

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JULIANO DE PELEGRIN

**DESENVOLVIMENTO DE TRANSDUTOR LVDT E MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO PARA
AJUSTE DA POSIÇÃO DE REFLETORES EM RASTREADORES SOLARES**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

PATO BRANCO

2021

JULIANO DE PELEGRIN

**DESENVOLVIMENTO DE TRANSDUTOR LVDT E MÓDULO DE
INSTRUMENTAÇÃO PARA AJUSTE DA POSIÇÃO DE REFLETORES EM
RASTREADORES SOLARES**

**Development of LVDT transducer and instrumentation module for adjusting the
position of reflectors on solar trackers**

Dissertação apresentada como requisito para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)
– Câmpus Pato Branco.
Orientador: Fábio Luiz Bertotti
Coorientador: Jean-Marc Stephane Lafay

PATO BRANCO

2021



Atribuição – Uso Não Comercial (CC BY-NC) - Permite que outros remixem, adaptem e criem obras derivadas sobre a obra licenciada, sendo vedado o uso com fins comerciais. As novas obras devem conter menção ao autor nos créditos e também não podem ser usadas com fins comerciais. Porém as obras derivadas não precisam ser licenciadas sob os mesmos termos desta licença.



JULIANO DE PELEGRIN

**DESENVOLVIMENTO DE TRANSDUTOR LVDT E MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO PARA AJUSTE DA
POSIÇÃO DE REFLETORES EM RASTREADORES SOLARES**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Sistemas E Processamento De Energia.

Data de aprovação: 06 de Maio de 2021

Prof Fabio Luiz Bertotti, Doutorado - Universidade Tecnológica

Federal do Paraná Prof Diogo Ribeiro Vargas, Doutorado -

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Kleiton De Moraes Sousa, Doutorado - Universidade Tecnológica

Federal do Paraná Prof Ricardo Kerschbaumer, Doutorado - Instituto

Federal Catarinense

RESUMO

DE PELEGRIN, Juliano. **DESENVOLVIMENTO DE TRANSDUTOR LVDT E MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO PARA AJUSTE DA POSIÇÃO DE REFLETORES EM RASTREADORES SOLARES**. 110 f.. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, 2021.

Os principais métodos para geração de energia solar, renovável e limpa, são os sistemas fotovoltaicos e os sistemas de energia solar térmica. Os sistemas térmicos apresentam margem para melhorias, principalmente na tecnologia do tipo Refletor Fresnel Linear (LFR) que é uma opção de baixo custo pela simplicidade do sistema. Para o aumento da eficiência desses sistemas, mecanismos para o rastreamento solar são utilizados. Buscando-se controlar a posição do espelho refletor de sistemas de rastreamento solar do tipo Fresnel linear, esse trabalho propõe a instrumentação de um sensor do tipo LVDT (do inglês *Linear Variable Differential Transformer*), para controle da posição angular e correção da posição do espelho refletor, quando esse for submetido a perturbações externas como vento, chuva, granizo ou para corrigir possíveis erros de posição causados por imprecisões na estrutura mecânica do sistema de rastreamento. Um LVDT é um simples e robusto transdutor linear e em sua aplicação pode propiciar a posição de refletores em sistemas seguidores solares. O desenvolvimento de um sensor de deslocamento linear de baixo custo com interfaces de comunicação digital para ser aplicado em seguidores solar foi realizado. Um transdutor LVDT foi construído e o seu módulo de instrumentação foi produzido baseado no circuito integrado PGA970 da Texas Instruments® que é um condicionador de sinal de sensores LVDT com recursos avançados de processamento de sinal. Foi realizada a caracterização do protótipo construído e uma análise da performance foi desenvolvida, efetuando-se um detalhamento do funcionamento e desempenho do sensor de deslocamento linear. Da resposta do LVDT tornou-se possível um procedimento de calibração. Os resultados de medição apresentaram uma incerteza de $\pm 0,0687$ mm para toda a sua faixa de medição e de $\pm 0,0274$ mm na região de maior linearidade. Por fim, para validação dos resultados, foi realizada implementação da instrumentação proposta em um transdutor LVDT já caracterizado com outro módulo de instrumentação obtendo-se uma incerteza 5 vezes menor, evidenciando que a instrumentação proposta apresentou um bom desempenho.

Palavras-chave: Fresnel Linear, PGA970, Transformador Diferencial Linear Variável, Rastreamento solar.

ABSTRACT

DE PELEGRIN, Juliano. **DEVELOPMENT OF LVDT TRANSDUCER AND INSTRUMENTATION MODULE FOR ADJUSTING THE POSITION OF REFLECTORS ON SOLAR TRACKERS**. 110 p. Master Thesis – Post-Graduation Program in Electrical Engineering, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, 2021.

The main methods for generating solar energy, renewable and clean, are photovoltaic systems and solar thermal energy systems. A low-cost option due to the simplicity is the Fresnel Linear Reflector (LFR) technology this is one of the thermal systems that have room for improvement, and mechanisms for solar tracking are used to increase the efficiency of these systems. This work proposes the instrumentation of a Linear Variable Differential Transformer, LVDT, to control the position in a solar tracking system applied in linear Fresnel reflectors. The LVDT can be used to control and adjust the angular position when the reflector is subjected to external disturbances. Also, the sensor can adjust position errors caused by inaccuracies in the mechanical structure of the tracking system. An LVDT is a simple and robust linear transducer. It can provide the position of reflectors in solar tracking systems. The development of a low-cost linear displacement sensor with digital communication interfaces to be applied to solar trackers was carried out. The transducer was built and, its instrumentation module was produced based on the Texas Instruments® PGA970 integrated circuit. The prototype characterization was carried out and, performance analysis was developed, allowing the detailing operation and performance of the linear displacement sensor. From the LVDT response, a calibration procedure became possible. The measurement results showed a measurement uncertainty of $\pm 0.0687\text{mm}$ for the entire measurement range and $\pm 0.0274\text{mm}$ in the region of better linearity. Finally, to validate the results, the proposed instrumentation was implemented in an LVDT transducer already characterized with another instrumentation module, obtaining an uncertainty five times lower, showing that the proposed instrumentation presented a good performance.

Keywords: Fresnel linear, Linear Variable Differential Transformer, PGA970, Solar Tracking.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tecnologias Baseadas em Sistemas Solares Térmicos	20
Figura 2 - Ilustração do Conceito Canal/Cilindro Parabólico.....	23
Figura 3 - Conceito Torre Solar	24
Figura 4 - Ilustração do Conceito Disco Parabólico	25
Figura 5 - Conceito Fresnel Linear	26
Figura 6 - Protótipo de Refletor Linear Fresnel na Sicília, Itália	27
Figura 7 - Perdas em Sistemas de Concentração Linear Fresnel.....	30
Figura 8 - Balanço energético em coletor solar térmico.....	31
Figura 9 - Ângulos Astronômicos para Descrição da Movimentação Solar.....	33
Figura 10 - Declinação Solar	34
Figura 11 - Curva da Declinação Solar ao Longo do Ano.....	35
Figura 12 - Trajetória de um Raio Solar ao ser refletido em uma Superfície Plana... 36	
Figura 13 - Ângulos Presentes no Processo de Rastreamento	36
Figura 14 - Relação de Larguras de Radiação Incidente e Refletida.....	38
Figura 15 - Ilustração de Perdas por Cosseno	40
Figura 16 - Perdas Devido a Não Iluminação do Tubo Absorvedor	41
Figura 17 - Perdas por Sombreamento e Bloqueio	42
Figura 18 - Tipos de Seguidores Solar	43
Figura 19 - Motores de Passo e Caixas Redutoras	45
Figura 20 - Precisão do Inclinômetro T7.....	48
Figura 21 - Constituição de um LVDT	49
Figura 22 – Esquema das bobinas de um LVDT	49
Figura 23 – Diagrama de blocos para instrumentação de um LVDT	52
Figura 24 - Diagrama de blocos do circuito integrado NE5521D	54
Figura 25 – Processo de demodulação NE5521D.....	54
Figura 26 - Diagrama de blocos de instrumentação digital	55
Figura 27 – Mecanismo engrenagem cremalheira (à esquerda) e mecanismos biela- manivela-pistão (à direita).....	57
Figura 28 - Módulo em função da velocidade e da força tangencial para o aço SAE 1045 temperado.....	59
Figura 29 - Sistema de medição completo	60
Figura 30 - Etapas envolvidas no projeto e implementação do LVDT	61

Figura 31 - Desenho do Transdutor LVDT. À esquerda uma vista interna e à direita o transdutor montado.	63
Figura 32 - Bancada de teste LVDT	64
Figura 33 - Diagrama do módulo de instrumentação para LVDT	66
Figura 34 - Circuito de alimentação.....	68
Figura 35 - Circuito do PGA970	69
Figura 36 - Circuito principal com o PGA970.....	70
Figura 37 - Código para obtenção de onda senoidal	72
Figura 38 - Demodulação digital de amplitude e fase.....	74
Figura 39 - Configuração de pinos do microcontrolador usando o STM32CubeIDE .	76
Figura 40 - Layout da PCI	78
Figura 41 - Bancada de testes utilizada para aquisição de dados	79
Figura 42 - Carretel com enrolamentos e disposição dos ferrites toroidais.....	81
Figura 43 - Componentes do LVDT.....	82
Figura 44 - PCI de instrumentação para o LVDT.....	82
Figura 45 - Curva Escala normalizada X posição do núcleo.....	83
Figura 46 - Erro das medições com relação a média	84
Figura 47 - Desvio padrão entre medidas ao longo da faixa de medição	85
Figura 48 - Erro de medição do sensor na região de maior linearidade.....	86
Figura 49 - Desvio padrão do LVDT desenvolvido por Carvalho (2017)	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Processos Industriais e Suas Diferentes Faixas de Temperatura	19
Tabela 2 - Coletores de Energia Solar	22
Tabela 3 - Principais Plantas LFR Instaladas Atualmente para Produzir Eletricidade	29
Tabela 4 - Comparação Entre Sistemas de Concentração	29
Tabela 5 - Características de diferentes tecnologias de sensores	46
Tabela 6 - Custos de sensores comerciais	51
Tabela 7 - Características do CI PGA970	68
Tabela 8 – Característica do STM32F103C8T6	75
Tabela 9 - Maior erro de medição obtido	84
Tabela 10 - Custos de fabricação do LVDT	89
Tabela 11 - Custo para fabricação da PCI	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- A/D ou ADC – Conversor Analógico-digital (*Analog-to-Digital Converter*)
- AC – Corrente alternada (*Alternate current*)
- AFE – Front-ends analógicos (*Analog Front-end*)
- ANDC – Acoplamento de Nível DC
- ASIC – Circuito Integrado Específico de Aplicação (*Application Specific Integrated Circuits*)
- AST – Hora Solar Aparente (*Apparent Solar Time*).
- BPF – Filtro passa faixa (*bandpass filter*)
- CCS – *Code Composer Studio*
- CI – Circuito Integrado
- CPC – Coletor Parabólico Composto (*Compound Parabolic Collector*)
- CPU – Unidade Central de Processamento (*Central Process Unit*)
- CSP – Energia Solar Concentrada (*Concentrating Solar Power*)
- CTC – Coletor de Calha Cilíndrica (*Cylindrical Trough Collector*)
- DAC – Conversor digital-analógico (*Digital-to-Analog Converter*)
- DC – Corrente contínua (*Direct Current*)
- DFT – Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform*)
- DIN – Organização Nacional da Alemanha para padronização (*Deutsches Institut für Normung*)
- DS – Horário de verão (*Day-light Saving*)
- DSP – Processador de Sinal Digital (*Digital Signal Processing*)
- ET – Equação do Tempo (*Time Equation*)
- ETC – Coletor de Tubo à Vácuo (*Evacuated Tube Collector*)
- FPC – Coletor de Placa Plana (*Flat Plate Collector*)
- FSO – Saída de fundo de escala (*Full Scale Output*)
- HFC – Concentrador de Receptor Central (*Heliostat Field Collector*)
- HTF – Fluido de Transferência de Calor (*Heat Transfer Fluid*)
- L – Latitude Local (*Local Latitude*)
- LFR – Refletor Linear Fresnel (*Linear Fresnel Reflector*)
- LL - Longitude Local (*Local Longitude*)
- LPF – Filtro passa baixa (*low-pass filter*)
- LST – Hora Local Padrão (*Local Standard Time*)

LVDT – Transformador Diferencial Linear Variável (*Linear Variable Differential Transformer*)

PCI – Placa de Circuito Impresso

PGA – Amplificador de Ganho Programável (*Programmable-gain amplifier*)

PTC – Coletor Cilíndrico Parabólico (*Parabolic Trough Collector*)

SL – Longitude Padrão (*Standard Longitude*)

SPI – Interface Periférica Serial (*Serial Peripheral Interface*)

SWD – Interface de cabo serial (*Serial Wire Debug*)

SWIM - Módulo de interface de fio único (*Single wire interface module*)

UART – Receptor/transmissor Universal Assíncrono (*Universal Asynchronous Receiver/Transmitter*)

USB – Porta Serial Universal (*Universal Serial Bus*)

LISTA DE SÍMBOLOS

N	Dia do ano
α	Ângulo de altitude solar
z	Ângulo de azimute solar
δ	Ângulo de declinação solar
h	Ângulo horário
ϕ	Ângulo zênite
k	Ângulo entre um eixo paralelo à linha Leste-Oeste e os raios solares
γ	Ângulo de inclinação do espelho refletor
θ	Ângulo entre a superfície absorvedora e a linha de espelho
i	Ângulo de Incidência Solar
φ	Largura da faixa de radiação solar refletida pelo espelho
ω	Largura do espelho refletor
A_p	Área efetiva perpendicular
L_s	Comprimento da região não iluminada
A_u	Área efetiva de recebimento de luz
e	Deslocamento percorrido pela cremalheira
d	Diâmetro primitivo do pinhão
m	Módulo de engrenamento
Z	Número de dentes da engrenagem
N_p	Número de amostras
Amp	Amplitude
f	Frequência
n_1	Número de amostras de $1 \mu s$
σ	Desvio padrão
U_E	Incerteza expandida

