



MEDIÇÃO DE FLUXO MAGNÉTICO DO ROTOR DE UM GERADOR ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS EM LONGO PRAZO PARA O PROCESSO DE MANUTENÇÃO

Maycon dos Santos¹

Vilson Luiz Coelho²

Resumo: Este artigo tem como objetivo principal analisar os benefícios da medição de fluxo magnético do rotor de um gerador a longo prazo. As informações coletadas podem ser interpretadas e permitem a verificação da condição atual das barras rotóricas. Tendo em vista que geradores são equipamentos de grande porte e são, conseqüentemente, caros, tal medição permite acompanhar preditivamente o comportamento da máquina e, com isso, implementar o processo de manutenção para evitar manutenções corretivas de alto custo. Como a ocorrência de curtos rotóricos de baixa dimensões pode ser considerado normal em um gerador como este, e sendo a evolução para níveis críticos de difícil identificação, a medição do fluxo do rotor torna-se uma ferramenta útil. Com as coletas efetuadas e com interface amigável entre sensor e dados, conclui-se que esta implementação ajuda muito na manutenção a longo prazo deste tipo de equipamento, sendo satisfatória tanto economicamente como sistematicamente.

Palavras-chave: Fluxo magnético. Geradores. Manutenção. Rotor. Sensor.

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro está em grande expansão e vem exigindo cada vez mais demanda de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), portanto a disponibilidade de geração de empresas geradoras conectadas a este, torna-se aspecto importante a ser considerado. Dessa forma, as manutenções de curto prazo que visam à resolução de problemas que podem adquirir grandes proporções passam a ser ferramentas de grande importância. Tendo isso em vista, percebe-se que esse tipo de manutenção garante a disponibilidade de geração por maior tempo, principalmente em geradores que, além de levarem muito tempo para serem consertados quando da ocorrência de uma grande falha, geram custos elevados.

Com o objetivo de evitar grandes danos ao rotor do gerador e a seus adjacentes, a medição de fluxo magnético do rotor- enquanto o mesmo está em

¹ Graduado em Engenharia Elétrica da Faculdade SATC. E-mail: mdsamaycon@hotmail.com

² Professor de Engenharia Elétrica da Faculdade SATC. E-mail: vilson.coelho@vlc.eng.br



operação - permite a análise de seu comportamento e a identificação de possíveis curtos nas barras rotóricas, através da comparação de picos de fluxo nos pólos. Assim, é possível tomar providências para uma parada de máquina a curto prazo, solucionar o problema enquanto sua amplitude ainda é pequena e, dessa maneira, garantir a disponibilidade de geração por um período maior.

Os curtos nas barras rotóricas do gerador são dificilmente identificados durante a sua operação sem que esse possua um equipamento para o monitoramento de fluxo citado, e quando identificados já estão em estágio avançado. Daí a importância do monitoramento de fluxo. Outro aspecto a ser levado em consideração é o preço do conserto, que aumenta acentuadamente quanto maior a gravidade do problema. Além disso, a confiabilidade de identificação de curtos com a máquina operando a plena carga, com temperatura e dilatação de operação, é muito maior do que a medição pelos métodos tradicionais com a mesma parada e fria.

A máquina operando sem um tipo de medição de fluxo magnético específico fica sujeita a ter um agravamento da situação de falha no decorrer do tempo de uso, até porque o defeito, pode ainda ser mascarado quando da realização da medição usual para curtos com a máquina fria. Tendo isso em vista, a probabilidade de ocorrer um sinistro de grandes proporções é alta, podendo comprometer a máquina completamente e, como consequência, gerar custos muito elevados.

O objetivo deste trabalho é verificar e analisar os benefícios da utilização de um medidor de fluxo magnético para a operação e confiabilidade da unidade geradora, além de entender os princípios e conceitos envolvidos na medição e aplicação da tecnologia IRIS de medição. Com os dados obtidos através da medição, consegue-se identificar a condição de operação do gerador, obter gráficos de tendência e possíveis curtos nas barras rotóricas. Assim é possível realizar um estudo dos riscos que se deixa de correr, além de suprimir custos para uma manutenção quando dos danos muito severos, e analisar de forma geral os benefícios obtidos em longo prazo.



1.1 Objetivo geral

Estudar os benefícios da medição do fluxo magnético do rotor de um gerador síncrono utilizando a tecnologia IRIS para a estrutura de manutenção em longo prazo, visando ao processo de otimização.

1.1.1 Objetivos específicos

- Estudar os tipos de medidores de fluxo magnético;
- Conhecer o comportamento do gerador na presença de curto rotórico;
- Mostrar os benefícios da implementação IRIS POWER de medição;
- Analisar economicamente os resultados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para o entendimento do processo de coleta de informações referente ao fluxo magnético do rotor, é preciso entender o funcionamento dos medidores de fluxo magnético. As características, os parâmetros e o contexto em que o equipamento está inserido também são fatores importantes para a análise dos benefícios da nova implementação.

2.1 MEDIÇÃO DE FLUXO MAGNÉTICO

O estudo do comportamento das propriedades magnéticas dos materiais e do campo magnético por si só são datados de muitos anos antes de cristo [1]. Pelo período em que são citados, fica perceptível que mesmo quando não havia tecnologia abrangente, e apenas se estudava a interferência de algumas pedras em materiais com propriedades magnéticas, esse estudo já interessava à humanidade. Hoje em dia, com a grande abrangência do mundo tecnológico e com dispositivos que utilizam cada vez mais as propriedades magnéticas, e até mesmo a própria corrente alternada, percebe-se o quão importante tornou-se esse estudo.



Com um aumento da complexidade entre as inovações, e maiores o nível de interferências eletromagnéticas fica evidente que é fácil comprometer o correto funcionamento de um dispositivo. Quando se trata de equipamentos de grande porte, as propriedades magnéticas precisam ser tratadas com mais cuidado, uma vez que uma falha em um dispositivo de medição pode acarretar custos muito elevados.

2.1.1 Conceitos

Os conceitos associados à medição de fluxo são baseados nas leis de Faraday, Ampère e Lenz. Isso porque, utiliza-se o mesmo princípio de indução do gerador, porém, ao invés de utilizar-se do campo magnético para gerar energia, utiliza-se para induzir tensões e correntes em uma bobina que proporcionará o cálculo da intensidade de fluxo magnético do rotor do gerador.

Além do básico descrito pelas leis citadas, dependendo do tipo de sensor, o princípio de funcionamento baseia-se na associação das propriedades já vistas com algumas outras mais específicas. Uma dessas propriedades é à força de Lorentz ou lei de Lorentz, que descreve a influência de campos magnéticos em cargas em movimento e que pode ser definida a partir da Eq. (1) [2]:

$$F = q(v \times \beta + E) \quad (1)$$

Onde:

F: Força que uma carga sofre ao entrar em uma zona onde exista β e **E**;

q: Carga ou conjunto de cargas em movimento;

β : Indução magnética presente na superfície de penetração;

E: Campo elétrico presente na zona de penetração; e

v: Velocidade da carga ou conjunto de cargas.

Este conceito então define que uma carga em movimento sofre atuação de uma força que tenderá a desviá-la da rota normal sempre que atravessar uma região onde já exista campo elétrico e uma indução magnética.

Outro conhecimento importante é o da dificuldade imposta por alguns materiais à passagem de linhas de campo magnético, denominada permeabilidade



magnética. Tendo em vista que a maioria dos dispositivos que utilizam bobinas possui um núcleo para atrair a passagem do campo magnético, e assim possibilitar seu funcionamento correto, essa teoria vem a ter grande influência no princípio de funcionamento dos equipamentos.

A permeabilidade define quanto de fluxo poderá passar por uma seção qualquer de um meio [2], e é definida por:

$$\mu = \frac{\beta}{H} \quad (2)$$

Onde:

μ : Permeabilidade magnética;

β : Indução magnética; e

H: Campo magnético.

Conclui-se que μ pode ser definido como a propriedade de um campo magnético que cria indução magnética em um meio.

Dentre os conceitos a serem abordados neste trabalho, o efeito Josephson possui relevância para alguns medidores de fluxo e precisa ser entendido. Esse efeito é verificado quando da junção de dois materiais supercondutores separados por um filme muito fino de isolante, permitindo que os elétrons atravessem a barreira (Tunelamento). Josephson descreveu uma equação que previa o tunelamento de pares de Cooper, onde se obtinha uma corrente na junção mesmo sem a presença de uma tensão [3]. Posteriormente, Anderson e Rowell fizeram um experimento com o efeito DC de Josephson que mostrou que, na presença de um campo magnético B, a corrente na junção sofre interferência segundo uma equação e que uma tensão começa a aparecer se essa corrente ultrapassa um valor crítico [4].

