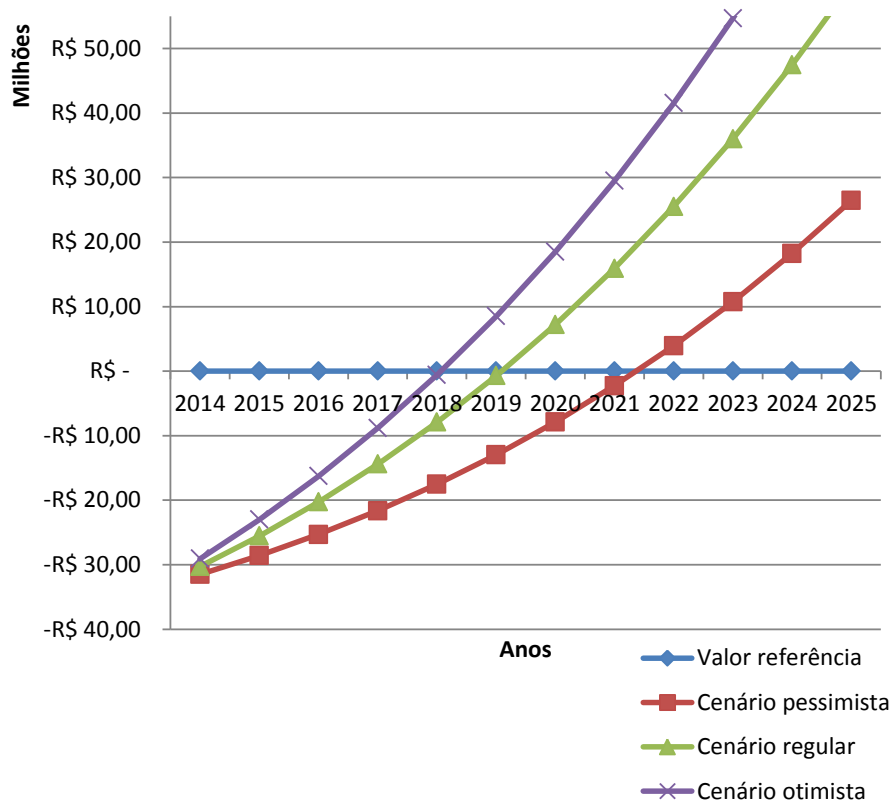
Será realizada a mesma análise da seção 4.1.1, onde se subtrai a soma dos gastos do cenário referência com a soma dos gastos anuais totais de cada cenário. Os resultados estão expostos na tabela 14. Traçando-se uma curva para os valores apresentados nessa tabela para cada cenário, chega-se ao gráfico apresentado na figura 14.

Tabela 14: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência

Ano	Cenário pessimista	Cenário regular	Cenário otimista
2014	-R\$ 31.488.453,03	-R\$ 30.284.052,25	-R\$ 29.079.651,46
2015	-R\$ 28.581.073,32	-R\$ 25.560.259,71	-R\$ 23.031.018,07
2016	-R\$ 25.304.234,51	-R\$ 20.288.377,80	-R\$ 16.304.822,21
2017	-R\$ 21.628.259,14	-R\$ 14.425.407,05	-R\$ 8.848.429,22
2018	-R\$ 17.521.425,64	-R\$ 7.925.418,27	-R\$ 605.634,88
2019	-R\$ 12.949.838,15	-R\$ 739.367,10	R\$ 8.483.559,97
2020	-R\$ 7.877.288,34	R\$ 7.185.102,73	R\$ 18.483.188,40
2021	-R\$ 2.265.108,95	R\$ 15.903.867,97	R\$ 29.461.570,77
2022	R\$ 3.927.981,59	R\$ 25.476.546,97	R\$ 41.491.583,40
2023	R\$ 10.746.043,96	R\$ 35.966.734,20	R\$ 54.650.943,37
2024	R\$ 18.236.092,62	R\$ 47.442.248,78	R\$ 69.022.510,38
2025	R\$ 26.448.281,03	R\$ 59.975.397,99	R\$ 84.694.606,73

Fonte: Autoria própria

Figura 14: Diferença de gastos acumulados em relação ao cenário referência.



Fonte: Autoria própria

Nessa segunda hipótese, verifica-se que os resultados dos cenários pessimistas e otimistas se aproximam do cenário regular. No cenário regular, o acumulado com os gastos anuais é inferior ao cenário de referência a partir de 2020. O resultado mostra que a recuperação do investimento inicial acontece após o ano de 2025, porém antes do término do tempo de concessão da concessionária. Por sua vez, o cenário otimista apresenta um desempenho inferior ao observado na primeira hipótese. Nesse caso, a economia em gastos anuais acontece apenas no ano de 2019, e o dinheiro investido na compra e instalação dos equipamentos será reavido em 2024. Já o cenário pessimista apresenta significativa melhora, a soma dos gastos anuais passa a ser inferior ao cenário referência a partir de 2022, mas a taxa interna de retorno ainda ficou fora da faixa de análise, no entanto a tendência é que aconteça antes do término da concessão.