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 JUSTIFICATIVA.....	14
1.2 OBJETIVO GERAL.....	16
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 ENERGIA SOLAR.....	17
2.1.1 Energia Solar Térmica.....	17
2.2 CONCENTRAÇÃO SOLAR.....	20
2.2.1 Tecnologias de Concentração Solar.....	21
2.2.2 Cilindro Parabólico.....	22
2.2.3 Torre Solar.....	23
2.2.4 Disco Parabólico.....	24
2.2.5 Refletor Fresnel Linear.....	25
2.2.6 Comparação entre as tecnologias de concentração solar.....	28
2.3 RASTREAMENTO SOLAR.....	31
2.3.1 Horário Solar Aparente.....	31
2.3.2 Posição Solar.....	32
2.3.3 Erro de inclinação do espelho.....	39
2.4 SISTEMAS DE RASTREAMENTO SOLAR.....	42
2.4.1 Atuadores aplicados em Sistema de Rastreamento Solar.....	45
2.4.2 Sensores de Posição para Rastreamento Solar.....	46
2.5 INSTRUMENTAÇÃO PARA TRANSDUTORES LVDT.....	52
2.5.1 Instrumentação analógica para LVDTs.....	52
2.5.2 Instrumentação digital para LVDTs.....	55
2.6 MECANISMO DE CONVERSÃO DE MOVIMENTO LINEAR EM MOVIMENTO ANGULAR.....	56
2.6.1 Dimensionamento de cremalheiras de dentes retos.....	58
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	60
3.1 CONSTRUÇÃO DO LVDT.....	61
3.1.1 Requisitos para o projeto do LVDT.....	62

3.1.2 Carretel e enrolamentos	63
3.1.3 Núcleo	64
3.1.4 Haste	65
3.1.5 Encapsulamento ferrítico	65
3.1.6 Carcaça	65
3.1.7 Montagem	66
3.2 DESENVOLVIMENTO DO MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO	66
3.2.1 Circuito de alimentação	67
3.2.2 Circuito do PGA970	68
3.2.3 Desenvolvimento de <i>firmware</i> para o PGA970	71
3.2.4 Desenvolvimento de <i>firmware</i> para o microcontrolador	75
3.2.5 Circuito de instrumentação completo e layout da PCI	77
3.2.6 Setup para avaliação da resposta do LVDT	78
4 RESULTADOS	81
4.1 LVDT DESENVOLVIDO	81
4.2 MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO	82
4.3 AVALIAÇÃO DA RESPOSTA DO LVDT DESENVOLVIDO	83
4.4 TESTE DA INSTRUMENTAÇÃO COM OUTRO LVDT	88
4.5 CUSTO DE FABRICAÇÃO DO SENSOR LVDT	89
5 CONCLUSÕES	92
6 REFERÊNCIAS	95
APÊNDICE A – Trabalhos futuros	102
DESENVOLVIMENTO DA ESTRUTURA COM ESPELHO CURVOS	102
DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE CONTROLE	105
APÊNDICE B – Primeira Versão da PCI	108
APÊNDICE C – Circuito de instrumentação completo	109
ANEXO I – Custo de sensores comerciais	110

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, os recursos energéticos influenciam significativamente no desenvolvimento econômico de uma nação. Com o passar do tempo, as reservas petrolíferas, que são a principal fonte de energia utilizada atualmente, estão cada vez mais escassas. Ainda, de acordo com OPETROLEO (2019), como fato agravante, o Brasil não se situa nem entre os dez países com maiores reservas petrolíferas comprovadas.

Crises petrolíferas, como em 2008 em que o preço do barril variou bruscamente em pequeno intervalo de tempo, em 2020, devido A COVID19 e impactos ambientais recorrentes, como derramamentos em oceanos e alterações climáticas devido a queima de combustíveis fósseis, impulsionam o desenvolvimento de novas tecnologias a partir da utilização de outras fontes energéticas (OPETROLEO, 2019),.

No Brasil, a principal fonte de energia elétrica é o sistema hidrelétrico devido ao potencial pluviométrico do país. Contudo, nota-se uma redução no nível de água nos reservatórios das usinas a cada ano que se passa, fato esse que justifica a necessidade da utilização de outras fontes de energia (HIDROENERGIA, 2018).

A energia proveniente do sol, renovável e limpa, é um exemplo de fonte de energia subaproveitada no Brasil. Com tamanha capacidade de geração disponível, a conversão de energia solar torna-se muito importante dentro da pesquisa das energias renováveis. Dentre as várias aplicações possíveis para o sol está a produção de eletricidade por via térmica, por meio de sistemas concentradores, que permitem atingir elevadas temperaturas. Além de ser um ramo com grande potencial para exploração e pesquisa, a conversão térmica a partir de concentradores solares tem-se mostrado eficaz, incentivando cada vez mais o estudo para se alcançar uma maior eficiência no processo de conversão (CORREDORECOLÓGICO, 2017).

Existem diversos sistemas de captação de energia solar térmica, dentre os quais destacam-se as lentes do tipo Fresnel, que aparecem como opção de baixo custo. Em contrapartida, apresentam um baixo rendimento em comparação a sistemas concentradores parabólicos cilíndricos. Nesse contexto, para a otimização de um sistema de captação solar com baixa eficiência, a utilização de seguidores solares passa a ser uma alternativa para melhorar o desempenho de um sistema do tipo Fresnel.

1.1 JUSTIFICATIVA

A energia solar térmica consiste em aproveitar o calor produzido pelos raios solares. Esse aproveitamento pode ser realizado de distintas formas por meio de diversas tecnologias (SANCHEZ TÁPIA 2011).

A principal diferença entre a energia fotovoltaica e a térmica se dá pelo fato de que na energia fotovoltaica há uma conversão direta para energia elétrica, sem a necessidade de trocadores de calor e equipamentos mecânicos. Já na energia térmica há a necessidade de sistemas mais complexos tais como coletores, seguidores, tubos absorvedores etc., dependendo de um sistema para converter energia solar térmica em energia elétrica (REVELO, 2015).

Para maximizar a concentração solar, o sistema de rastreamento deve apresentar elevada precisão, ou seja, deve manter o correto posicionamento angular do refletor durante toda a trajetória diária do sol. Quando o sistema de concentração solar é submetido a esforços inesperados como ventos, chuvas, granizo, entre outros, surge a necessidade de correção da posição do refletor solar, pois existem perdas óticas que não são monitoradas.

Conforme exposto por Zheng et al. (2014), para um erro de rastreamento de $0,1^\circ$, um sistema Fresnel linear pode apresentar uma diminuição de 10% da energia capturada pelo tubo absorvedor. O autor conclui que erros de rastreamento apresentam um grande efeito na eficiência de sistemas de concentração solar. Portanto, a melhora da eficiência e a precisão de sistemas seguidores solares pode-se aumentar a eficiência de geração de energia em sistemas Fresnel linear.

A posição do refletor durante o funcionamento do sistema seguidor solar pode ser controlada por meio de sensores angulares. Existem diversos tipos de sensores, comercialmente acessíveis, como inclinômetros, *encoders*, etc, que podem ser utilizados em sistemas de rastreamento solar. Alguns desses sensores já foram diversamente testados nessa aplicação, enquanto outros ainda necessitam ser devidamente estudados. De acordo com Prinsloo (2015), o *encoder* pode ser utilizado como sensor para orientação angular no mecanismo do seguidor solar, da mesma forma que inclinômetros como possíveis mecanismos auxiliares para orientação do refletor solar.

Negreiros (2015), em seu trabalho, desenvolveu um sensor para realizar a medição do ângulo de um espelho refletor do tipo Fresnel durante o dia. O princípio de funcionamento do seu trabalho é baseado no sensor de proximidade indutivo. A cada 30 segundos o motor de corrente contínua modifica a posição do espelho de maneira a acompanhar o movimento solar, tendo por referência um algoritmo de rastreamento implementado, ajustando a diferença do ângulo lido através do sensor. O funcionamento do sistema é completamente autônomo, com erro máximo de $0,5^\circ$ para o espelho refletor.

Carvalho (2017) propôs um rastreador baseado na realimentação da posição do refletor por meio de um Transformador Diferencial Linear Variável ou LVDT (do inglês, *Linear Variable Differential Transformer*). O sensor LVDT foi utilizado para monitorar o ângulo de inclinação do espelho refletor, de forma a verificar a precisão do rastreamento e a resposta do sistema de controle quando esse for sujeito a perturbações causadas por fatores externos ou problemas mecânicos. O erro de inclinação máximo obtido pelo autor foi de $0,27^\circ$ utilizando um sensor LVDT com precisão de $\pm 0,312$ mm, em testes realizados em laboratório. Contudo, foi notado que esse tipo de sistema pode ser melhorado com o aperfeiçoamento de um circuito de instrumentação e da fabricação de um outro sensor LVDT, levando a um menor erro de medição.

O LVDT requer um módulo com circuitos eletrônicos para excitar a bobina primária e detectar a amplitude e a fase associadas às bobinas secundárias. De acordo com Kesavan & Reddy (2016), esses circuitos podem ser totalmente analógicos, desenvolvidos a partir de componentes passivos e ativos, ou por meio de um Circuito Integrado Específico de Aplicação (do inglês ASIC, *Application Specific Integrated Circuits*). Além disso, sistemas atuais apresentam a necessidade de conectar LVDTs em redes de comunicação digital. Assim, com o menor custo e maior disponibilidade de soluções para processamento de sinais digitais, várias soluções têm sido propostas utilizando DSP (do inglês, *Digital Signal Processing*), segundo Ford et al. (2001), microcontroladores, FPGAs (do inglês, *Field Programmable Gate Array*), conversores A/D de alta resolução de acordo com Masi et al. (2014), ou ainda incluindo front-ends analógicos integrados (do inglês AFE, *Analog Front-End*) (TEXAS INSTRUMENTS, 2019).

Dessa forma, considerando a aplicação de um sensor LVDT, o presente trabalho propõe o desenvolvimento e a avaliação de um circuito de instrumentação

eletrônica para um sensor LVDT, baseado no circuito integrado PGA 970, visando a aplicação do sensor e instrumentação em sistemas de rastreamento solar com espelhos do tipo Fresnel linear.

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho consiste no desenvolvimento de um transdutor LVDT, de seu módulo de instrumentação e na avaliação do circuito de instrumentação eletrônica, baseado no circuito integrado PGA 970, a ser aplicado no posicionamento de refletores em sistemas de rastreamento solar do tipo Fresnel Linear

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- I. Estudar o dispositivo PGA970 visando conhecer suas características, funcionalidade, configurações e aplicações.
- II. Projetar e construir um transdutor LVDT de baixo custo.
- III. Projetar e implementar um novo circuito de instrumentação em uma placa Placa de Circuito Impresso (PCI).
- IV. Desenvolver um sistema microcontrolado para efetuar a leitura do dispositivo PGA970.
- V. Comparar a resposta do sistema de instrumentação desenvolvido com aquela obtida por Carvalho (2017), usando o mesmo LVDT.
- VI. Avaliar a resposta do LVDT de baixo custo implementado com o sistema de instrumentação desenvolvido.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustível fóssil e energia dos oceanos – são formas indiretas de energia solar. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica (ANEEL, 2005).

De acordo com o Manual sobre energia fotovoltaica da Greenpro (2004), o Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Durante esse processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é, assim, um enorme reator de fusão.

A energia resultante das reações de fusão dos núcleos dos átomos de hidrogênio é radiada com uma velocidade de 300.000 km/s, atingindo a atmosfera terrestre, assim podendo ser refletida ou absorvida. Ainda, a energia solar fornecida anualmente para a atmosfera terrestre é de aproximadamente dez mil vezes o consumo de energia mundial no mesmo período (MIRANDA, 2008).

O Brasil está localizado em uma posição privilegiada geograficamente tratando-se de irradiação solar incidente, possuindo uma área de 97.700,93 km², considerada adequada para a utilização de tecnologias de Energia Solar Concentrada ou CSP (do inglês, *Concentrating Solar Power*). Esta área apresenta um potencial de geração em torno de 3.664 TWh/ano (PENAFIEL, 2011).

Toda essa energia gerada pela irradiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica por meio de determinados dispositivos, entre os quais se destacam os termoelétricos e fotovoltaicos.

2.1.1 Energia Solar Térmica

A energia solar térmica pode ser obtida de duas maneiras, que são: a partir de coletores planos ou de concentradores solares (SOARES NEGREIROS, 2015).

Os sistemas solares a partir de coletores planos são comumente utilizados para aquecimento de água em uso doméstico, a temperaturas relativamente baixas, inferiores a 100°C.

No que se refere a sistemas concentradores solares ou CSP, pesquisas apontam que este tipo de sistema solar pode ser também aproveitado na indústria, em aplicações que exijam temperaturas mais elevadas, desde 100°C até 600°C, captando a energia em uma área maior e concentrando-a em uma área muito menor, resultando em um considerável aumento na área de concentração (SÁNCHEZ TAPIA, 2011).

A Tabela 1 apresenta as faixas de temperaturas utilizadas em atividades industriais. Assim pode-se notar quão grande é a área para a aplicação de sistemas concentradores solares térmicos.

Nota-se que em todas as áreas representadas temos faixas de temperatura de trabalho que se enquadram para aplicação de sistemas solares. Na indústria de laticínios temos como temperatura máxima no processo de secagem que atinge 180 °C. Na indústria química temos temperaturas que podem chegar a 260 °C nos processos para fabricação de sabonetes e 90 °C no processo relacionado ao pré-aquecimento de água.

No ramo relacionado aos subprodutos da madeira, temos temperaturas de até 170 °C no processo de preparação da polpa e 100 °C no processo de secagem. No ramo industrial de carnes, bebidas e alimentos enlatados os processos situam-se em temperaturas entre 60 °C e 120 °C.