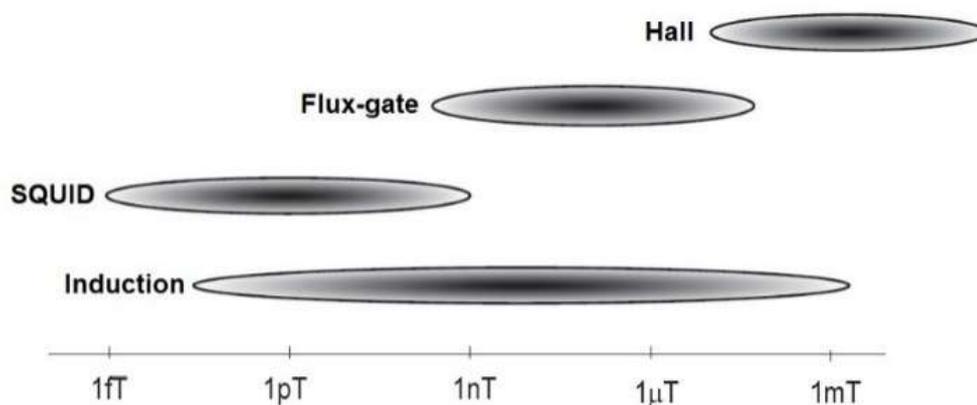
2.1.2 Tipos de medições de fluxo magnético

O fato de se denominar sensor magnético não necessariamente significa que o sensor será usado para medição de fluxo magnético. Isso é mostrado na indústria quando se analisam as diferentes aplicações dos sensores, que vão desde

funções como sensoriamento de presença até funções mais distintas e que precisem de maior precisão. Duas propriedades importantes do campo magnético que auxiliam e possibilitam a medição são densidade de fluxo magnético (β) e a polaridade do campo. Assim, a grande vantagem desses sensores e a justificativa por estarem se tornando cada vez mais populares é o fato de não possuírem fios (medição por campo magnético), podem ser selados (imune a poeira, vibração e água) e apresentarem baixa necessidade de manutenção [4].

De modo geral, quando se analisa a área de domínio dos principais sensores nos últimos anos, percebe-se que os tipos de aplicações evoluem de forma estável, ou seja, as aplicações não abrangem diversas áreas e sim áreas específicas [5]. A Fig. 1 exemplifica o que foi exposto:

Figura 1: Área de atuação dos principais sensores de acordo com a intensidade de campo magnético.



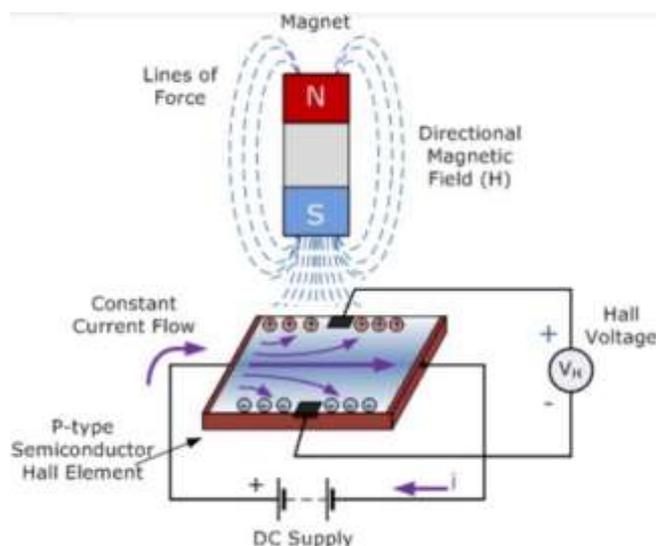
Fonte: [4]

Ao analisar a Fig.1, fica evidente que campos magnéticos muito pequenos dominam a utilização de sensores SQUID, já para campos de intensidade um pouco maior, sensores Flux-gate, para campos magnéticos de grande intensidade são mais utilizados sensores Hall, e os indutivos são os que possuem maior abrangência na aplicação.

2.1.3 Sensor de efeito Hall

O princípio de funcionamento dos sensores de efeito Hall baseia-se na teoria da Lei de Lorentz[6]. Sendo assim, ele mensura a presença de campo magnético de acordo com a influência provocada por campos magnéticos em cargas que estão em movimento. A Fig.2 exemplifica este conceito:

Figura 2: Princípio de Funcionamento dos Sensores de Efeito HALL.



Fonte: [6]

De forma simples, pode ser verificado na Fig. 2 que esse tipo de sensor consiste basicamente em uma placa de material semicondutor, em que constantemente uma corrente contínua circula. Na presença de campo magnético, os elétrons e lacunas se deslocam (pela força de Lorentz) para a extremidade da placa. Na extremidade para onde ocorre o deslocamento, existe um voltímetro que mensura a tensão que será provocada pelo acúmulo de cargas, denominada tensão Hall.

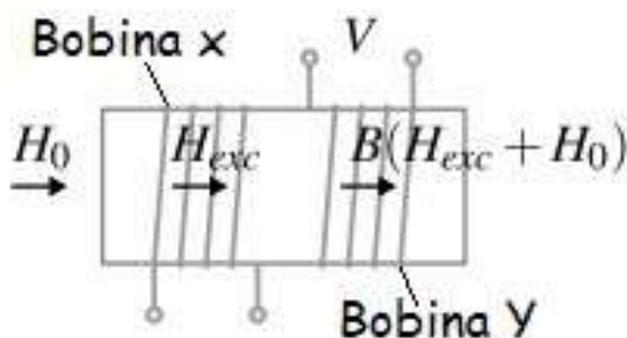
É necessário considerar que para esse tipo de sensor funcionar corretamente é preciso que o ângulo de incidência do fluxo magnético seja de 90° em relação à corrente circulante e que a polaridade do campo seja Sul [4]. Além disso, outras desvantagens precisam ser levadas em consideração, como por exemplo, o efeito de temperatura no elemento do sensor, o *offset* fixo mesmo sem a presença de

campo magnético e a impossibilidade de medição a uma distância maior que 10 cm do fluxo de corrente [7].

2.1.4 Sensor Fluxe-Gate

A metodologia de funcionamento desse tipo de sensor está no fato de a permeabilidade magnética de alguns materiais serem muito maior que a do ar. Isso faz com que as linhas de campo magnético tendem a passar pelo material com maior permeabilidade, concentrando-as no material até o momento em que atingir a saturação. Quando aplicada uma tensão alternada em uma bobina com um núcleo, a variação do campo magnético formará uma senoide, ou seja, atingirá um valor máximo e depois começará a diminuir até atingir o valor mínimo, que em módulo tem o mesmo valor que o máximo, porém, com sinal contrário (negativo). A Fig.3 demonstra o princípio de funcionamento básico de um sensor Fluxgate:

Figura 3: Princípio de Funcionamento dos Sensores de Fluxgate.



Fonte: Adaptado de [8]

Da Fig.3, percebe-se que um núcleo possui duas bobinas, uma bobina de excitação (X) e outra sensorial (Y). Assim, quando aplicada uma tensão alternada no enrolamento X, um campo magnético (H_{exc}) é criado e passará através do núcleo, criando uma indução magnética β . Com isso, a bobina Y sofrerá uma indução, já que a tensão aplicada em X é alternada e o campo variável proporcionará esse efeito, como determina a lei de Faraday.

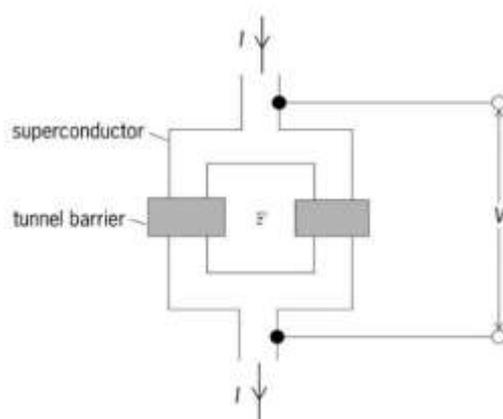
Quando o dispositivo está inserido em uma região que já possui campo magnético, nesse caso representado por H_0 , a indução resultante será β^* ($H_{exc} + H_0$) [8]. Dessa forma, aparecerá uma diferença de potencial nos terminais da bobina Y , denominada V . Quando V é calculado, consegue-se mensurar a influência de H_0 .