### 4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE A ANÁLISE

É necessário fazer uma ressalva destacando que a utilização do aparelho proposto não assegura total redução dos indicadores de continuidade, uma vez que esses são de diversas naturezas. Falhas de fornecimento por descargas atmosféricas e abalroamento de veículos contribuem para o crescimento dos indicadores e o sistema de monitoração não possui ação sobre esses fatores. No entanto, falhas oriundas de problemas de operação da rede podem ser detectados e tomadas medidas para evitá-los. Por exemplo, crescimento de vegetação sobre a rede de distribuição pode ocasionar elevação nos transitórios de corrente. Detectando-se esses transitórios, pode-se providenciar a poda das árvores antes que alguma proteção da linha atue e cause falha no fornecimento.

Para uma análise mais completa, sugere-se que sejam considerados mais fatores econômicos. Por exemplo, o acréscimo de juros na análise para apurar o valor presente líquido do investimento inicial e gastos acumulados, o que tornaria a análise mais consistente. Outro fator a ser revisado posteriormente é a construção dos cenários a serem considerados. Também se sugere abranger mais fatores na análise, pois outros gastos também podem apresentar variações. Por exemplo, poderá ocorrer redução de gastos com aquisição de transformadores de distribuição, caso se obtenha extensão da vida útil dos que já estão instalados. Possivelmente, também serão reduzidos os índices de perdas de energia, o que também reflete em menor prejuízo para a distribuidora. Em contra partida, é preciso também considerar o gasto mensal referente ao serviço do canal de comunicação, seja GPRS ou WiMAX.

Numa análise posterior também seria importante considerar a possível redução com gastos referentes ao ressarcimento de danos elétricos. A distribuidora deve ressarcir aos clientes eventuais avarias em equipamentos causados por distúrbios na rede de distribuição, desde que seja verificado que houve perturbação no período da reclamação [31]. A distribuidora isenta-se de ressarcir o cliente se: for comprovado que não houve perturbação na rede na suposta data onde ocorreu o dano ao equipamento do consumidor, ou, se for verificado que o dano existente não é decorrente de falha no fornecimento de energia. O cliente deve receber uma resposta em até 15 dias após a verificação da avaria [31]. Ou seja, é curto o tempo para apurar se o prejuízo é de responsabilidade da distribuidora. Dessa forma, os valores armazenados no banco de dados desse equipamento permitirá verificar, de maneira fácil, se ocorreu distúrbio na

suposta data da reclamação do cliente. Eventualmente, os registros podem servir de evidência para provar que o dano não é de responsabilidade da concessionária, colaborando para diminuir os prejuízos.

## 5 CONCLUSÃO

Ao longo desse trabalho foram verificados em quais aspectos é importante a monitoração de transformadores da rede de distribuição. Tanto por questão de controle dos indicadores impostos pelo órgão regulador, quanto por questões técnicas que visam diminuir a possibilidade de avarias e de desabastecimento das unidades consumidoras.

As especificações propostas contemplam as principais funcionalidades para o equipamento que realizará a monitoração. O funcionamento basicamente se resume a: quais variáveis deverão ser monitoradas, como enviar os dados para o centro de controle e características mecânicas do equipamento.

Com base nas análises feitas acredita-se que a implementação de um sistema de monitoração baseado em um equipamento com as características citadas nesse trabalho trará resultados positivos financeiros e técnicos. Dados da operação da rede de distribuição seriam facilmente consultados. O acesso a essa espécie de informação por parte da área de engenharia da concessionária é de grande valia. Por exemplo, seria possível avaliar quais trechos da rede de distribuição precisam de maior investimento, ou ainda, seria possível otimizar o balanço de cargas dos circuitos de distribuição e assim se obter um índice de perdas mais preciso.

A funcionalidade do equipamento proposto permitiria que a área técnica definisse alarmes que facilitem a supervisão da rede. Com isso, seria possível prever: quando um transformador está frequentemente submetido a sobrecargas; quando a tensão em regime permanente de um circuito de distribuição entra na faixa de tensão precária; entre outros casos. Dessa forma, se estenderia a vida útil dos equipamentos e se reduziria os indicadores de qualidade do produto.

Em suma, apesar da proposta de monitorar os transformadores da rede de distribuição parecer ousada, em uma primeira análise, parece viável e eficiente. Os benefícios poderão ser observados de maneira financeira, reduzindo-se alguns gastos da concessionária, e de maneira técnica, proporcionando ao setor de engenharia mais dados técnicos para realização das suas atividades.