Por fim, cabe destacar a indústria de plásticos em que todos os seus processos atuam acima de 120 °C e atingem temperaturas superiores aos 200 °C no processo de separação.

Tabela 1 - Processos Industriais e Suas Diferentes Faixas de Temperatura

Industria	Processo	Temperatura
Laticínio	Pressurização	60-80
	Esterilização	100-120
	Secagem	120-180
	Concentrados	60-80
	Água de alimentação da caldeira	60-90
Alimentos enlatados	Esterilização	110-120
	Pasteurização	60-80
	Cozimento	60-90
	Branqueamento	60-90
Têxtil	Branqueamento, tingimento	60-90
	Secagem, desengorduramento	100-130
	Fixação	160-180
Papel	Cozimento, Secagem	60-80
	Água de alimentação da caldeira	60-90
	Branqueamento	130-150
Química	Sabonetes	200-260
	Borracha Sintética	150-200
	Calor de processamento	120-180
	Água de pré-aquecimento	60-90
Carne	Lavagem, Esterilização	60-90
	Cozimento	90-100
Bebidas	Lavagem, esterilização	60-80
	Pasteurização	60-70
Farinhas e subprodutos	Esterilização	60-80
Subprodutos da madeira	Vigas de termodifusão	80-100
	Secagem	60-100
	Água de pré-aquecimento	60-90
	Preparação de polpa	120-170
Tijolos e blocos	Tratamento	60-140
Plásticos	Preparação	120-140
	Destilação	140-150
	Separação	200-220
	Extensão	140-160
	Secagem	180-200
	Misturando	120-140

Fonte – Adaptado de Kalogirou (2009)

Ainda, cabe destacar que em processos de alta temperatura é possível enquadrar sistema concentradores solar que permitem atingir temperaturas elevadas.

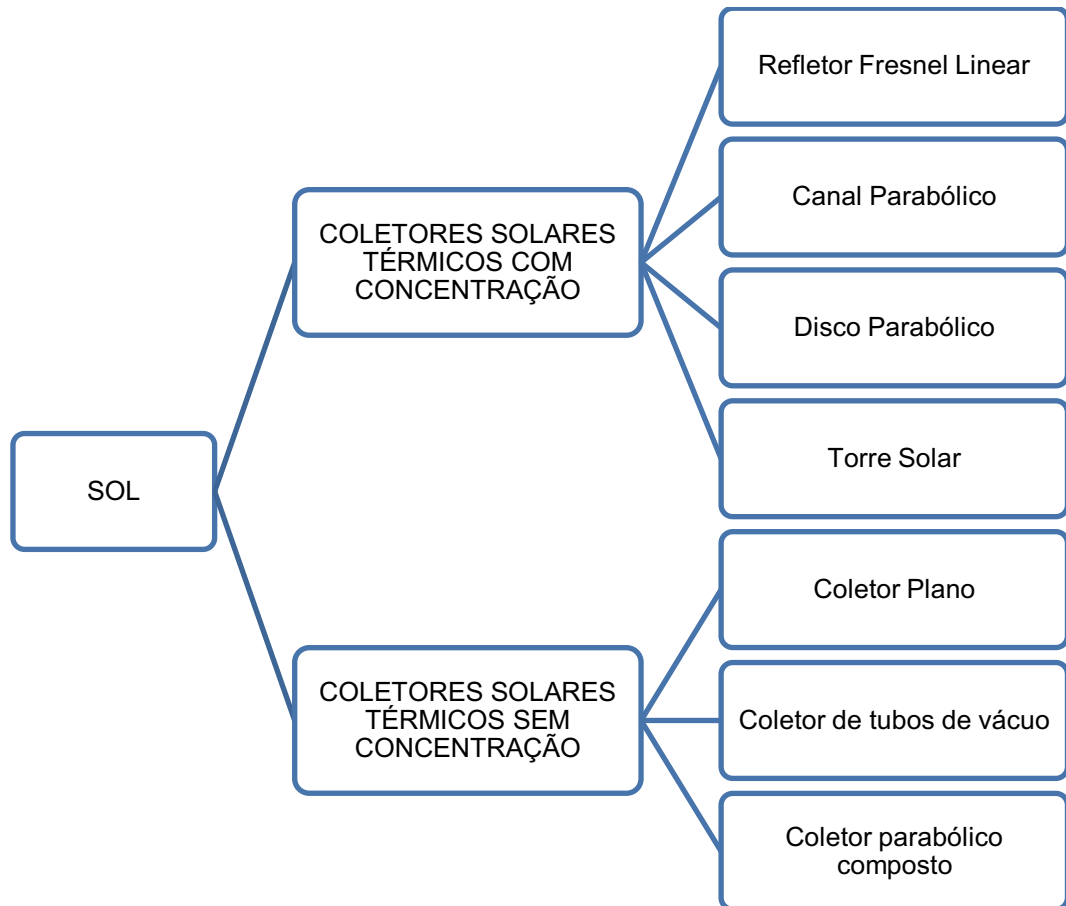


Figura 1 - Tecnologias Baseadas em Sistemas Solares Térmicos
 Fonte: Adaptado de Almeida (2013)

Os sistemas coletores solares térmicos sem concentração normalmente são utilizados em atividades que exijam baixas temperaturas. Já as principais tecnologias de concentração solar usadas em plantas CSP que atendam às necessidades das indústrias, são: Coletores linear Fresnel, coletores cilindro parabólico, sistemas de torre solar e disco parabólicos Stirling (SÁNCHEZ TAPIA, 2011).

2.2 CONCENTRAÇÃO SOLAR

O mais antigo relato de utilização de energia solar é a lendária história de que Arquimedes fez o uso de raios solares refletidos por espelho para incendiar os barcos da frota Romana, na Batalha de Siracusa, no ano de 213 A.C., fato não confirmado por nenhum historiador. O primeiro relato famoso historicamente registrado é de que, em 1515, Leonardo da Vinci idealizou e desenhou vários modelos de concentradores

solares. Seguiram-se outros como Buffon que, no ano de 1747, juntou 168 espelhos móveis, orientando a luz refletida para concentrá-la (GARCIA, 2013, p. 14).

Apenas um século após essas experiências ocorreu a primeira tentativa de geração elétrica com base na concentração de raios solares. A primeira e bem-sucedida tentativa ocorreu em 1870, feito realizado pelo engenheiro Sueco-Americano John Ericsson, que construiu um Coletor Cilindro Parabólico ou PTC (do inglês, *Parabolic Trough Collector*) e entregava vapor diretamente para um pequeno gerador de 373 W. No entanto, nem o engenheiro nem os seus sucessores conseguiram superar o preço imbatível na época do carvão, proveniente da revolução inglesa e acabaram abandonando suas experiências por falta de incentivos. Após o primeiro teste bem-sucedido, muitos outros cientistas passaram a projetar diversos meios para geração elétrica tendo por base a da energia solar (SAINT GOBAIN, 2012).

Segundo Muller-Steinhager & Hans Trieb (2004), a partir do século XX, campos solares passaram a ser construídos e, atualmente, a geração de energia elétrica a partir da energia solar, por meio de concentração, é indispensável para a manutenção e produção de energia renovável.

2.2.1 Tecnologias de Concentração Solar

Basicamente, os sistemas de concentração solar são distinguidos pelo tipo do espelho coletor, pelo movimento característico e pela temperatura de operação (KALOGIROU, 2009). A Tabela 2 apresenta os tipos de coletores solares. Pode-se notar que o sistema de posicionamento da placa solar pode ser:

- I. Estacionário, sem rastreamento solar.
- II. Seguidor de um eixo, rastreamento solar em um eixo.
- III. Seguidor de dois eixos, rastreamento solar em dois eixos.

No que diz respeito a relação de concentração, que é a relação entre a área de abertura dividida pela área do receptor/absorvedor, nota-se que essa aumenta consideravelmente nos sistemas com seguidor solar. Nos concentradores solares com dois eixos essa relação pode chegar até 2000, atingindo temperaturas próximas de 2000 °C em sistemas do tipo Concentrador de Receptor Central ou HFC (do inglês, *Heliostat Field Collector*).

Tabela 2 - Coletores de Energia Solar

Movimento	Tipo do coletor	Tipo de concentração	Relação de concentração	Faixa de temperatura (°C)
Estacionário	Coletor de placa plana (FPC)	Plano	1	30-80
	Coletor de tubo a vácuo (ETC)	Plano	1	50-200
	Coletor Parabólico composto	Tubular	1-5	60-240
5-15			60-300	
Seguidor de um eixo	Refletor Fresnel Linear (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Coletor Cilindro Parabólico (PTC)	Tubular	10-85	60-400
	Coletor de calha Cilíndrica (CTC)	Tubular	15-50	60-300
Seguidor de dois eixos	Concentrador de disco Parabólico	Pontual	600-2000	100-1500
	Concentrador de receptor central (HFC)	Pontual	300-1500	150-2000

Nota: A relação de concentração é definida pela área de abertura dividida pela área do receptor/absorvedor do coletor.

Fonte – adaptado de Kalogirou (2009)

Apesar das diversas tecnologias de concentração solar, será dado destaque a quatro delas, sendo relatado brevemente as tecnologias de concentração solar do tipo cilindro parabólico, torre solar, e disco parabólico. Em contrapartida, a tecnologia de concentração solar do tipo refletor linear Fresnel terá um enfoque maior devido ao fato de essa ser o foco de aplicação desta pesquisa.

2.2.2 Cilindro Parabólico

Segundo Garcia (2013), as centrais do tipo cilindro parabólico correspondem a maior parte de toda a capacidade instalada no mundo todo. O autor ainda cita que o mercado mundial é dominado por esse tipo de centrais, contribuindo para que essa seja a tecnologia de concentração solar mais desenvolvida até o momento. A Figura 2 representa um sistema do tipo cilindro parabólico.

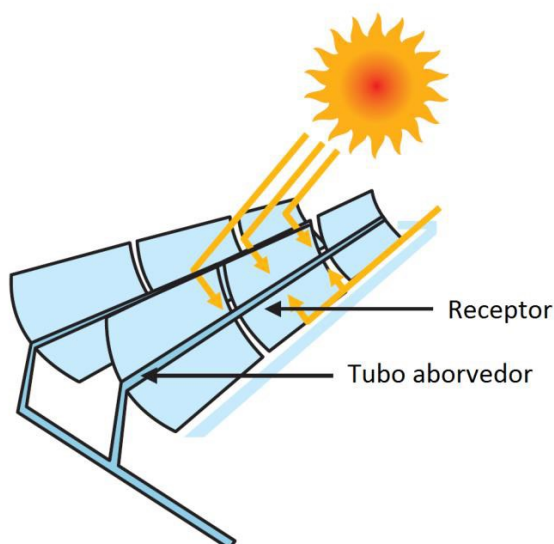


Figura 2 - Ilustração do Conceito Canal/Cilindro Parabólico
Fonte – Adaptado de IEA (2010)

Os sistemas de canal cilindro/parabólico utilizam refletores num formato cilindro parabólico para concentrar a radiação solar num tubo absorvedor de calor, no qual a energia é transferida para um fluido de transferência de calor. Esse fluido transporta a energia térmica até um mecanismo coletor de calor que vai trocar essa energia com a água de alimentação proveniente do ciclo central. Normalmente, este tipo de concentrador encontra-se em sistemas solares integrados com ciclo combinado, os quais utilizam o calor gerado pelos coletores solares como suplemento ao calor desperdiçado na turbina a gás, como forma de aumentar a capacidade de produção de vapor no ciclo de Rankine (IEA, 2010).

Usualmente, os sistemas de canal cilindro/parabólico são projetados para serem instalados com o seu eixo segundo uma orientação Norte-Sul e efetuam o seguimento do sol em um só eixo, segundo a direção Leste-Oeste.

2.2.3 Torre Solar

Segundo De Laquil (1993), a concentração solar em torre central consiste em espelhos refletivos individuais que direcionam a radiação solar direta incidente para a parte superior de uma torre central. Na parte superior da torre é posicionado um receptor desenhado para absorver energia e transferi-la para um fluido

termodinâmico. A Figura 3 ilustra uma planta instalada na Espanha, localizada em Sevilla.



Figura 3 - Conceito Torre Solar
Fonte - CIEMAT (2013)

O poder de concentração da torre solar alcança temperaturas elevadíssimas, o que aumenta a eficiência em que o calor é convertido em eletricidade e reduz os custos de armazenamento termal. Além disso, essa concepção é altamente flexível e possibilita a escolha de uma grande variedade de refletores, receptores, e fluidos de transferência de calor (IEA, 2010).

2.2.4 Disco Parabólico

Para a Agência de Energia Internacional (IEA, 2010), os discos parabólicos oferecem o melhor desempenho na conversão de energia solar em elétrica de todos os sistemas de concentração solar. Diversas características como o tamanho compacto, a ausência de água de refrigeração e a baixa compatibilidade com armazenamento termal e hibridação com sistemas de geração de vapor, colocam os discos parabólicos em comparação próxima aos módulos fotovoltaicos, especialmente com os sistemas fotovoltaicos concentradores. Contudo, esta tecnologia de concentração solar, possui um alto custo para instalação quando comparado com outros sistemas.

Esse sistema é formado por vários segmentos de espelhos curvos, agrupados de um modo que no final formem um disco de formato parabólico. Esse tipo de tecnologia geralmente possui no seu ponto focal um motor Stirling, que faz a

conversão do calor presente no seu ciclo térmico em energia mecânica, o que aciona um gerador elétrico clássico e produz energia elétrica (GARCIA, 2013). A Figura 4 representa o conceito disco parabólico.