Um fator importante de ser levado em consideração é a frequência de trabalho desse tipo de sensor. Para dispositivos comuns essa faixa de operação varia entre 1 a 10 kHz [P], o que pode ser fator limitante para algumas aplicações.

2.1.5 Sensor Squid

A sigla SQUID significa Superconducting Quantum Interference Device e o princípio de funcionamento deste baseia-se no efeito Josephson já explicado. O modelo que mostra o princípio de funcionamento pode ser visto na Fig.4:

Figura 4: Princípio de Funcionamento dos Sensores SQUID.



Fonte: [6]

Como pode ser visto na Fig.4, dois supercondutores são interligados por duas junções Josephson em paralelo. A corrente mostrada é criada sem a aplicação de tensão alguma, efeito conseguido através do tunelamento de pares de Cooper. Após a corrente atingir um valor crítico, uma tensão começa a aparecer nos terminais denominados V . Com a presença de um campo magnético externo, a interação dos campos muda o fluxo total, analogamente à interferência de duas ondas eletromagnética [6]. Com isso, é realizada a medição de campo magnético.

Sensores SQUID são muito usados na metrologia e para ressonância magnética nuclear [9], características essas que deixam evidente a sensibilidade deste sensor o que justifica também o uso voltado para a nanotecnologia.

2.1.6 Sensores Indutivos

O sensor indutivo como o próprio nome leva a pensar, é baseado na lei de Faraday. Em outras palavras, funciona como um transdutor que pega uma intensidade de campo magnético variante e transforma em tensão e correntes induzidas, como descreve a lei de Faraday. Dessa forma, apresentam grande versatilidade, podendo ser construído de várias maneiras, sendo que o núcleo pode ser feito com ar ou material ferromagnético, dependendo do contexto em que será inserido e do tipo de medição [10]. A Fig. 5 mostra um sensor indutivo simples:

Figura 5: Representação Sensor Indutivo.



Fonte: [10]

Como pode ser observado na figura, as características da medição variam de acordo com a permeabilidade magnética do núcleo, com o número de espiras e com o diâmetro do fio da espira. Como já foi dito, o princípio de funcionamento baseia-se na lei de Faraday, regida pela Eq. (3):

$$V = -\frac{\partial\phi}{\partial t} \quad (3)$$



A Eq. (3) pode ser transformada para trabalhar com os parâmetros que definiram as características do sensor, transformando-se em[4]:

$$V = \mu_0 * \mu_r * n * A * \frac{dH}{dt} \quad (4)$$

Onde:

V: Trabalho realizado por unidade de carga (Tensão);

μ_0 : Permeabilidade Magnética do Vácuo;

μ_r : Permeabilidade relativa do material do núcleo (se houver);

n: Número de voltas presente na bobina;

A: Área da superfície externa do fio; e,

dH/dt: Variação de campo magnético no tempo;

Dessa maneira, quando a bobina é inserida em uma região com campo magnético variante, será induzida uma tensão V nos terminais desta, sendo que este valor dependerá das propriedades do sensor e da intensidade de campo magnético, possibilitando assim mensurar o campo magnético.

2.2 GERADOR DA UNIDADE TERMELÉTRICA JORGE LACERDA B UNIDADE #5.

O gerador da Unidade Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB) Unidade #5 é um gerador síncrono construído no ano de 1976 e que possui as seguintes características disponibilizadas pelo fabricante:

Tabela 1: Características Gerador #5 UTLB.

| Características | Dados/Valores |
|-----------------------------|-------------------|
| Fabricante | SKODA |
| Potência aparente nominal | 156.250 kVA |
| Potência ativa nominal | 125.000 KW |
| Fator de potência nominal | 0,8 |
| Tensão nominal do estator | 13.800 V \pm 5% |
| Corrente nominal do estator | 6.540 A |
| Frequência | 60 Hz |
| Rotação | 3.600 rpm |

| | |
|----------------------------|--------------------|
| Tensão de excitação | 30 - 113 - 375 V |
| Corrente de excitação | 130 - 517 - 1400 A |
| Número de escovas por anel | 14 |
| Reatância nominal | 1,22 Ohm = X_n |

Fonte: Adaptado de [11]

Analisando os dados da Tab. 1, é possível verificar algumas características da máquina em questão e, com isso, obter uma noção do porte dela e do sistema em que está inserida.

Um aspecto importante de se analisar e que tem relevância para este trabalho, está relacionado às características construtivas do gerador. Isso porque o medidor de fluxo magnético implementado acaba realizando medições que levam em consideração essas características. A Fig. 6 mostra a montagem do rotor da unidade #5 após uma manutenção.

Figura 6: Características dos polos do rotor do gerador.



Fonte: Do autor (2017)

Esse rotor possui dois polos, e como pode ser visto na Fig. 6, cada um com 14 bobinas, estas com 15 espiras cada. Cada bobina possui dimensões diferentes, e a soma da contribuição de cada uma representa o campo total por polo desse rotor. Essas características são importantes porque o sensor consegue medir o campo de cada bobina independente, e com isso realizar o diagnóstico baseado em cada bobina de forma individual.



2.2.1 proteções do Gerador UTLB #5

As proteções elétricas do gerador são ativadas e monitoradas por relés que, de modo geral, se resumem a dois¹: relé 86/1 e relé 86/2. O relé 86/2 monitora basicamente aspectos fora dos limites da unidade e relacionados ao gerador indiretamente. Sua atuação faz com que o disjuntor que conecta o gerador com o SIN seja aberto (também chamado de disjuntor de máquina), além de atuar no sistema de controle da máquina motriz para impedir a sobrevelocidade do eixo do rotor [11].

O relé 86/1 é um relé mais complexo que agrega mais proteções e que causa o bloqueio da unidade, ou seja, retira não só o gerador fora de operação (abertura do disjuntor de máquina), mas também a máquina motriz de operação¹.

Além dessas proteções que retiram a máquina de operação, ainda há as proteções que atuam apenas em alarmes, e a que tem maior relevância para este trabalho é a proteção atuada através do relé 64R³.

Esse relé é chamado de relé contrafugas à terra nas barras rotóricas e como o circuito de campo não é aterrado, um primeiro curto para a terra não provocará grandes danos, o que justifica essa proteção ser apenas um alarme [11]. Porém, com isso também aumenta a probabilidade de ocorrer uma outra fuga à terra, já que a primeira pode aumentar os esforços à terra em outros pontos. Quando acontecer a falha por uma segunda vez, isso causará desequilíbrios magnéticos no rotor, sendo bastante prejudicial à máquina. Vale ressaltar que esta proteção não pega curtos entre barras, embora dependendo do tamanho do curto e da influência da falha, pode haver rompimento da isolação do alternador para a terra.

2.3 MANUTENÇÕES EM GERADORES

A estrutura de manutenção bem definida e planejada é uma ferramenta de extrema importância para o desempenho da planta em que está inserida e cujo objetivo é evitar custos elevados desnecessário por períodos prolongados [12]. Três dos tipos

³ Dados retirados de documentação interna da empresa referente ao equipamento IT-OP-UTLB-01-02-200.



de manutenção são: manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção preditiva [13].

A manutenção corretiva sempre é feita depois que a falha ocorreu [14]. Assim é possível perceber que esse tipo de conserto não é o ideal para o equipamento na maioria das vezes, tendo em vista que pode acarretar custos elevados dependendo da falha, principalmente quando se trata de equipamentos de grande porte.

A manutenção preventiva refere-se à intervenção no equipamento que é feita de forma periódica visando à redução ou à prevenção da falha, ou ainda à prevenção da diminuição do desempenho [13]. Trata-se de uma manutenção periódica mesmo que o equipamento não apresente problemas aparentes inicialmente. Então, é preciso levar em consideração dados históricos da operação do equipamento, ou processar dados disponibilizados pelo fabricante ou até mesmo comparar com outras plantas em que o processo seja parecido, para então estipular o período necessário para tal manutenção.

A manutenção preditiva pode ser definida como a que acompanha a degradação do equipamento, ou seja, é baseada no princípio de monitoramento da máquina e possíveis diagnósticos de tendência à falha, ou a redução de desempenho. Esse tipo de manutenção é uma ferramenta bastante atrativa para máquinas de grande porte, tendo em vista que se associada à preventiva, consegue-se criar uma estrutura de manutenção que traga excelentes resultados. Com isso, prolonga-se a operacionalidade da máquina, reduzindo custos desnecessários e, com certeza, reduzindo a frequência de manutenções Corretivas[12].