## REFERÊNCIAS

- [1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Conheça o Sistema**. Disponível em: <[www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso em: 11 março 2014.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. 2014.
- [3] RIES, Walter. **Transformadores – fundamentos para projeto e cálculo**. Porto Alegre, Brasil, 2007.
- [4] SADIKU, Mathew N. O. **Elementos de eletromagnetismo**. Porto Alegre, Brasil, 2004.
- [5] COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Especificação de Distribuição: Transformador de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=4851>>. Acesso em: 06 abril 2014
- [6] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JUNIOR, C.; UMANS, S. D. **Electric Machinery**. 6. Ed. New York: McGraw-Hill, 2003.
- [7] KOSOW, Irving L. **Máquinas elétricas e transformadores**. 4. ed. Porto Alegre: Editora Globo, 1982.
- [8] KULKARNI, S.V.; KHAPARDE, S. A. **Transformer Engineering – Design and Practice**. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2: Transformadores de potência – Aquecimento**. Rio de Janeiro, 2007.
- [10] EBENEZER, Mabel; NAIR, P. S. C. **Determination of Winding Temperature of a Distribution Transformer using Soft Computing Techniques**. IEEE 2010
- [11] PETTERSSON, L. **Estimation of the remaining service life of power transformers and their insulation**. Electra nº 133, p 65-71, 1990.
- [12] FLORES, Wilfredo *et al.* **Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura**. IEEE Latin America Transactions, v. 5, n. 1, p 50-54, mar. 2007.

- [13] FLORES, Wilfredo *et al.* **Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos.** IEEE Latin America Transactions, v.5, n. 8, p 591-598, dec. 2008.
- [14] SEN, P. K.; PANSUWAN, S. **Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers.** In: Rural Electric Power Conference, 2001, Little Rock, AR: IEEE, p. B4-1 - B4-8.
- [15] MCNUTT, W. J.; **Insulation thermal life considerations for transformer loading guides.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 7, n. 1, p. 392-401, jan. 2002.
- [16] ZERO HORA. **Calor e recorde no consumo de energia causam problemas na rede de distribuição da CEEE.** Disponível em: <<http://zerohora.clicrbs.com.br/rs/noticia/2014/01/calor-e-recorde-no-consumo-de-energia-causam-problemas-na-rede-de-distribuicao-da-ceee-4397492.html>>. Acesso em: 17 mar. 2014.
- [17] ZERO HORA. **Consumo de energia bate recorde pelo Segundo dia consecutivo no Estado.** Disponível em: <<http://zerohora.clicrbs.com.br/rs/economia/noticia/2014/01/consumo-de-energia-bate-recorde-pelo-segundo-dia-consecutivo-no-estado-4398110.html>>. Acesso em: 17 mar. 2014.
- [18] WEBSTER, John G. **The Measurement, Instrumentation and Sensors Handbook.** Boca Raton: CRC Press LLC, 2000.
- [19] HAYKIN, Simon; VEEN, Barry Van. **Sinais e Sistemas.** Porto Alegre: Bookman, 2001.
- [20] DUPRAZ, J. P. *et al.* **Rogowski Coil: Exceptional Current Measurement Tool For Almost Any Application.** In: Power Engineering Society General Meeting, 2007, Tampa, FL. IEEE, p 1-8.
- [21] KOJOVIC, LJ. A. **Comparative Performance Characteristics of Current Transformers and Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes.** In: Power Engineering Society General Meeting, 2007, Tampa, FL. IEEE, p 1-6.
- [22] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5437:** Bucha para transformadores – Tensão nominal 1,3kV, 160A, 400A, 800A – Dimensões. Rio de Janeiro, 1987.



[23] ZERO HORA. **CEEE é multada em R\$ 5,7 milhões por falhas no verão.** Disponível em: <<http://zh.clicrbs.com.br/rs/noticias/economia/noticia/2014/05/ceee-e-multada-em-r-5-7-milhoes-por-falhas-no-verao-4505043.html>>. Acesso em: 20 maio 2014.

[24] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 60529:** Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (código IP). Rio de Janeiro, 2011.

[25] SCADA BR. **Protocolos de comunicação para o setor elétrico.** Disponível em: <[http://www.scadabr.com.br/?q=protocolos\\_energia](http://www.scadabr.com.br/?q=protocolos_energia)>. Acesso em: 13 maio 2014.

[26] GRIGOLETTO, Vinicius O.; **PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA – ANÁLISE TEÓRICA E APLICAÇÃO PRÁTICA.** 2012, 32 f. Dissertação (Graduação em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012

[27] WALKE, B.; **The Roots of GPRS: the first system for mobile packet-based global internet access.** IEEE Communications Society, v.20, n. 5, p 12-23, out. 2013

[28] PARTIDAR, M. *et al.* **Performance analysis of WiMAX 802.16e physical layer model.** In: Ninth Conference of Wireless and optical Communications Networks, 2012, Indore. p1-4.

Tcc usp

[29] GOOGLE. **Google Maps.** Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/preview?hl=pt-BR>>. Acesso em: 30 maio 2014.

[30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Qualidade do Serviço e Produto.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=79&idPerfil=2>>. Acesso em: 15 maio 2014.

[31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos.** 2014.