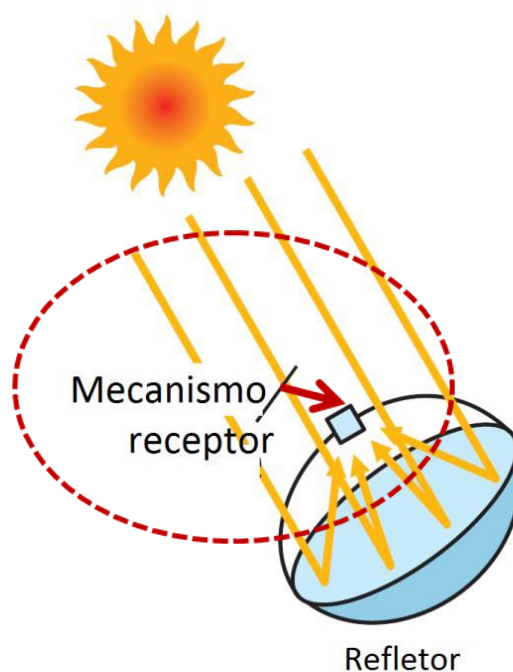


Figura 4 - Ilustração do Conceito Disco Parabólico
Fonte – Adaptado de IEA (2010)

2.2.5 Refletor Fresnel Linear

O refletor linear Fresnel recebe esse nome devido as lentes Fresnel, que foram desenvolvidas pelo físico Francês Augustin-Jean Fresnel no século XVIII. O princípio dessas lentes são os cortes contínuos da superfície de uma lente padrão, em várias superfícies com descontinuidades entre elas. Isso permite uma considerável redução de espessura, logo o peso e o volume das lentes também são reduzidos, com o custo de redução da qualidade de imagem das lentes (GUNTHER, 2011). Essa tecnologia de concentração solar, até pouco tempo atrás, não era muito conhecida como uma tecnologia CSP, pois foi a única não construída experimentalmente nos anos 70, em meio as crises do petróleo (FORD, 2008).

Apesar de ainda estar em fase de desenvolvimento, a tecnologia de concentração Refletor Fresnel Linear ou LFR (do inglês, *Linear Fresnel Reflector*) é uma das mais promissoras e com potencial de desenvolvimento (BENYAKHLEF *et al.*, 2016).

A diferença do sistema linear Fresnel para o de canal parabólico está, basicamente, nos espelhos planos ou ligeiramente curvados que, tendo por base o princípio das lentes de Fresnel, recriam virtualmente o perfil de uma parábola (GARCIA, 2013). Sendo assim, esse tipo de sistema representa uma alternativa técnica para sistemas calha/cilindro parabólicos. Os sistemas LFR foram desenvolvidos, a princípio, para geração de temperaturas mais baixas, contudo, com o avanço recente em sua tecnologia esse tipo de sistema concentrador já é utilizado em processos termodinâmicos (SCHENK *et al.*, 2014).

As Figuras 5 e a Figura 6 apresentam ilustrações do conceito Fresnel Linear.

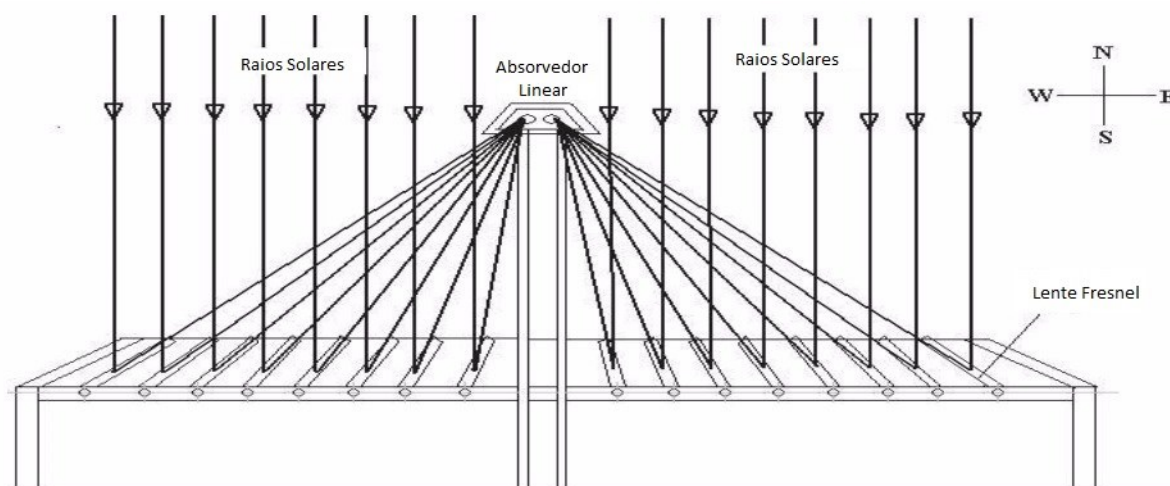


Figura 5 - Conceito Fresnel Linear
Fonte- Adaptado de Sen *et al.* (2013)



Figura 6 - Protótipo de Refletor Linear Fresnel na Sicília, Itália
Fonte – Zhu et al. (2014)

As principais vantagens citadas em bibliografia para o sistema de concentração Fresnel Linear são:

- I. Baixo custo dos espelhos planos comparados aos espelhos de canal parabólico e o fato de que o controle é mais simples e, por consequência, mais barato (GARCIA, 2013).
- II. O refletor linear Fresnel utiliza tecnologia de fácil obtenção, possibilitando utilizar materiais locais, facilitando sua instalação em países pouco industrializados (GEA et al., 2010).
- III. Rastreamento realizado em apenas um eixo, simplificando a implementação e modelagem do sistema seguidor (GEA et al., 2010).
- IV. Alta eficiência em locais de baixa latitude e para horas próximas ao meio dia (GEA et al., 2010).
- V. Menor custo dos espelhos, por serem planos ou pouco curvados. Além de baixo custo, eles são colocados próximos ao chão. Esse tamanho e formato fazem com que as cargas de vento sejam reduzidas, seu posicionamento facilita o acesso as partes mecânicas móveis (SPOLADORE et al., 2011).
- VI. Estrutura e suporte para os espelhos simples, barata e menor (FORD, 2008), diminuído o consumo de energia (LANCEREAU *et.al.*, 2015) o custo de instalação, manutenção e operação (HABERLE et. al., 2002).
- VII. Proteção solar contra o sol abrasador de ambientes áridos durante o dia, gerando sombra para reservatórios de água e para áreas de cultivo

ou pastagem; durante a noite, com os espelhos na horizontal, oferece proteção contra temperaturas muito baixas (GARCIA, 2013).

- VIII. Menor ocupação de espaço devido ao tamanho dos espelhos, utilizando aproximadamente 50% menos de área por kW em comparação com a tecnologia de calha/cilindro parabólica (ADARME-MEJÍA & IRIZARRY-RIVERA, 2015).

Apesar de apresentar diversas vantagens, os sistemas LFR também possuem algumas desvantagens, comparadas com outras tecnologias, citadas na bibliografia, que são:

- I. Menor qualidade óptica e eficiência térmica, devido a uma maior influência do ângulo de incidência e do fator cosseno (GHARBI et.al., 2011).
- II. Menor fator de concentração, e devido ao fato do rastreamento ser realizado em apenas um eixo, a luz incidente não é totalmente explorada (GHARBI et.al., 2011).
- III. Difícil incorporação de capacidade de armazenamento de energia em seu projeto (IEA, 2010).

A Tabela 3 apresenta algumas plantas LFR instaladas para produzir eletricidade. Dentre elas existem três plantas comerciais e quatro protótipos. Todas as plantas utilizam água-vapor como fluido de transferência de calor ou HTF (do inglês *Heat Transfer Fluid*). Outros tipos de fluídos estão sendo analisados, dentre eles: óleo, sal fundido e ar comprimido. Ainda é difícil avaliar qual a melhor opção. A vantagem apresentada pela água-vapor é associada ao armazenamento e a controlabilidade em condições transitórias (MONTES et al., 2014).

2.2.6 Comparação entre as tecnologias de concentração solar

Todos os sistemas de concentração solar citados possuem diversas características em comum, dentre elas destacam-se: necessidade de um concentrador/refletor, de um receptor/absorvedor e de um fluido de trabalho que transporte e armazene o calor capturado.

Tabela 3 - Principais Plantas LFR Instaladas Atualmente Para Produzir Eletricidade

Nome da planta	Tipo de projeto	Potência	Receptor	HTF
<i>Kimberlina Solar Thermal Power Plant (California, USA)</i>	Comercial	5 MWe	Receptor multi-tubo, sem concentrador secundário, não evacuado	Água-vapor
Puerto Errado 1 (Murcia, Espanha)	Protótipo	1,4 MWe	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não-evacuado	Água-vapor
Puerto Errado 2 (Murcia, Espanha)	Comercial	30 MWe	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não evacuado	Água-vapor
Fredesmo (Almeria, Espanha)	Protótipo	Não especificado	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não-evacuado	Água-vapor
CNIM (Seyne-surmer, França)	Protótipo	Não especificado	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não-evacuado	Água-vapor
Augustin Fresnel 1 (França)	Protótipo	0,25 MWe	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não-evacuado	Água-vapor
<i>Solar boiler for Liddel Power Station (Austrália)</i>	Comercial	0,25MWth	Absorvedor de tubo único com concentrador secundário, não-evacuado	Água-vapor

Fonte- Adaptado de Montes et al. (2014)

Comparando os sistemas LFR com o concentrador cilindro parabólico, que é a tecnologia que mais se assimila ao Fresnel, é possível constatar três diferenças principais: em primeiro lugar o custo de fabricação das lentes parabólicas da tecnologia cilindro parabólico é mais alto comparado com o custo de fabricação das lentes planas usadas em sistemas LFR; em segundo lugar, para suportar as superfícies parabólicas são necessárias estruturas maiores e mais complexas; e por fim, a superfície receptora do concentrador linear Fresnel é mantida fixa, já no sistema cilindro parabólico é móvel (VELÁZQUES *et al.* 2010 apud SAETTONE, 2014). A Tabela 4 apresenta um quadro comparativo dentre os quatro tipos de tecnologias de concentração solar citados.

Tabela 4 - Comparação Entre Sistemas de Concentração

	Fresnel linear	Cilindro parabólico	Disco parabólico	Torre solar
Receptor	Fixo	Móvel	Móvel	Fixo
Foco de concentração	Linear	Linear	Pontual	Pontual
Eficiência ótica	*	**	***	**
Temperatura de operação	270	390	750	565
Rendimento global	8-10%	10-16%	25-30%	20-35%
Espaço ocupado	Médio	Grande	Pequeno	Médio
Eficiência líquida anual (%)	12	11-16	12-25	7-20

Funcionamento híbrido	Sim	Sim	Apenas em alguns casos	Sim
Margem de evolução	Significativa	Limitada	Significativa	Muito significativa

Fonte – Adaptado de IEA (2010)

A tecnologia Fresnel Linear utiliza espelhos planos ou ligeiramente curvados, que devido a sua simplicidade possuem um custo reduzido comparados com outras tecnologias existentes no mercado. Uma vez que os refletores Fresnel refletem a radiação da luz solar em um receptor estacionário linear, requerem a necessidade de um sistema para realizar o seguimento dos raios em um simples eixo, com o objetivo de manter esses espelhos focando radiação no tubo absorvedor (AYADI & ATARI, 2014 p 03).

A desvantagem dos coletores Fresnel, quando comparados com outras tecnologias está relacionada com sua baixa eficiência. Um dos motivos desse baixo rendimento são as perdas óticas devido as várias estruturas espelhadas, o bloqueio e o sombreamento (*shading*) e também as perdas pelo fator cosseno, que ocorrem devido ao fato de as áreas das superfícies luminosas não terem incidência totalmente perpendiculares. A Figura 7 apresenta algumas das perdas existentes em sistemas Fresnel linear (HABERLE et al., 2014).

A Figura 8 representa um diagrama de Sankey simplificado, em que é possível visualizar a existência de perdas óticas em sistemas de captação solar e perdas térmicas que podem representar um montante expressivo de energia perdida.

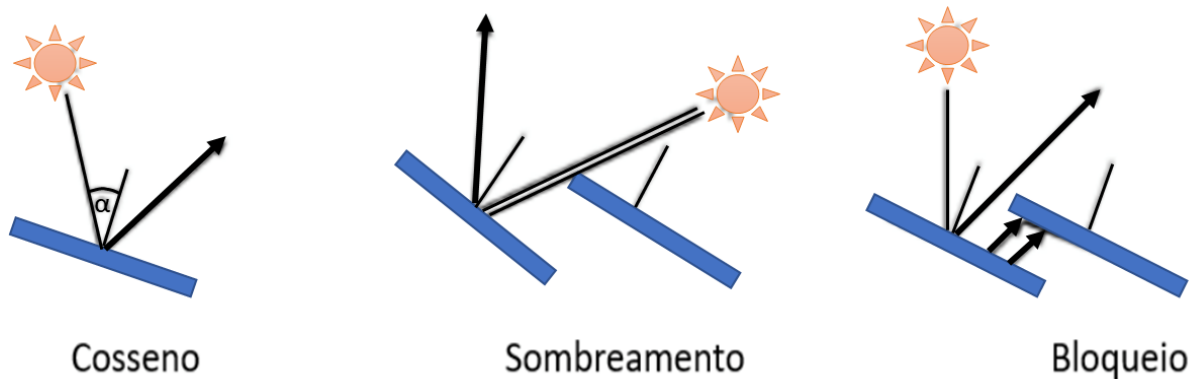


Figura 7 - Perdas em Sistemas de Concentração Linear Fresnel
Fonte – Haberle et al., (2014)

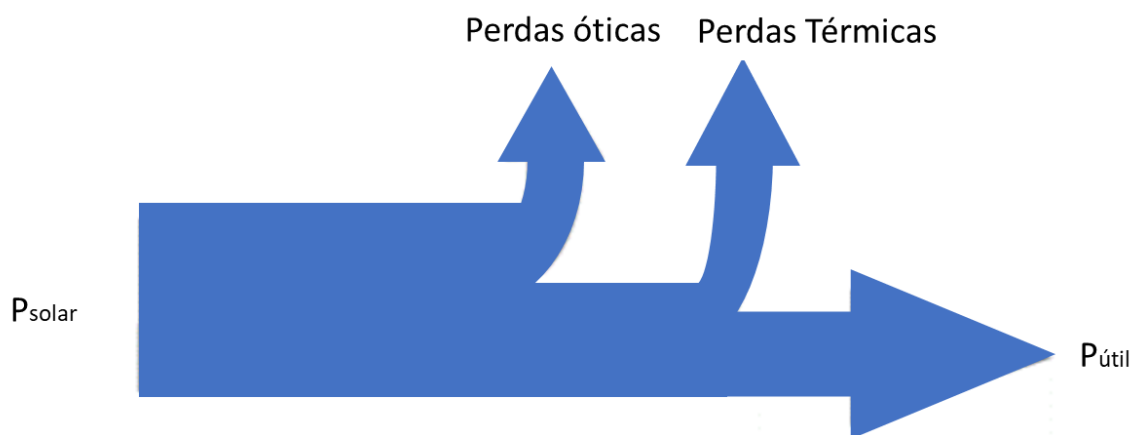


Figura 8 - Balanço energético em coletor solar térmico.
Fonte – ONUDI (2015)

2.3 RASTREAMENTO SOLAR

2.3.1 Horário Solar Aparente

De acordo com Cortez (2013), a determinação da posição do Sol é de máxima importância para qualquer sistema de rastreamento. Para isso, a determinação de alguns ângulos solares é necessária assim como a hora solar aparente.