De forma geral, apesar de cara, é o tipo de modalidade que mais evita falhas catastróficas e inesperadas, além de apresentar os melhores resultados [13]. Como geradores de grande porte são caros e difíceis para realização do conserto, deve-se tomar bastante cuidado para mantê-lo operando sempre nas melhores condições [11]. Esse é o motivo pelo qual existem tantas proteções ligadas ao alternador, porém, quase nenhuma delas apresenta característica preditiva.

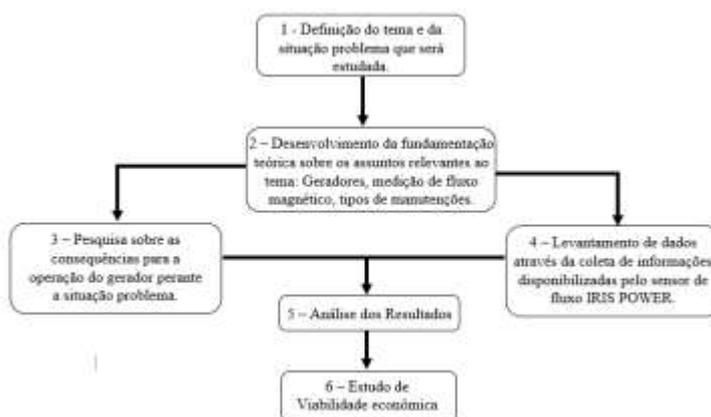
A manutenção de geradores é basicamente preventiva, ou seja, periodicamente faz-se uma revisão da máquina não necessariamente só para conserto, mas também para inspeção do estado dos internos do equipamento. O problema maior da manutenção neste tipo de equipamento está no fato de que como

estes tem como base manutenções preventivas, é exigido que a máquina esteja em condições “frias”. Isso pode mascarar parâmetros e indícios de falha, ou até mesmo testes, já que o equipamento sofre dilatações e deslocamentos quando operando quente e girando. Sendo assim, a melhor condição seria realizar manutenções preditivas enquanto a máquina está em regime de operação nominal, possibilidade essa rara de se fazer na maioria das partes integrantes de geradores.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada para análise da medição de fluxo magnético do rotor de um gerador síncrono, utilizando os dados coletados do sensor IRIS POWER instalado na unidade 5 da UTLB, e também para análise de outros geradores em que o mesmo problema foi identificado. O procedimento como um todo, contribui para identificação antecipada de possíveis curtos no rotor do gerador, evitando assim o agravamento do problema. O fluxograma da organização do trabalho pode ser visto na Fig.7:

Figura 7: Fluxograma – Organização do Trabalho.



Fonte: Do autor (2017)

1. Definiu-se como situação problema, a operação do gerador na presença de curto rotórico, e como tema geral a análise dos benefícios da implantação de um sensor de fluxo magnético para identificação da situação problema.



2. Desenvolveu-se uma pesquisa que visou à construção da fundamentação teórica do trabalho, e que abordou os tipos de medição de fluxo magnético, os aspectos construtivos e operacionais do gerador em questão, e os tipos de manutenção que compõem um sistema de manutenção.
3. Buscou-se identificar qual o comportamento do gerador na presença de curto rotórico, quais parâmetros são alterados quanto à operacionalidade do gerador e quais as consequências caso o curto rotórico alcance grandes proporções.
4. Realizou-se um levantamento das condições atuais de operação do gerador e quais conclusões são possíveis de serem obtidas através da análise dos dados fornecidos pelo sensor de fluxo em questão.
5. Analisou-se, efetivamente, os benefícios obtidos com a implementação citada e da melhora na confiabilidade de operação e manutenção do equipamento, além de ter sido efetuado também, uma análise do quão difícil é a identificação do problema sem a medição implementada.
6. Estudou-se economicamente a implementação e os riscos de se operar o equipamento sem a informação disponibilizada pelo sensor.

3.1 TECNOLOGIA IRIS POWER DE MEDIÇÃO DE FLUXO MAGNÉTICO

A tecnologia IRIS POWER trata-se de um sensor indutivo com entreferro de ar, colocado no estator do gerador que tem como objetivo o monitoramento do fluxo magnético criado pelo rotor do gerador durante a operação normal. Esse sensor tem a característica de conseguir medir tanto o fluxo magnético principal como o fluxo magnético criado pelo curto entre barras. A Fig. 8 mostra o sensor colocado no gerador da unidade 5 da UTLB:

Figura 8: Conjunto Sensor IRIS POWER colocado no rotor da unidade 5 da UTLB.



Fonte: Do autor (2017)

As informações coletadas pelo sensor são enviadas para a caixa de coleta mostrada na Fig. 8 (direita), sendo que periodicamente deve-se coletar as informações através da conexão com um notebook, e então interpretar as os dados obtidos. A interface do programa será abordada nos tópicos seguintes.

3.2 COMPORTAMENTO DO GERADOR NA PRESENÇA DE CURTO ROTÓRICO

O curto circuito nas barras do rotor significa um caminho de menor resistência para a circulação de corrente elétrica. Isso reflete na geração de fluxo magnético e também na tensão induzida, uma vez que a corrente não circulará ao longo de todo o corpo da bobina. De posse dessas informações, conclui-se que o regulador de tensão tenderá a compensar essa diminuição da tensão gerada e aumentará a corrente de excitação da máquina [15].

A partir dessa consideração, é interessante analisar alguns aspectos que poderão ocorrerem diferentes condições e intensidades, dependendo da gravidade do curto circuito, mas que no geral refletirão nos mesmos parâmetros. Um desses aspectos é o do porte da máquina que, nesse caso, pode ser considerada como grande porte, o que significa correntes de campo altas e grandes extensões de barras rotóricas. Por mais que sejam condutoras, as barras sofrem o efeito Joule, que também pode ser denominado como perda no cobre, representado pela Eq. (5) [16]:



$$P = R \times I^2 \quad (5)$$

A Eq. (5) representa as perdas nas barras e com ela é fácil visualizar o acontecimento de dois fatores na presença de curto. Um é o desequilíbrio magnético, já mencionado, causado pela diminuição da intensidade de corrente ao longo da espira. O outro é a menor dissipação de energia ao longo do resto da espira devido à redução da intensidade da corrente quadrática[17]. Esse fator resulta em diferenças de temperatura entre a parte em curto (maior temperatura) e o resto da espira (menor temperatura).

Essas características que foram abordadas contribuem, durante a operação da máquina, para o aparecimento condições como vibrações, deslocamento da bobina e rompimento do isolamento das espiras [18]. As vibrações aparecem devido a diferença de temperatura e conseqüentemente aos esforços térmicos. O deslocamento da bobina acontece devido principalmente ao desequilíbrio magnético exercido quando do aparecimento de um curto rotórico. O rompimento do isolamento pode acontecer devido à tentativa do regulador de tensão de manter a mesma tensão na saída do gerador, e fazendo com que o valor da corrente de excitação exceda a nominal. Essas conseqüências são intensificadas com o ciclo operacional da máquina, onde o processo de partida e parada submete o equipamento a dilatações consideráveis.

A Fig.9 mostra o efeito da distorção térmica provocada no rotor devido ao diferencial de temperatura causado pelo curto no rotor, e que também tem influência no eixo como um todo.

Figura 9: Demonstração de distorções no rotor.



Fonte: Empresa [A]⁴

Outro fator que pode ser considerado a partir da Fig.9 é o alongamento da espira em relação ao resto das espiras e ao corpo do rotor de forma geral. Esse alongamento pode ser severo e alcançar níveis extremos, como é exemplificado na Fig.10:

Figura 10: Alongamento de uma espira do rotor.