Segundo Kalogirou (2009), para utilizar um método de rastreamento virtual é necessária a determinação da Hora Solar Aparente ou AST (do inglês, *Apparent solar Time*) utilizada para expressar a hora do dia baseando-se no movimento angular aparente do sol. Segundo o autor, é importante o cálculo da AST, pois não é comum coincidir a hora em que o sol cruza o meridiano do observador com as 12 horas do relógio, que utiliza a Hora Local Padrão ou LST (do inglês, *Local Standard Time*). Finalmente, para converter a LST em AST é necessário realizar a equação do tempo (ET) e a correção longitudinal, que serão apresentadas a seguir.

Segundo Negreiros (2015), o planeta terrestre, em sua órbita ao redor do Sol, varia sua velocidade orbital ao longo do ano, fazendo com que o AST tenha uma pequena variação, o que causa inconstância na duração dos dias durante o ano. Essa variação é chamada de equação do tempo, uma função do dia do ano (N) que pode ser calculada da seguinte maneira:

$$ET = 9,87 \times \text{sen}(2B) - 7,53 \times \text{cos}(B) - 1,5 \times \text{sen}(B) \quad [\text{min}], \quad (1)$$

$$B=(N - 81) \times \frac{360}{364}, \quad (2)$$

em que ET representa a equação do tempo, B representa a correção longitudinal; N é o dia do ano em números corridos.

A correção longitudinal tem por objetivo ajustar o erro de longitude ocorrido dentro de um meridiano. A partir do fato que o Sol leva 4 minutos para percorrer 1 grau, chega-se ao termo de correção longitudinal, que é dado por:

$$TCL=4 \times (SL-LL), \quad (3)$$

em que SL é a longitude padrão (*Standard Longitude*) da região (meridiano) e LL é a longitude local (*Local Longitude*). Considerando que o horário de verão (*daylight-saving – DS*) pode acrescentar ou não 60 minutos em certas épocas do ano, a hora solar aparente enfim pode ser representada como:

$$AST = LST + ET \pm 4 \times (SL-LL) \times DS, \quad (4)$$

onde AST representa a hora solar aparente, LST é a hora local padrão, ET é a equação do tempo, SL é a longitude padrão, LL é a longitude local, DS é o horário de verão. Assim, atribui-se o sinal negativo para regiões situadas a leste do meridiano de Greenwich, e o sinal positivo para regiões situadas a oeste.

2.3.2 Posição Solar

Segundo Kalogirou (2009), no entendimento de Ptolomeu, o sol possui dois graus de liberdade, assim com uso de apenas dois ângulos astronômicos, a altitude solar (α) e o azimute solar (z), pode-se descrever a posição solar para um observador na Terra. No entanto, deve-se definir o ângulo de declinação solar (δ) e o ângulo horário (h) com o objetivo de serem utilizados posteriormente.

Os ângulos de altitude solar e azimute solar estão representados na Figura 9 na intenção de serem mais bem identificados.

A declinação solar (δ), de acordo com Falcão (2008), é o ângulo entre o plano da linha do equador e a reta definida pelo plano dos centros da Terra e do Sol, e este ângulo varia ao longo do ano. Segundo o autor, a declinação solar varia entre -23.45° no solstício do inverno (21 de dezembro) e $+23.45^\circ$ no solstício de verão (21 de Junho). Sendo que a declinação solar é nula nos equinócios (21 de março, e 21 de setembro). Também, em cada dia, a declinação solar ($-23,27^\circ \leq \delta \leq +23,27^\circ$) tem valor igual ao da latitude para a qual o sol está na vertical ao meio dia solar local.

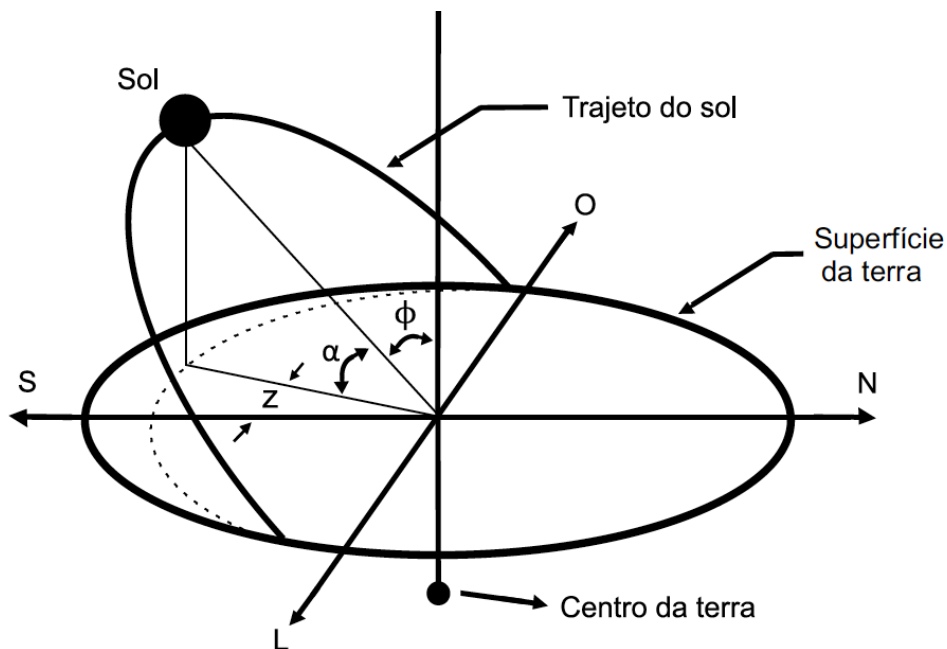


Figura 9 - Ângulos Astronômicos para Descrição da Movimentação Solar
Fonte – Adaptado de Kalogirou (2009)

Segundo Kalogirou (2009), a declinação solar pode ser encontrada a partir de:

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[\frac{360}{365} \times (284 + N) \right], \quad (5)$$

em que N representa o dia do ano. Para fins de cálculos pode-se considerar constante a declinação solar durante o decorrer do dia. Por exemplo, $N = 1$ para o dia 1 de Janeiro, e para dia 1 de março $N = 60$.

A Figura 10 representa a declinação solar durante o ano. O ângulo horário (h) é definido, segundo Negreiros (2015), como sendo o ângulo medido sobre o equador, com extremidade no meridiano do sol e origem no meridiano local, assim, ao meio dia solar o ângulo horário é 0° . Esse pode ser definido como:

$$h=15 \times (\text{AST}-12), \quad (6)$$

em que AST = hora solar aparente.

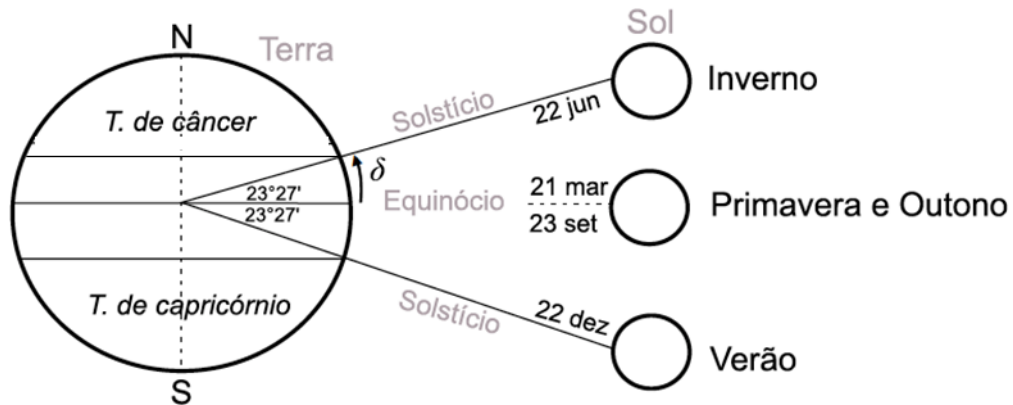


Figura 10 - Declinação Solar
Fonte – Carvalho (2017)

Segundo Falcão (2008), o ângulo de altitude solar (α) é formado pelos raios solares com o plano horizontal. Deste modo, assumindo L como sendo a latitude local expresso como o ângulo entre o plano equatorial e a linha do centro da terra ao ponto de interesse, é possível obter o ângulo de altitude como sendo:

$$\alpha = \arcsen(\sen(L) \times \sen(\delta) + \cos(L) \times \cos(h)). \quad (7)$$

Portanto, pode-se determinar o ângulo azimutal, que segundo Negreiros (2015), é aquele medido no sentido horário, com origem no norte ou sul geográfico e extremidade na projeção sobre o horizonte do raio solar, podendo ser expresso por:

$$z = \arcsen\left[\frac{\cos(\delta) \times \sen(h)}{\cos(\alpha)}\right]. \quad (8)$$

A equação está correta se $\cos(h) > \tan(\delta) \cdot \tan(L)$. Caso contrário:

$$z = -\pi + \left[\frac{\cos(\delta) \times \sen(h)}{\cos(\alpha)}\right], \quad (9)$$

relativo ao período da manhã, ou:

$$z = \pi - \left[\frac{\cos(\delta) \times \sin(h)}{\cos(\alpha)} \right], \quad (10)$$

em relação ao período após o meio dia. Ressalta-se que z representa o azimute solar, δ é a declinação solar, α é a altitude solar e h é o ângulo horário.

A Figura 11 apresenta a curva da declinação solar ao longo do ano.

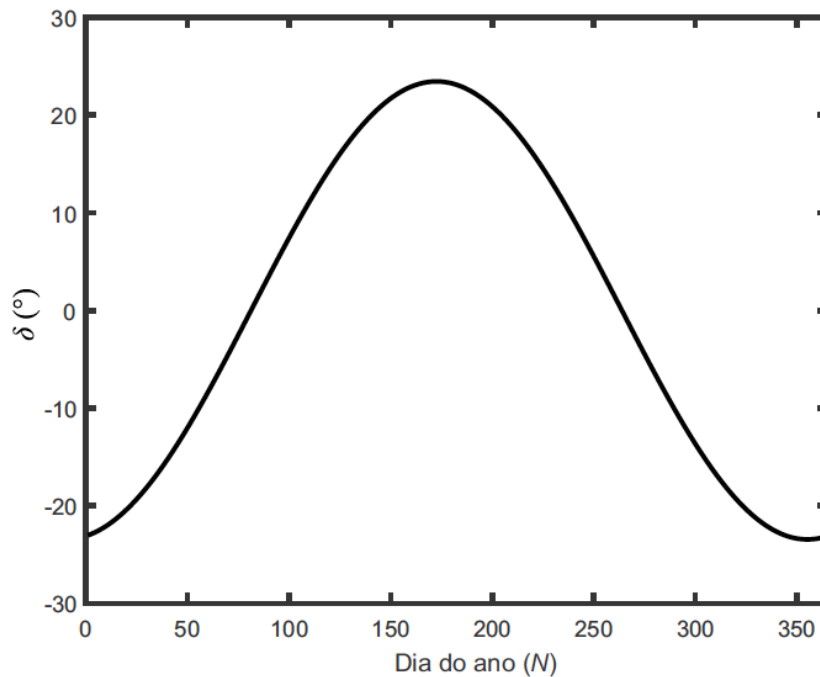


Figura 11 - Curva da Declinação Solar ao Longo do Ano
Fonte – Carvalho (2017)

De modo a se fazer o correto rastreamento da posição solar para que o espelho siga corretamente o movimento e determinar a inclinação necessária, é preciso calcular a variação do ângulo solar referente a mudança de posição que nada mais é que o ângulo entre um eixo paralelo à linha Leste-Oeste e os raios solares (k), uma vez que os espelhos são posicionados no sentido norte-sul. A equação para determinar k é dada por (Kalogirou (2009):

$$k = \arccos \sqrt{\sin^2(\alpha) + \cos^2(\alpha) \times \sin^2(h)}. \quad (11)$$

De acordo com Cruz (2012), o ângulo de incidência do raio solar incidente é igual ao ângulo de reflexão do raio refletido. Assim, o ângulo de inclinação do espelho refletor (γ) pode ser determinado a partir de uma relação com o ângulo k ; o ângulo θ , que é a inclinação entre a superfície receptora e a linha de espelho; e o ângulo de incidência solar (i).

As Figuras 12 e 13 apresentam a relação entre o ângulo de incidência e o ângulo de reflexão do raio solar e os ângulos associados ao processo de rastreamento solar, respectivamente.

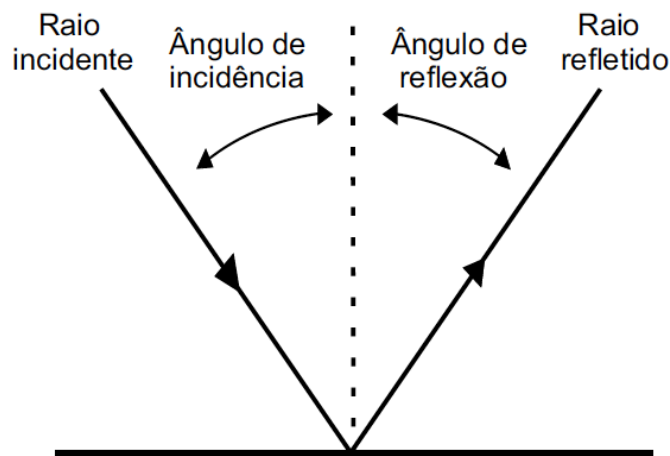


Figura 12 - Trajetória de um Raio Solar ao ser refletido em uma Superfície Plana
Fonte – Adaptado de Cruz (2012)

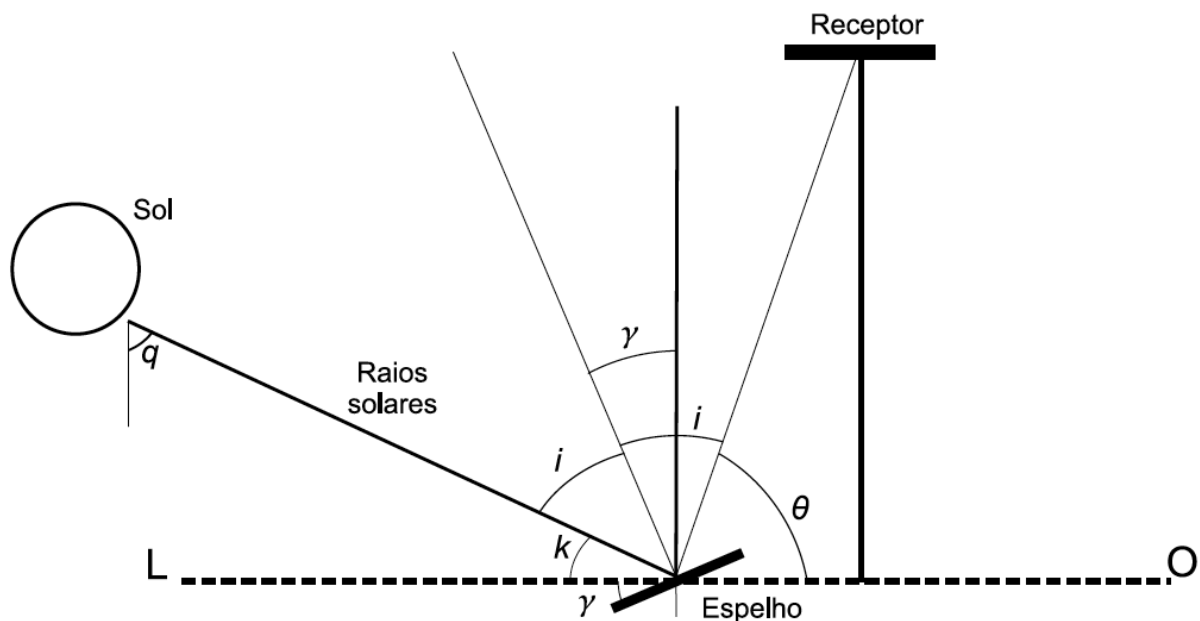


Figura 13 - Ângulos Presentes no Processo de Rastreamento
Fonte – Adaptado de Negreiros (2015)

Analisando a Figura 13 é possível relacionar os ângulos k , i , e θ , resultando na seguinte expressão (NEGREIROS, 2015):

$$k + 2i + \theta = 180^\circ. \quad (12)$$

De acordo com Negreiros (2015), o ângulo de incidência solar pode ser obtido por:

$$i = \frac{180^\circ - k - \theta}{2}. \quad (13)$$

Ainda, segundo o autor, a relação entre k , i e γ é dada por:

$$k + i + \gamma = 90^\circ \quad (14)$$

Realizando a substituição de (13) em (14) encontra-se:

$$\gamma = 90^\circ - \left(k + \frac{180^\circ - k - \theta}{2} \right). \quad (15)$$

Rearranjando (15) obtêm-se γ por:

$$\gamma = \frac{\theta - k}{2}. \quad (16)$$

Devido a reflexão, a energia solar refletida pelo espelho plano cobrirá uma área maior que a incidente na superfície refletora proveniente do sol, essa relação pode ser melhor compreendida na Figura 14.

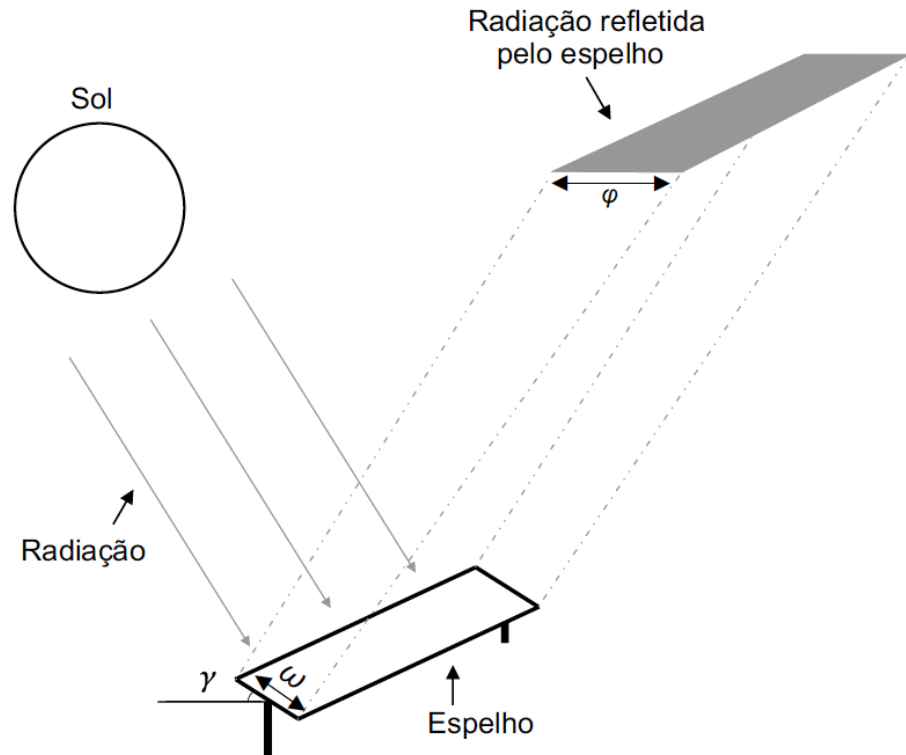


Figura 14 - Relação de Larguras de Radiação Incidente e Refletida
Fonte – Carvalho (2017)

A largura de radiação incidente (φ) pode ser determinada por (Carvalho, 2017):

$$\varphi = \omega \left(\frac{45^\circ + \left(\frac{\theta - q}{2} \right)}{\text{sen}(\theta)} \right), \quad (17)$$

em que ω é a largura do espelho refletor e q é a soma da declinação solar (δ) com a latitude loca (L). Assim, segundo Saettone (2014), obtêm-se:

$$q = \delta + L \quad (18)$$

Devido à complexidade do processo de rastreamento solar, e o envolvimento de diversos ângulos e equacionamentos existe grande possibilidade de existirem erros de inclinação do espelho. Esses erros podem ser corrigidos com sensores angulares ajudando no controle da posição da placa solar.

2.3.3 Erro de inclinação do espelho

Diversos fatores podem ocasionar imprecisões angulares na posição do espelho refletor no processo de seguimento solar, diminuindo assim o aproveitamento da radiação incidente. Um desses fatores é o erro existente no equacionamento do rastreamento solar (PRINSLOO & DOBSON 2014). Existem muitas modelagens descritas na literatura e todas apresentam um erro associado. Segundo Reda e Andreas (2004), o erro obtido em seu equacionamento foi de $0,0003^\circ$, contudo, a quantidade de cálculos utilizada e a complexidade do estudo é muito grande. Kalogirou (2009) descreveu um equacionamento de fácil entendimento e implementação, utilizado por diversos outros trabalhos.

Existem alguns outros fatores que causam erros de inclinação. Fatores esses que são:

- I. Tempo e distúrbios climáticos (REDA & ANDREAS 2004).
- II. Precisão do motor (HOYOS *et al.*, 2009).
- III. Desalinhamento da estrutura em relação ao norte geográfico (RUBIO *et al.*, 2007).
- IV. Sensor de posição (NEGREIROS, 2015; HOYOS *et al.*, 2009).
- V. Imprecisões da estrutura mecânica (PRINSLOO & DOBSON, 2009; REDA & ANDREAS, 2004).

De acordo com Carvalho (2017), tirando os erros de alinhamento da estrutura mecânica e desalinhamentos da estrutura em relação ao norte geográfico, os fatores citados acima são provenientes do desvio da radiação no sentido do rastreamento. Ainda segundo o autor, isso quer dizer que para um espelho posicionado no sentido norte-sul, fazendo o rastreamento no sentido leste-oeste, o erro será sempre no sentido leste-oeste. Os erros de alinhamento da estrutura e imprecisões nesta em relação ao norte geográfico podem gerar erro nos dois sentidos.

Para Sharma *et al.* (2016), existem outros fatores relacionados a eficiência do concentrador solar, que são:

- I. Efeito cosseno.
- II. Transmissividade da cobertura do receptor.
- III. Fator de interceptação.
- IV. Reflexividade dos refletores.
- V. Absorção do tubo absorvedor.

VI. Perdas térmicas.

As perdas óticas em concentradores lineares Fresnel são muito comuns e são determinadas levando-se em consideração as inclinações dos refletores primários, as sombras entre linhas de espelhos consecutivas, perdas pelo fator cosseno e também perdas ocasionadas pela não iluminação de uma porção do tubo absorvedor (PINO ROSA, 2013).

Numerando cada espelho LFR como 1,2,...,N, e visualizando a área equivalente perpendicular da luz incidente na Figura 15.

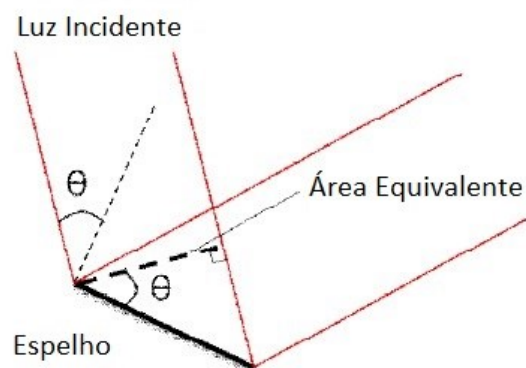


Figura 15 – Ilustração de Perdas por Cosseno
Fonte – Adaptado de Song et al., (2016)

De acordo com as regras óticas geométricas, a área efetiva perpendicular pode ser dada por:

$$A_p = L \times W \times \sum_{n=1}^N \cos \theta_n \quad (19)$$

em que L e W são o comprimento e a largura do espelho refletor respectivamente.

Para cada espelho, se o ângulo de luz incidente é 0° , a energia sobre o espelho atinge seu valor máximo. Quando o ângulo de luz incidente é diferente de 0° , a energia incidente é $\cos \theta$ multiplicado pelo o valor máximo incidente. De fato, não existe a possibilidade de a luz solar incidir perpendicularmente ao espelho, ou seja, as perdas por cosseno são inevitáveis (SONG et al., 2015).

Outro tipo de perda ótica é a causada pela não iluminação de uma porção do tubo absorvedor, se o comprimento do tubo é o mesmo do espelho refletor, a porção de luz refletida pelo espelho vai inclinar ao longo da direção longitudinal, resultando em uma porção não iluminada no tubo absorvedor, como mostra a Figura 16. O comprimento da região não iluminada L_s pode ser calculada por (BARBÓN et al., (2016):

$$L_s = f \times \tan \theta_L, \quad (20)$$

em que f é a altura do tubo absorvedor.

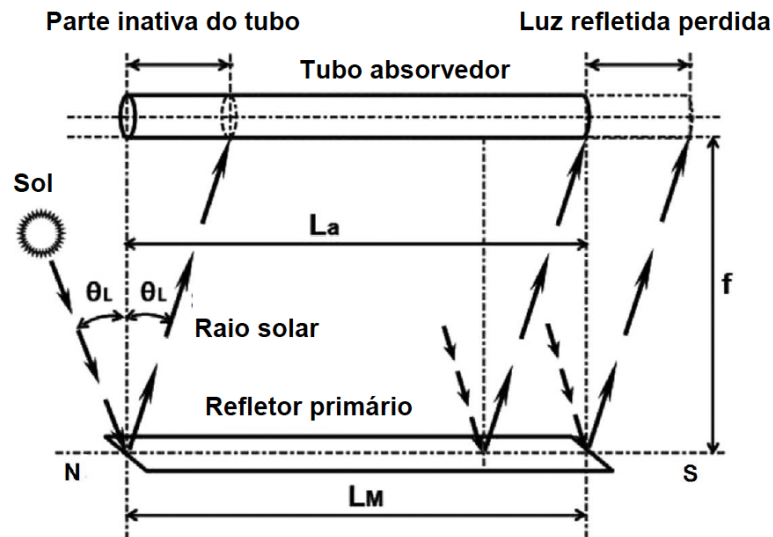


Figura 16 - Perdas Devido a Não Iluminação do Tubo Absorvedor
Fonte: Adaptado de Barbón (2016)

A energia não absorvida pelo tubo absorvedor é conhecida como *end loss*.

De acordo com Song et al., (2016), outros tipos de perdas óticas bastante comuns em sistemas Fresnel linear são as perdas por sombreamento e bloqueio entre espelho adjacentes, mostradas na Figura 17. Devido a simetria do campo de espelhos, é totalmente conveniente analisar a perda por sombreamento e bloqueio somente na faixa angular incidente de 0° a 90° .