Fonte: Empresa [A]

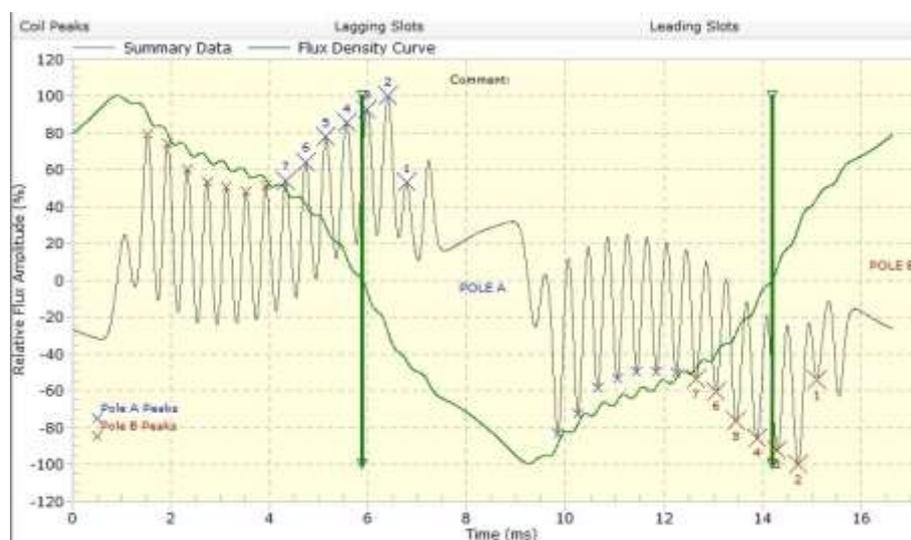
Como pode ser visualizado na Fig.15, o alongamento da espira não só provoca o contato entre espiras de diferentes bobinas, mas também pode chegar ao ponto de rompê-las e, conseqüentemente, a vida útil e a operacionalidade do equipamento ficam bastante comprometidos [18].

⁴ A imagem foi retirada de uma apresentação em PowerPoint feita na empresa Engie Energia, por uma terceirizada, e por sigilo comercial seu nome não será divulgado nesta pesquisa.

3.3 COLETA REALIZADA NA MÁQUINA 5 DA UTLB.

A seguir, serão apresentados alguns dados coletados relativos à máquina 5 da UTLB, e também um apanhado geral de informações de fluxo dos últimos seis meses. Fez-se uma coleta realizada no dia 22/10/2017 e que mostra a distribuição da densidade de fluxo magnético do rotor ao longo do tempo.

Figura 11: Coleta da densidade de fluxo magnético da máquina 5 da UTLB.



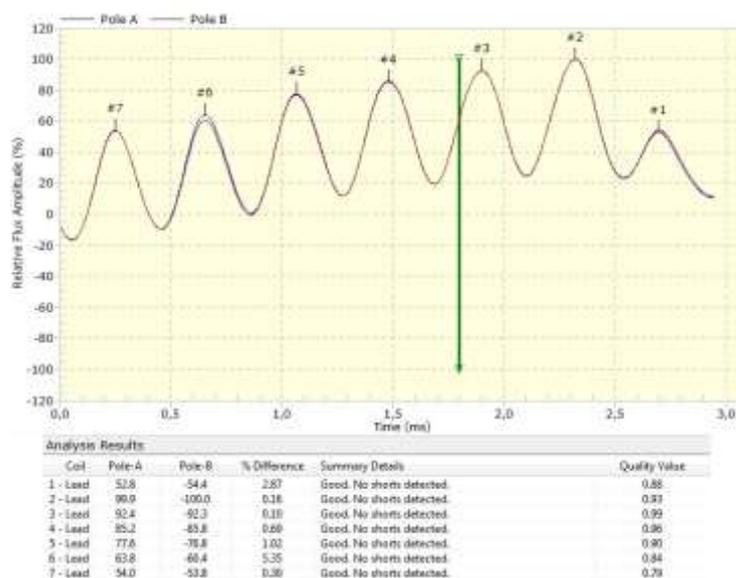
Fonte: Do autor (2017)

Como especificado, a máquina 5 da UTLB possui 7 bobinas por polo, sendo cada bobina com 15 espiras. Da Fig. 11, percebe-se que são mostrados no gráfico as intensidades do fluxo magnético do polo B e, em seguida, do polo A, sendo este indicado pelos números referentes a cada bobina (7 a 1). Como o rotor está em movimento de rotação, o ciclo termina com as informações de intensidades de fluxo do polo B (parte direita da Fig. 11), enfatizando as intensidades de fluxo por bobina deste mesmo polo (7 a 1).

Além disso, o gráfico da Fig. 16 mostra a posição do FDZC (*Flux Density Zero Crossing* - linha vertical verde), fator importante que determina a sensibilidade de medição e confiabilidade da medição, e que será explicado nos tópicos seguintes. A metodologia para melhor identificação de curto rotórico, trabalha com a sobreposição das intensidades de fluxos dos polos. De acordo com a divergência entre os valores,

identifica-se mais facilmente o curto, tendo em vista que as intensidades de fluxo de polos opostos deve ser a mesma. A Fig. 12 mostra o resultado do processamento feito pelo programa do sensor.

Figura 12: Fluxos dos polos A e B sobrepostos.



Fonte: Do autor (2017)

Como pode ser visto na Fig.17, as curvas das intensidades de fluxo dos polos e a posição do FDZC são mostrados, sendo também possível verificar que não existem grandes diferenças entre os valores de cada polo para as bobinas correspondentes, o que é um indício de que não há curtos rotóricos significativos nesta máquina.

Na parte de baixo da Fig. 12, é informada a intensidade de fluxo relativa em porcentagem de cada bobina dos polos, além da diferença entre os dois valores, também em porcentagem. Por último, a Fig. 12 mostra a sensibilidade da medição, indicada pela coluna “QualityValue” e que tem relação direta com a posição do FDZC.

Por fim, a Fig. 13 mostra um apanhado geral de informações referente ao fluxo magnético do rotor da máquina 5 dos últimos seis meses.

Figura 13: Fluxos dos polos A e B sobrepostos.



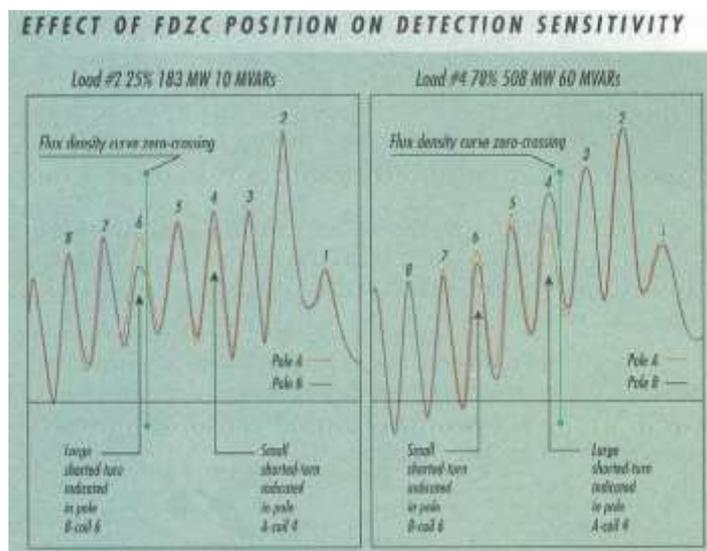
Fonte: Do autor (2017)

Da Fig.13, identificam-se as informações de cada bobina do rotor do gerador, identificadas pelos respectivos números (7 a 1), sendo que em cada bobina apresentam-se os valores médios das medições (barra azul), o range de abrangência das últimas medições (coluna vermelha) e o valor da intensidade da bobina correspondente à última medição de fluxo realizada (barra verde). Na parte de baixo, são mostrados os valores respectivos das informações e, na parte de cima, são indicados os valores limites para definição de curto rotórico.

3.4 ANÁLISE DOS DADOS COLETADOS DO GERADOR

A partir da interface disponibilizada pelos auxiliares do sensor, realiza-se a tratativa dos dados em gráficos de tendências. Para isso, utilizam-se as informações da Fig. 11, e separam-se os dados individuais de cada polo, sobrepondo-os, obtendo-se então a Fig. 12 e 14:

Figura 14: Fluxo magnético dos polos sobrepostos.



Fonte: [19]

A sobreposição de polos permite identificar um curto circuito através da comparação entre as intensidades de fluxo de polos diferentes. Como as espiras de cada polo possuem semelhança e devem produzir a mesma intensidade de fluxo, quando existe um curto, a tendência é a intensidade de uma espira de um polo divergir da mesma espira do outro polo [19].

Dessa maneira, identifica-se a presença de curto rotórico, sendo possível visualizar tal conceito na Fig. 14 que, para esse caso, apresenta curto considerável na bobina 6 do polo B e na bobina 4 do polo A. Além disso, analisando dados do fabricante, consegue-se estimar a intensidade do fluxo magnético para uma bobina de uma máquina específica, e comparar o valor teórico suposto com o medido.

Um fator importante a ser levado em consideração está relacionado à sensibilidade da medição. A máxima sensibilidade é obtida com o fator FDZC (Field Density Zero Crossing) que é a passagem por zero da densidade de fluxo e que tem ligação direta com a carga [17].

Como pode ser visualizado na Fig. 14, na parte esquerda, para as dadas características de carga (183 MW e 10MVAR), fica evidente a divergência entre os picos de fluxo na espira 6, porém é pouco visível a divergência na espira 4 que também está em curto. Isso acontece com o FDZC próximo da espira 6 (representado pela linha verde), sendo que do lado direito (508MW e 60MVAR), o FDZC está deslocado para



próximo da espira quatro, diminuindo a divergência de intensidade de fluxo da espira e 6 e aumentando o da espira 4.

Comprava-se assim que a confiabilidade e a sensibilidade da medição sofrem bastante influência em relação ao FDZC, fator este analisado pelo sistema em questão, e que enfatiza a importância da análise a longo prazo. Isso porque durante a vida útil da máquina, ela sofre grandes variações de carga, seja para controle sistêmico, seja através de partidas e paradas, o que varia a posição do FDZC, e o que garante maior abrangência de monitoramento.

3.5 ANÁLISE ECONÔMICA DO PROJETO

Para realização da análise econômica do projeto, alguns aspectos importantes devem ser levados em consideração. O primeiro está relacionado ao fato de que uma máquina do porte de um gerador (nesse caso de 156MVA) não só possui manutenção custosa na ocorrência de um sinistro, como também existe uma despesa por deixar de gerar.

No caso do gerador da UTLB, tem-se como geração nominal 125MW, sendo que a contabilização do preço dessa energia é feita da seguinte forma: 80MW são vendidos pela empresa em leilões de energia, por tempo determinado e preço fixo. O restante fica a critério do mercado SPOT, que é o preço da energia definido semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e que leva em consideração os níveis de reservatórios de usinas hidrelétricas, aspectos climáticos e hidrológicos. Percebe-se que é um processo complexo e de difícil previsão.

O Custo Marginal de Operação (CMO) da UTLB é 193R\$/MWh, o que significa dizer que usina gasta 193 reais para gerar 1MWh, e portanto, os lucros são obtidos com a venda de energia acima desse valor. Conclui-se que os 124MWh restante disponíveis, são contabilizados à preço de mercado SPOT, ou seja, são vendidos a Preço Líquido das Diferenças (PLD), e que só será benéfico para a usina gerar esses 125 MWh extras se o PLD estiver maior que R\$ 193,00.

Um segundo aspecto importante a ser levado em consideração é o fato de que a usina foi construída em uma época quando o objetivo maior era queimar carvão



residual do lavador de carvão de Capivari de Baixo. Dessa forma, foram feitos contratos para queima de carvão durante um ano de maneira a consumir o carvão vindo das carboníferas de Criciúma. Como a geração da UTLB é regida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), a distribuição de geração funciona seguindo os aspectos, como segue:

- O ONS é quem pode exigir mais ou menos geração, independente do preço do PLD, se for por motivos de manter a segurança do sistema elétrico brasileiro.
- Quando o PLD está acima do preço mínimo de geração (nesse caso R\$193,00), é direito da usina gerar carga máxima, pois o PLD nesse preço reflete que todas as usinas mais baratas e com menos impacto ambiental (hidroelétricas, por exemplo) já foram despachadas.
- Os 80 MW vendidos a preço fixo e tempo determinado em leilões de energia, se por motivo de sinistro ou qualquer outro tipo de intervenção não puderem ser gerados pela usina, devem ser compensados com a geração em outro lugar, ou pela compra dessa energia que deixou de ser gerada, porém, a contabilização será feita a preço de PLD, não importando o valor estipulado na venda.
- Mesmo que o NOS não precise de carga, mas estando a queima de carvão do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda abaixo do previsto contratualmente para o ano em questão, a usina pode continuar gerando, denominado dessa forma geração por inflexibilidade.

Os dados relativos ao investimento são mostrados na Tab. 2:



Tabela 2: Dados de Investimento e Reparo.

| | |
|---|------------------------------------|
| Custo Investimento do Sensor | R\$ 100.000,00 |
| Custo Reisolção do Rotor + Balanceamento para Sinistro Avançado (Sem diagnóstico do Sensor) | R\$ 4.000.000,00 |
| Custo de Reparo na Planta (Sinistro em fase inicial identificado pelo sensor) | R\$ 100.000,00 |
| Necessidade de Reparo em 40 Anos de Operação | 1 a cada 20 anos |
| Tempo de Reparo do Sinistro em Fase Avançada | 6 meses |
| Tempo de Reparo do Sinistro em Fase Inicial | 55 dias |
| Carga Contabilizada a Preço de PLD (De 1 a 45 MWh) | 80 / 125 MWh |
| Perda Mensal por Deixar de Gerar (PLD Médio de 250 R\$/MWh) | R\$ 14.500.000 / R\$ 22.500.000 |

Font: Do autor (20178)

A partir dos dados apresentados, faz-se uma projeção do valor total a ser gasto nas duas condições principais, relativas ao sinistro em condição inicial e avançada, e que representa a soma do reparo com o valor perdido por não gerar energia. Com isso, distribui-se esse valor ao longo do período de duração que a máquina opera sem sinistro, nesse caso 20 anos. A Tab.3 representa esses valores:

Tabela 3: Valores dos gastos dos sinistros.

| Contabilização de 80 MWh | | Taxa Ocorrência: 1 vez a cada 20 anos | |
|----------------------------------|------------------------|--|---------------------------|
| Sinistros | Tempo de Reparo | Custos Reparo | Distribuição Anual |
| Inicial | 55 dias | R\$ 28.900.000,00 | R\$ 1.445.000,00 |
| Avançado | 6 meses | R\$ 90.400.000,00 | R\$ 4.520.000,00 |
| Contabilização de 125 MWh | | Taxa Ocorrência: 1 vez a cada 20 anos | |
| Sinistros | Tempo de Reparo | Custos Reparo | Distribuição Anual |
| Inicial | 55 dias | R\$ 45.100.000,00 | R\$ 2.255.000,00 |
| Avançado | 6 meses | R\$ 139.000.000,00 | R\$ 6.950.000,00 |

Fonte: Do autor (2018)

Além disso, é preciso considerar a depreciação do sensor ao longo dos anos, que nesse caso é total, pois se trata de um componente eletrônico cujo valor residual é zero. Com isso, calcula-se conforme a Tab.4, a depreciação acelerada inicial do sensor:

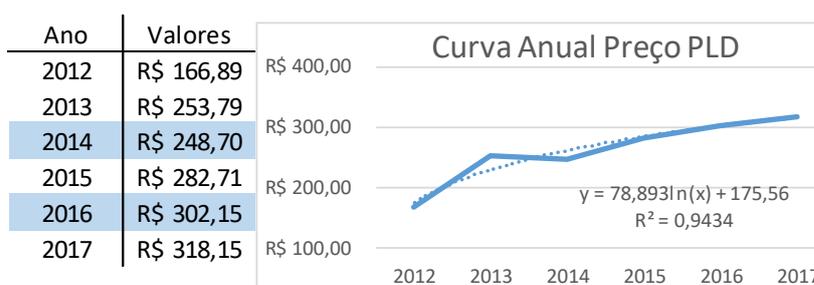
Tabela 4: Depreciação Anual do Sensor.

| Custo Anual Depreciação | | | |
|-------------------------|--------------|--------|--------------|
| Ano(s) | Valores | Ano(s) | Valores |
| 1 | R\$ 9.523,81 | 11 | R\$ 4.761,90 |
| 2 | R\$ 9.047,62 | 12 | R\$ 4.285,71 |
| 3 | R\$ 8.571,43 | 13 | R\$ 3.809,52 |
| 4 | R\$ 8.095,24 | 14 | R\$ 3.333,33 |
| 5 | R\$ 7.619,05 | 15 | R\$ 2.857,14 |
| 6 | R\$ 7.142,86 | 16 | R\$ 2.380,95 |
| 7 | R\$ 6.666,67 | 17 | R\$ 1.904,76 |
| 8 | R\$ 6.190,48 | 18 | R\$ 1.428,57 |
| 9 | R\$ 5.714,29 | 19 | R\$ 952,38 |
| 10 | R\$ 5.238,10 | 20 | R\$ 476,19 |

Fonte: Do autor (2018)

Agora é necessário reajustar o valor do custo distribuído anualmente, de acordo com uma taxa teórica de variação do PLD. Porém, tendo em vista a dificuldade de tal previsão, adotou-se a medida de esboçar uma curva de tendência dos últimos 6 anos e com isso, estimula-se uma taxa equivalente para os próximos anos. Para isso, utilizaram-se informações do site da CCEE, conforme visto na Tab.5:

Tabela 5: Curva Anual do Preço do PLD.