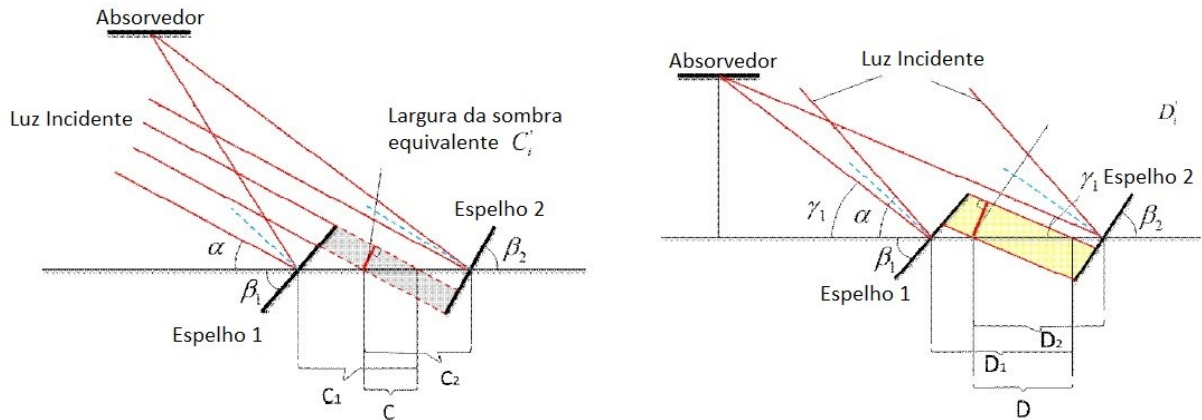


Figura 17 - Perdas por Sombreamento e Bloqueio
Fonte – Adaptado de Song et al., (2016)

Uma vez que, nem em um ou ambas as perdas por sombreamento e bloqueio podem existir entre dois espelhos adjacentes, a área efetiva de recebimento de luz do campo de espelhos é obtida da seguinte maneira (SONG *et al.*, 2016):

$$A_u = A_p - L \times \sum_{i=-n}^n \max\{C'_i, D'_i, 0\} \quad (21)$$

2.4 SISTEMAS DE RASTREAMENTO SOLAR

Uma eficiente captação de energia solar só pode ser realizada com o auxílio de um sistema de rastreamento solar, que em simples palavras consiste em uma plataforma móvel que garante o seguimento do sol pelo espelho refletor.

De acordo com Prinsloo & Dobson (2014), a plataforma de rastreamento solar desempenha uma tarefa crucial para o desenvolvimento das aplicações com energia solar, especialmente em sistemas de concentração solar de alta temperatura que convertem diretamente a energia solar em térmica ou energia elétrica. Nesses sistemas, alta precisão de rastreamento é necessária para garantir que o coletor solar seja capaz de captar a maior quantidade possível da energia solar durante o dia. De modo a manter altos níveis de potência gerada, um sistema seguidor solar de alta precisão é necessário para seguir o sol durante sua trajetória em volta do céu.

Existem duas categorias de seguidores solares e dentre elas destacam-se algumas tecnologias. A Figura 18 apresenta os principais tipos de seguidores solar utilizados atualmente.

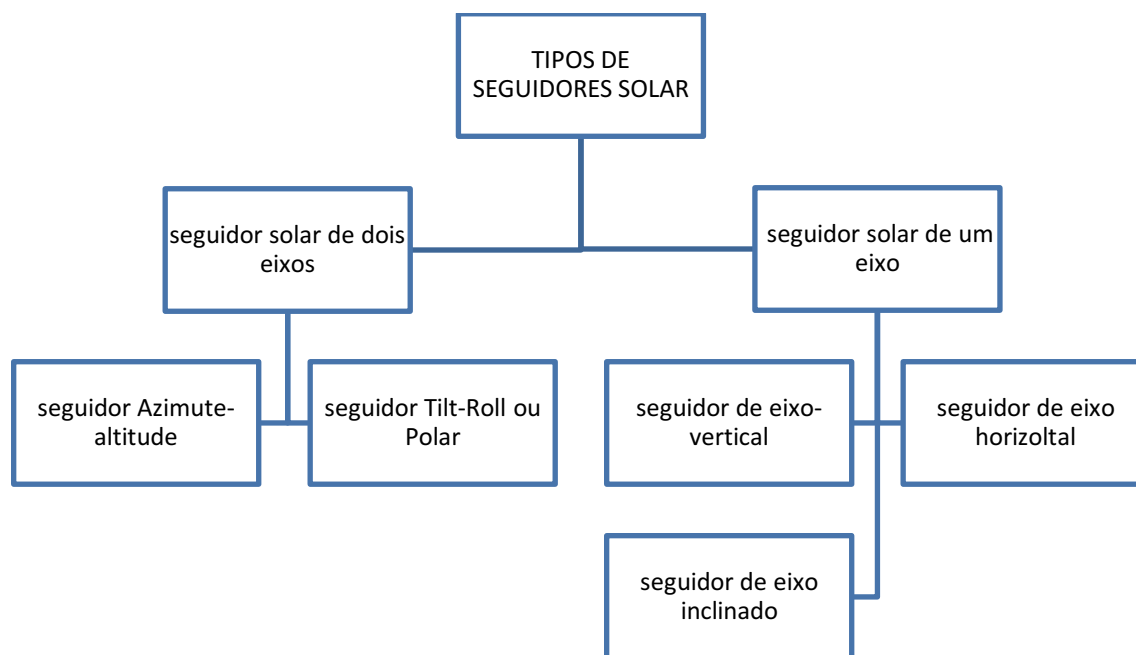


Figura 18 - Tipos de Seguidores Solar
 Fonte – Adaptado de Prinsloo & Dobson (2014)

Devido ao fato da complexidade dos sistemas seguidores de dois eixos, esses tipos de sistemas requerem um estudo mais detalhado e um elevado investimento para a concepção do mecanismo seguidor, deixando assim de ser parte do foco principal deste trabalho.

No que diz respeito a seguidores solar de um eixo, segundo Gea et. al. (2010), uma forma bastante acessível e comumente utilizada para se realizar o seguimento solar em um único eixo é por meio de motores de passos e caixas redutoras de velocidade. A partir deles pode-se realizar o movimento dos espelhos refletores de forma controlada, com o objetivo de acompanhar a trajetória solar, assim combinando o motor com um computador e um circuito de instrumentação adequado, pode ser realizada o controle do movimento dos espelhos. Um programa é implementado na máquina utilizando equações que descrevem o movimento dos espelhos de acordo com o movimento solar e o motor, em conjunto com todo o mecanismo, é responsável por realizar o movimento do refletor.

De modo a se diminuir as perdas óticas, sistemas seguidores solar são utilizados para que o aproveitamento da radiação solar seja máxima. Para tal, os coletores solares devem estar orientados corretamente em todos os momentos do dia. Segundo Tapia (2011), existem duas maneiras para se ajustar um sistema linear Fresnel. No sentido Leste-Oeste, realizando o seguimento zenital do sol no sentido Norte-Sul e no sentido Norte-Sul, realizando o seguimento azimutal do sol no sentido Leste-Oeste. A maneira mais utilizada é a segunda, capaz de proporcionar 70% de sua geração durante o verão e, além disso, esse método de seguimento maximiza a coleta de energia anual (SPOLADORE *et al.*, 2011).

Segundo Carvalho (2017) a maioria dos trabalhos encontrados na literatura que se referem a tecnologia Refletor Fresnel Linear, não descreve qual sistema de seguidor foi utilizado e em alguns casos não disponibilizam detalhes de sua precisão, sendo muito difícil a obtenção de dados a respeito do sistema de rastreamento solar. Ainda segundo o autor, as pesquisas que descrevem a forma de implementação do seguimento solar em malha aberta relatam a necessidade de ajustes manuais no espelho durante o dia para que estes pudessem acompanhar o movimento do sol o mais fielmente possível. Em outros casos o seguimento é realizado de forma manual.

No contexto de seguidores solares de um eixo, segundo Gea *et al.* (2010), um meio bastante acessível para realizar o seguimento solar em um único eixo se dá a partir de motores de passo e caixas redutoras de velocidade. Dessa forma, pode-se mover espelhos refletores de forma a seguir o movimento solar. A partir de um computador é feito o controle do movimento dos espelhos. O programa implementado na máquina utiliza equações que descrevem o movimento dos espelhos de acordo com o sol e enviam o comando para o sistema motorizado. O controle é feito em malha aberta. A precisão do sistema não é descrita pelo autor.

De acordo com Prinsloo & Dobson (2014), existem diversos tipos de sensores que podem ser utilizados para determinar a orientação angular do sistema seguidor solar. Dentre os quais encoders e inclinômetros destacam-se, pois podem ser utilizados para auxiliar no rastreamento solar de sistemas seguidores. Esses sensores possuem a capacidade de ler a posição angular do refletor refletora durante o seu movimento, podendo assim serem utilizados para corrigir a posição do refletor quando expostas a perturbações como vento, chuva, granizo e também corrigir falhas de posicionamento devido a erros estruturais e de precisão na estrutura física do sistema.

2.4.1 Atuadores aplicados em Sistema de Rastreamento Solar

Existem diversos tipos de atuadores aplicados no rastreamento solar. O controle desses elementos geralmente é realizado em malha aberta. A Figura 19 apresenta alguns modelos de motor de passo e caixas redutoras que podem ser utilizados em sistemas seguidor solar.



Figura 19 - Motores de Passo e Caixas Redutoras
Fonte – Prinsloo & Dobson (2014)

Os motores de passo possuem boa precisão e sua rotação possui ângulos específicos. Deste modo, apesar de necessitarem de caixas redutoras quando utilizados em sistemas seguidores solares, utilizam uma redução menor e, conseqüentemente, simplificadas.

Outro tipo de motor que também pode ser utilizado são os motores de corrente contínua. De acordo com Walker (2013) motores de corrente contínua possuem menor custo e apresentam grande capacidade de torque. Contudo, o controle de precisão e a posição de rotação de seu eixo é mais complicada. Normalmente caixas de redução de velocidade também são utilizadas para obter-se menor velocidade de rotação.

Apesar da utilização de algoritmos que descrevem a trajetória solar serem implementados em sistemas seguidores, usualmente é necessário a utilização de sensores de posição angular para realizar a verificação do posicionamento do espelho durante toda sua trajetória. Caso o espelho esteja fora de sua posição ótima por algum motivo, estes sensores devem indicar para o sistema qual o movimento que deve

realizar para atingir a posição ideal. A próxima seção trata dos tipos de sensores de posição angular que podem ser utilizados neste tipo de aplicação.

2.4.2 Sensores de Posição para Rastreamento Solar

Sensores e transdutores de posição angular e linear operam a partir da utilização de um vasto número de tecnologias, sendo alguma delas, resistiva, capacitiva, indutiva, LVDT, efeito Hall, óptica, entre outras. Cada uma dessas tecnologias pode ser aplicada no desenvolvimento tanto de sensores angulares como lineares.

Alguns fatores importantes devem ser considerados no momento da escolha sensor mais adequado para determinada aplicação. A Tabela 5 apresenta alguns dados importantes a respeito das tecnologias de sensores.

Tabela 5 - Características de diferentes tecnologias de sensores

Tecnologia	Absoluto	Sem contato	Vida Útil	Resolução	Alcance	Estabilidade
Resistivo	Sim	Não	Baixa	Média	Médio	Média
CET	Sim	Não	Baixa	Baixa p/ média	Alto	Média
Capacitivo	Sim	Alguns modelos	Elevada	Média	Baixo	Baixa
Indutivo	Sim	Sim	Alta	Média	Médio	Baixa
LVDT	Sim	Sim	Alta	Alta	Médio	Média
Efeito Hall	Sim	Sim	Alta	Alta	Baixo	Baixa
Encoder	Alguns modelos	Alguns modelos	Média	Baixa p/ alta	Médio	Alta

Fonte - Adaptado de Nyce (2004).

2.4.2.1 Encoder Rotativo

Encoders são sensores utilizados para medir movimentos lineares e angulares. Aqueles utilizados para detecções angulares são normalmente chamados de rotativos. Basicamente, existem dois tipos de encoders: absolutos ou diferenciais. O encoder absoluto mantém a posição angular do sistema e irá manter a informação deste ângulo quando a energia for removida do sistema. Essa é uma vantagem que a

última posição do encoder é conhecida exatamente e está disponível imediatamente quando o sensor for realimentado com energia (WEBSTER 2015).

O encoder diferencial é o tipo mais comum do mercado. Este possui três sinais de saída. A partir desses sinais obtém-se o ângulo de rotação, o sentido de rotação e o início/fim de uma volta. O sinal principal fornece o pulso de acordo com o movimento de rotação do encoder. O segundo sinal fornecer um sinal similar ao principal, contudo este é defasado em + ou $- 90^\circ$, sinalizando o sentido de rotação. Por fim, o terceiro sinal indica o começo de uma revolução (WEBSTER 2015).

De acordo com Prinsloo & Dobson (2014), uma maneira de medir a orientação de um seguidor solar é montar um encoder rotativo no eixo de uma placa solar, mas devido ao difícil acoplamento no eixo do espelho refletor, usualmente o encoder é acoplado no eixo do motor responsável pelo movimento do sistema. De acordo com os autores, existem diversos tipos de encoders, mas o mais tradicional é o encoder analógico que fornece um sinal de tensão de saída em relação ao ângulo. Outro tipo de encoder com tecnologia mais avançada é o encoder com chip integrado. Esse tipo de encoder apresenta um Circuito Integrado (CI) que se comunica digitalmente com um microcontrolador, possui uma faixa de atuação de até 360° , com resolução angular melhor do que 0.02° , contudo a sua viabilidade econômica precisa ser avaliada de acordo com a aplicação.

2.4.2.2 Inclinômetro

De acordo com a fabricante US DIGITAL (2017), recentemente os inclinômetros começaram a substituir encoders nas aplicações em sistemas de rastreamento solar por serem mais viáveis economicamente e de mais fácil instalação. Quando aplicados em sistemas CSP, esses sensores angulares ajudam a corrigir perdas que ocorrem devido a imperfeições ou erros mecânicos no sistema de rastreamento. A partir de uma correta calibração, os inclinômetros são capazes de garantir um ajuste fino na sincronização da placa solar com o movimento do sol. A Figura 20 apresenta a precisão de um inclinômetro com faixa de atuação de 0° a 360° , em diferentes faixas de temperaturas de operação, construído para aplicações em sistemas CSP, que está disponível no mercado atualmente.