Fonte: Adaptado [20]

Conforme pode ser visto na Tab.5, foi preciso ajustar dois dos valores (2014 e 2016) que estavam estatisticamente fora dos níveis de confiança de 95%, apresentando variância elevada e sendo necessário o seu tratamento através de regressão linear. Através da geração da ANOVA, os valores de 2014 e 2016 ajustados ficaram dentro dos parâmetros aceitáveis conforme resulta o coeficiente determinação



$R^2 = 94,34\%$, comprovando assim a confiabilidade estatística empregada. A Análise de Variância (ANOVA) é um método estatístico que define se as diferenças nos valores das amostras são reais ou são devido as variações inerentes ao processo [21].

O coeficiente de determinação (R^2) é um índice de qualidade do ajuste obtido pela curva de tendência[21] e reflete para esse caso, que 94,34% da variável independente x consegue ser explicada pela variável dependente y. Com isso, chegou-se à projeção de taxa do PLD futura e com ela calculou-se o reajuste dos gastos ao longo dos anos, conforme Tab.6:

Tabela 6: Correção do Valor do Sinistro pelo Reajuste do MWh (80MWh).

| Ano | Taxa Suposta | Sinistro Inicial | Sinistro Avançado |
|------|--------------|------------------|-------------------|
| 2018 | 8,13% | R\$ 1.445.000,00 | R\$ 4.520.000,00 |
| 2019 | 7,52% | R\$ 1.562.425,01 | R\$ 4.887.308,68 |
| 2020 | 6,99% | R\$ 1.679.850,02 | R\$ 5.254.617,37 |
| 2021 | 6,53% | R\$ 1.797.275,03 | R\$ 5.621.926,05 |
| 2022 | 6,13% | R\$ 1.914.700,04 | R\$ 5.989.234,73 |
| 2023 | 5,78% | R\$ 2.032.125,05 | R\$ 6.356.543,42 |
| 2024 | 5,46% | R\$ 2.149.550,06 | R\$ 6.723.852,10 |
| 2025 | 5,18% | R\$ 2.266.975,07 | R\$ 7.091.160,79 |
| 2026 | 4,92% | R\$ 2.384.400,08 | R\$ 7.458.469,47 |
| 2027 | 4,69% | R\$ 2.501.825,10 | R\$ 7.825.778,15 |
| 2028 | 4,48% | R\$ 2.619.250,11 | R\$ 8.193.086,84 |
| 2029 | 4,29% | R\$ 2.736.675,12 | R\$ 8.560.395,52 |
| 2030 | 4,11% | R\$ 2.854.100,13 | R\$ 8.927.704,20 |
| 2031 | 3,95% | R\$ 2.971.525,14 | R\$ 9.295.012,89 |
| 2032 | 3,80% | R\$ 3.088.950,15 | R\$ 9.662.321,57 |
| 2033 | 3,66% | R\$ 3.206.375,16 | R\$ 10.029.630,26 |
| 2034 | 3,53% | R\$ 3.323.800,17 | R\$ 10.396.938,94 |
| 2035 | 3,41% | R\$ 3.441.225,18 | R\$ 10.764.247,62 |
| 2036 | 3,30% | R\$ 3.558.650,19 | R\$ 11.131.556,31 |
| 2037 | 3,19% | R\$ 3.676.075,20 | R\$ 11.498.864,99 |

Fonte: Do autor (2018)

Com os valores apresentados na Tab. 5, diminuem-se os valores de depreciação da Tab.4, e obtêm-se a Tab.7:



Tabela 7: Viabilidade dos Sinistros (melhor hipótese).

| Viabilidade Sinistro (TMA 6,5% ao ano) | | |
|--|-------------------|-------------------|
| Ano | Inicial | Avançado |
| 0 | R\$ 100.000,00 | R\$ 100.000,00 |
| 1 | R\$ 1.435.476,19 | R\$ 4.510.476,19 |
| 2 | R\$ 1.553.377,39 | R\$ 4.878.261,06 |
| 3 | R\$ 1.671.278,59 | R\$ 5.246.045,94 |
| 4 | R\$ 1.789.179,79 | R\$ 5.613.830,81 |
| 5 | R\$ 1.907.080,99 | R\$ 5.981.615,69 |
| 6 | R\$ 2.024.982,20 | R\$ 6.349.400,56 |
| 7 | R\$ 2.142.883,40 | R\$ 6.717.185,44 |
| 8 | R\$ 2.260.784,60 | R\$ 7.084.970,31 |
| 9 | R\$ 2.378.685,80 | R\$ 7.452.755,18 |
| 10 | R\$ 2.496.587,00 | R\$ 7.820.540,06 |
| 11 | R\$ 2.614.488,20 | R\$ 8.188.324,93 |
| 12 | R\$ 2.732.389,40 | R\$ 8.556.109,81 |
| 13 | R\$ 2.850.290,60 | R\$ 8.923.894,68 |
| 14 | R\$ 2.968.191,80 | R\$ 9.291.679,56 |
| 15 | R\$ 3.086.093,01 | R\$ 9.659.464,43 |
| 16 | R\$ 3.203.994,21 | R\$ 10.027.249,30 |
| 17 | R\$ 3.321.895,41 | R\$ 10.395.034,18 |
| 18 | R\$ 3.439.796,61 | R\$ 10.762.819,05 |
| 19 | R\$ 3.557.697,81 | R\$ 11.130.603,93 |
| 20 | R\$ 3.675.599,01 | R\$ 11.498.388,80 |
| VPL | R\$ 25.407.497,53 | R\$ 79.828.179,37 |
| TIR | 1443,64% | 4518,62% |

Fonte: Do autor (2018)

Ressaltando que os valores obtidos foram calculados considerando a melhor hipótese (de menor impacto), ou seja, a planta estaria gerando 80MWh que seriam contabilizados a preço de PLD. Além disso, a TMA da empresa cujo o equipamento pertence gira em torno de 20% ao ano, porém a empresa pode pegar empréstimos com taxas mais aceitáveis no mercado. Nesse caso, 6,5% foi a taxa em que a SELIC fornecia no período de abril/junho de 2018.

Os mesmos procedimentos podem ser feitos também para a pior hipótese (mais impactante), quando a planta estaria gerando 125MWh que seriam contabilizados a preço de PLD. Conforme pode ser visto na Tab.8, a correção do MWh ao longo dos anos seria:



Tabela 8: Correção do Valor do Sinistro pelo Reajuste do MWh (125MWh).

| Ano | Taxa Suposta | Sinistro Inicial | Sinistro Avançado |
|------|--------------|------------------|-------------------|
| 2018 | 8,13% | R\$ 2.255.000,00 | R\$ 6.950.000,00 |
| 2019 | 7,52% | R\$ 2.438.248,03 | R\$ 7.514.777,73 |
| 2020 | 6,99% | R\$ 2.621.496,05 | R\$ 8.079.555,47 |
| 2021 | 6,53% | R\$ 2.804.744,08 | R\$ 8.644.333,20 |
| 2022 | 6,13% | R\$ 2.987.992,11 | R\$ 9.209.110,93 |
| 2023 | 5,78% | R\$ 3.171.240,13 | R\$ 9.773.888,66 |
| 2024 | 5,46% | R\$ 3.354.488,16 | R\$ 10.338.666,40 |
| 2025 | 5,18% | R\$ 3.537.736,19 | R\$ 10.903.444,13 |
| 2026 | 4,92% | R\$ 3.720.984,22 | R\$ 11.468.221,86 |
| 2027 | 4,69% | R\$ 3.904.232,24 | R\$ 12.032.999,59 |
| 2028 | 4,48% | R\$ 4.087.480,27 | R\$ 12.597.777,33 |
| 2029 | 4,29% | R\$ 4.270.728,30 | R\$ 13.162.555,06 |
| 2030 | 4,11% | R\$ 4.453.976,32 | R\$ 13.727.332,79 |
| 2031 | 3,95% | R\$ 4.637.224,35 | R\$ 14.292.110,53 |
| 2032 | 3,80% | R\$ 4.820.472,38 | R\$ 14.856.888,26 |
| 2033 | 3,66% | R\$ 5.003.720,40 | R\$ 15.421.665,99 |
| 2034 | 3,53% | R\$ 5.186.968,43 | R\$ 15.986.443,72 |
| 2035 | 3,41% | R\$ 5.370.216,46 | R\$ 16.551.221,46 |
| 2036 | 3,30% | R\$ 5.553.464,49 | R\$ 17.115.999,19 |
| 2037 | 3,19% | R\$ 5.736.712,51 | R\$ 17.680.776,92 |

Fonte: Do autor (2018)

E assim, seguindo a mesma linha de raciocínio que o exemplo menos impactante, ao se reduzir o valor do MWh reajustado à depreciação do sensor, obtêm-se a Tab.9:

Tabela 9: Viabilidade dos Sinistros (pior hipótese).

| Viabilidade Sinistro (TMA 6,5% ao ano) | | |
|--|-------------------|--------------------|
| Ano | Inicial | Avançado |
| 0 | -R\$ 100.000,00 | -R\$ 100.000,00 |
| 1 | R\$ 2.245.476,19 | R\$ 6.940.476,19 |
| 2 | R\$ 2.429.200,41 | R\$ 7.505.730,11 |
| 3 | R\$ 2.612.924,63 | R\$ 8.070.984,04 |
| 4 | R\$ 2.796.648,84 | R\$ 8.636.237,96 |
| 5 | R\$ 2.980.373,06 | R\$ 9.201.491,88 |
| 6 | R\$ 3.164.097,28 | R\$ 9.766.745,81 |
| 7 | R\$ 3.347.821,50 | R\$ 10.331.999,73 |
| 8 | R\$ 3.531.545,71 | R\$ 10.897.253,65 |
| 9 | R\$ 3.715.269,93 | R\$ 11.462.507,58 |
| 10 | R\$ 3.898.994,15 | R\$ 12.027.761,50 |
| 11 | R\$ 4.082.718,36 | R\$ 12.593.015,42 |
| 12 | R\$ 4.266.442,58 | R\$ 13.158.269,35 |
| 13 | R\$ 4.450.166,80 | R\$ 13.723.523,27 |
| 14 | R\$ 4.633.891,02 | R\$ 14.288.777,19 |
| 15 | R\$ 4.817.615,23 | R\$ 14.854.031,12 |
| 16 | R\$ 5.001.339,45 | R\$ 15.419.285,04 |
| 17 | R\$ 5.185.063,67 | R\$ 15.984.538,96 |
| 18 | R\$ 5.368.787,89 | R\$ 16.549.792,89 |
| 19 | R\$ 5.552.512,10 | R\$ 17.115.046,81 |
| 20 | R\$ 5.736.236,32 | R\$ 17.680.300,73 |
| VPL | R\$ 39.742.701,53 | R\$ 122.833.791,35 |
| TIR | 2253,63% | 6948,61% |

Fonte: Do autor (2018)

Como pode ser visto na Tab.9, a contabilização de 125MWh a preço de PLD causa um efeito ainda mais impactante nos valores quando comparado com os valores contabilizados com apenas 80MW a preço de PLD.

4 CONCLUSÃO

O desenvolvimento deste estudo possibilitou uma análise a respeito dos tipos de medidores de fluxo magnético e dos aspectos construtivos de um gerador síncrono. Com isso, verificou-se também a complexidade do processo e a alta rentabilidade da planta, também associada ao alto risco de gastos excessivos devido a sinistros.

Através dos estudos realizados, verificou-se a simplicidade da metodologia do sensor e a alta gama de informações disponibilizadas por ele, possibilitando aumento expressivo na qualidade da manutenção preditiva e, conseqüentemente, na redução do risco econômico devido a falhas rotóricas. Além disso, foi possível analisar



e estudar os indícios de um possível curto rotórico, assim como também analisar as causas e entender o comportamento do gerador nessas condições.

Comprovou-se economicamente a viabilidade do investimento, tendo em vista os valores discrepantes obtidos de TIR e VPL. Isso aconteceu devido às altas perdas obtidas tanto para manutenção corretiva no cenário inicial de sinistro (que será a realidade com a implementação do sensor), como para o cenário avançado do sinistro (realidade sem a implantação do sensor). Ao analisar os valores, chega-se a um gasto de até 3 vezes mais o gasto sem o sensor em questão, o que deixa claro o quão viável é o projeto.

A abrangência de condições do setor elétrico em que a máquina opera teve que ser levado em consideração. Por isso foi preciso simular algumas condições de operação, já que este aspecto varia bastante ao longo do ano, porém, em ambos os casos foram obtidos resultados satisfatórios a favor do projeto. Além disso, leva-se em consideração o baixo custo do investimento, que quando comparado com os valores de manutenção deixa logo na primeira impressão evidente a viabilidade da implementação.

Outro diagnóstico relativo a problemas em geradores está relacionado com descargas parciais, e o dimensionamento de capacitores para correção do problema. Os dois diagnósticos juntos (o desse trabalho e o de descargas parciais), apresentam-se como ferramentas de manutenção muito atrativas e de alta eficiência.

REFERÊNCIAS

- [1] TUMANSKI, Slawomir. **Handbook of magnetic measurements**. New York: CRC Press, 2011.
- [2] BASTOS, João P. Assumpção. **Eletromagnetismo para engenharia**. Florianópolis: Editora UFSC, 2012.
- [3] The Free Dictionary by Farlex. **SQUID**. Disponível em: <<http://encyclopedia2.thefreedictionary.com/squid>>. Acesso em: 30 ago. 2017.



- [4] Electronics-Tutorials. Hall Effect sensor. Disponível em: <<http://www.electronics-tutorials.ws/electromagnetism/hall-effect.html>>. Acesso em 28 ago. 2017.
- [5] TUMANSKI, Slawomir. **Modern magnetic field sensor**. Disponível em: <http://www.tumanski.pl/01_PE_10_13_1-12_tumanski.pdf>. Acesso em: 28 ago. 2017.
- [6] CLARKE, J. et al. **The SQUID Handbook: Vol1 Fundamentals and Technology of SQUIDS and SQUID systems**. Weinheim, WILEY-VCH, 2004.
- [7] AzoSensors. Hall Effect Sensor. Disponível em: <<https://www.azosensors.com/article.aspx?ArticleID=16#6>>. Acesso em: 28 ago. 2017.
- [8] HEIMFARTH, T. **Desenvolvimento de sensores magnéticos tipo fluxgate miniaturado utilizando ligas ferromagnéticas eletrodispostados**. 2014. 185 f. Tese (Doutorado em ciências). Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto, 2014. Disponível em: <<http://bit.ly/2yn0CrU>>. Acesso em: 29 Ago. 2017.
- [9] SANTOS, A. D. et al. **Nanomagnetismo**. São Paulo, USP. Disponível em: <<http://www.cbpf.br/~labmag/nanomag.html>>. Acesso em: 30 ago. 2017.
- [10] TUMANSKI, Slawomir. **Induction coil sensor – A review**. Disponível em: <<http://www.tumanski.x.pl/coil.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2017.
- [11] ENGIE. **Alternador**. Manual de trabalho interno IT-OP-UTLB-01-02-203 revisão 2. Capivari de Baixo, 2017.
- [12] SOUZA, Valdir Cardoso. **Organização e gerência da manutenção**. São Paulo: AllPrint, 2011.
- [13] PINTO, Alan Kardec. **Manutenção: função estratégica**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010.
- [14] XENOS, Harilaus Georgius d'Philippos. **Gerenciando a manutenção produtiva**. Minas Gerais: INDG TecS, 2004.



[15]ENGIE. **Sistema de excitação**. Manual de trabalho interno IT-OP-UTLB-01-02-202 revisão 2. Capivari de Baixo, 2017.

[16]CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Porto Alegre: AMGH, 2013.

[17]Generatortech, Inc. **Generator field winding shorted turn detection technology**. Disponível em: <<http://www.generatortech.com/pdf/Flux%20Probe%20Shorted%20Turn%20Detection%20Theory.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2017.

[18]ALBRIGHT, James D. **Generator field winding shorted turns: observed conditions and causes**. Belém: 2004.

[19]ALBRIGHT, Donald R. **Flux probes provide on-line detection of generator shorted turns**. 1999.

[20]CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preço médio do PLD nos últimos anos**. Disponível em: <<https://goo.gl/oTojRT>>. Acesso em: 19 mar. 2018.

[21]Portal Action, **Coeficiente de Determinação**. Disponível em: <http://www.portalaction.com.br>. Acesso em: 6 jun. 2018.