Outra característica dos inclinômetros é o fato de que ele não precisa ser montado em partes rotacionais ou no eixo do motor, facilitando seus acoplamentos ao sistema de rastreamento solar (Prinsloo & Dobson 2014).

Nota-se que o inclinômetro possui grandes vantagens e capacidade para utilização em sistemas de rastreamento solar. Contudo, seu custo ainda por ser considerado elevado.

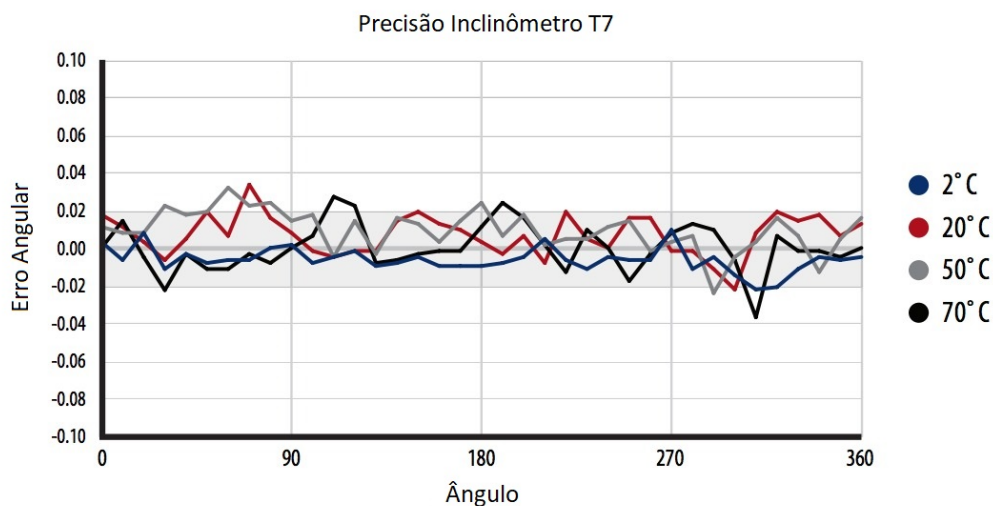


Figura 20 - Precisão do Inclinômetro T7
Fonte- US DIGITAL (2017)

2.4.2.3 Transformador Diferencial Linear Variável

Segundo MEAS (2013), um LVDT é um transdutor absoluto de posição/deslocamento que é usado para converter uma posição ou deslocamento linear, partindo de um referencial mecânico ou posição nula (*null position*), em um sinal elétrico proporcional. Esse sinal contém informação de direção (fase) e distância (amplitude).

Nyce (2004) complementa que o LVDT é um transdutor de posição absoluto sem contato e com resolução virtualmente infinita. Uma vez que a tecnologia de detecção é sem contato, é necessário um arranjo mecânico para manter o núcleo corretamente posicionado buscando uma concentricidade entre as partes. Normalmente, sensores simples podem ser construídos com uma não linearidade menor que 0,2% e com faixa de medição menor que 1 mm até 100mm. O autor ainda

define que a resolução é infinita até o sinal analógico ser digitalizado para uso com microcontroladores para calibração e compensação.

Os LVDTs consistem normalmente em um dispositivo cilíndrico no qual são dispostos os enrolamentos (bobinas), que consistem em um enrolamento primário e dois secundários. As bobinas são dispostas de maneira a envolver o percurso retilíneo do núcleo móvel. Os componentes que compõe o sensor de deslocamento linear típicos de um LVDT estão dispostos na Figura 21, na qual pode-se notar que as bobinas são dispostas a envolver o percurso retilíneo do núcleo móvel (FERRAZ DIAS 2015).

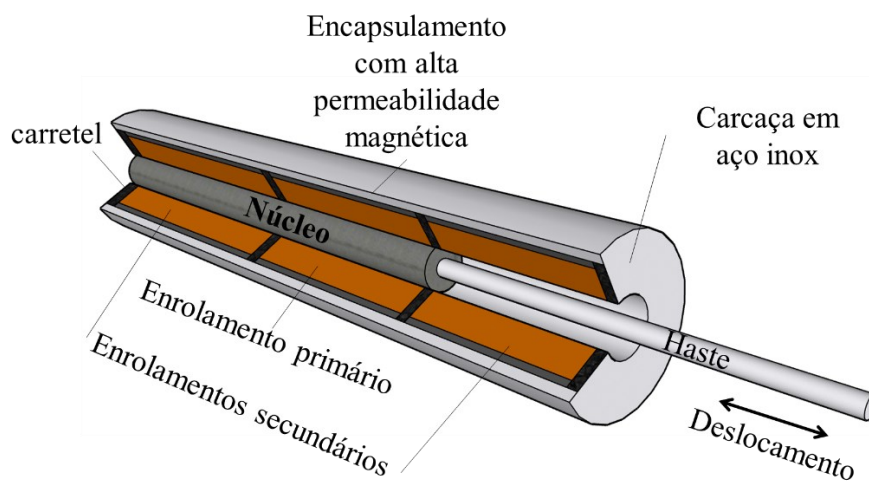


Figura 21 - Constituição de um LVDT
Fonte – Autoria própria

A Figura 22 representa como as bobinas de um LVDT são desenhadas em um circuito esquemático.

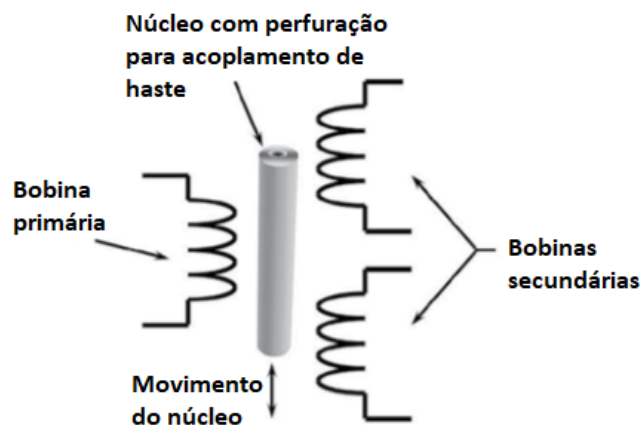


Figura 22 – Esquema das bobinas de um LVDT
Fonte: Adaptado de Nyce (2004)

Os LVDTs requerem um circuito eletrônico para instrumentação que é responsável por gerar um sinal senoidal de excitação para a bobina primária. Uma vez que o sinal de saída das bobinas secundárias são AC, o sinal precisa ser convertido para se obter um sinal DC proporcional a posição do núcleo. Isso pode ser feito a partir de um circuito demodulador para detectar a amplitude do sinal, como o circuito detector de pico.

Com a configuração demonstrada na Figura 23, a diferença de tensão na saída irá se tornar maior quando o núcleo mover para cima e se tornará negativa gradativamente se o núcleo se mover para baixo. Quando o núcleo estiver posicionado no centro das bobinas secundárias, a tensão será 0V. Essa posição normalmente é denominada como posição nula. Maiores detalhes sobre demodulação de sinal serão explanadas adiante.

Apesar do transdutor LVDT ser utilizado para medição de deslocamento linear, as características citadas a seguir o creditam para ser utilizados em sistemas seguidores solares, necessitando apenas que seja realizado o acoplamento adequado para converter o deslocamento angular do refletor solar em deslocamento linear. Algumas das principais características de um LVDT, que o justificam como um dos melhores sensores de deslocamento disponíveis no mercado, de acordo com a fabricante MEAS (2013), são:

- I. Vida mecânica elevada – A inexistência de atrito ou contato entre partes estáticas (bobinas) e a parte móvel do sensor (núcleo), garantem que o desgaste seja reduzido nesse tipo de sensor, proporcionando uma vida mecânica teoricamente infinita ao sensor.
- II. Resolução - O princípio de indução por qual o LVDT funciona e por ser analógico, garantem uma resolução infinita ao sensor. Isso quer dizer que o LVDT pode responder mesmo a um pequeno movimento do núcleo, de ordem micrométrica e, produzir um sinal de saída. A instrumentação eletrônica requerida representa a única limitação em resolução.
- III. Repetibilidade de posição nula - A posição nula em um LVDT é estável e repetível. Assim, o LVDT pode ser usado como um indicador de posição nula em sistemas de controle.
- IV. Alta robustez – A combinação de materiais utilizados em LVDTs e as técnicas de montagem usadas na sua construção podem resultar em

sensores robustos e de alta durabilidade. A construção robusta permite o funcionamento mesmo após a exposição a cargas de impacto e alto nível de vibração frequentemente encontrados em meios industriais.

Devido as características citadas para o LVDT e de acordo com Carvalho (2017), esse tipo de transdutor pode ser utilizado para indicação da posição angular em sistemas de rastreamento solar, pois o autor cita em seu trabalho que o controle de um sistema de rastreamento solar utilizando um sensor LVDT mostrou-se eficaz para corrigir a posição do espelho quando submetido a perturbações (ex. rajadas de vento).

2.4.3.5 Custo aproximado de sensores aplicáveis a rastreadores solares

A Tabela 6 apresenta os custos de sensores disponíveis comercialmente. Os preços são referentes a pedidos em quantidade unitária de cada sensor e a proposta foi recebida no início do ano de 2021. Impostos não estão sendo levados em consideração podendo ainda haver acréscimos em concordância com as alíquotas incidentes por produto.

Tabela 6 - Custos de sensores comerciais		
Sensor	Descrição	Preço
Transdutor LVDT ACT 2000A-L50	Campo de medição de +/- 50mm; Linearidade de 0,5% fe. Avanço do êmbolo por mola, apalpador de carbono-tungstênio removível, cabo integrado de 2 metros com pontas estanhadas (saída axial), corpo de 20,6 mm de diâmetro.	R\$ 5.140,00
Inclinômetro INC 110E	Campo de medição +/- 45°, resolução 0,05°. 2 eixos de medição, alimentação 12-24Vdc, classe de proteção IP67, saída 4-20mA. Cabo integrado de 3 metros	R\$ 4.510,00
Encoder magnético RCS 9100	Campo de medição 0-360°, Máx. Velocidade 120RPM saída 0-10V. Transdução sem contato mecânico, classe de proteção IP67, eletrônica hermeticamente selada, cabo integrado de 0,5 metros, alimentação 24VDC (+/-6VDC).	R\$ 2.655,53

Fonte – Metrolog, (2021)

De acordo com a fabricante Metrolog (2021), o transdutor LVDT da linha ACT2000A ainda exige um condicionador de sinal para obtenção de sinal com saída 0-10V, 4-20mA. Dessa forma, o LVDT apresenta o maior custo entre todos os sensores passíveis de utilização na aplicação. Contudo, apesar do elevado custo comercial, é possível desenvolver um sensor LVDT de baixo custo, assim como uma instrumentação própria para o condicionamento de sinal.

2.5 INSTRUMENTAÇÃO PARA TRANSDUTORES LVDT

Os sensores LVDTs são sensores robustos que necessitam de um sistema de aquisição de sinal que identifique o posicionamento do núcleo do sensor. Esse condicionamento de sinal pode ser realizado a partir de circuitos utilizando componentes convencionais como, amplificadores operacionais e componentes passivos, ou ainda por meio de Circuito Integrado (CI) específico para instrumentação de LVDTs, com saída analógica ou digital.

2.5.1 Instrumentação analógica para LVDTs

A Figura 23 mostra um diagrama de blocos com os principais circuitos comumente adotados na instrumentação de um LVDT (S. KESAVAN & N. REDDY 2006).

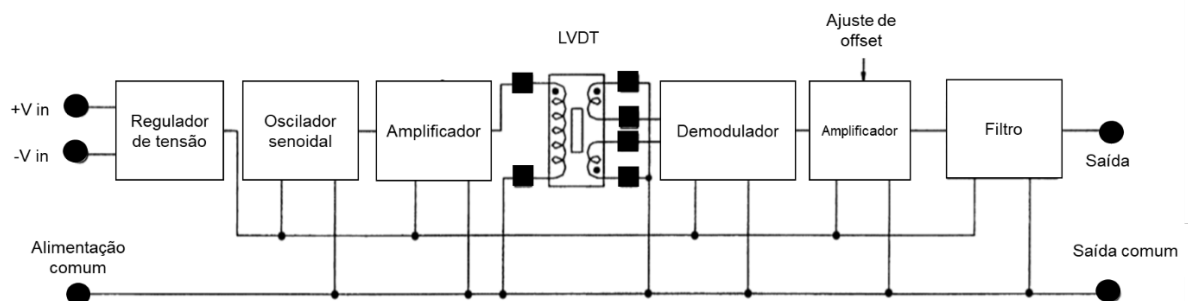


Figura 23 – Diagrama de blocos para instrumentação de um LVDT
Fonte - S. KESAVAN & N. REDDY, (2006).

Segundo S. Kesavan & N. Reddy (2006), a instrumentação normalmente utilizada em um LVDT deve apresentar as seguintes funções:

- I. Excitação: O LVDT necessita de uma excitação CA com amplitude constante e uma frequência dada por um oscilador externo conectado a um amplificador de sinal com ajuste de amplitude na saída.
- II. Amplificação: É necessária uma amplificação de sinal devido a pequena amplitude do sinal de saída do LVDT. É possível utilizar dois amplificadores, sendo um antes da demodulação e outro após essa.
- III. Demodulação: Um demodulador é necessário para realizar a conversão do sinal de saída do LVDT em uma tensão DC, indicando o sentido da posição do núcleo. Normalmente, o sinal de saída do demodulador é enviado para um filtro passa baixa. Geralmente, utiliza-se um demodulador síncrono para extrair os dados do LVDT, o que requer um filtro passa-baixa para remover o sinal de excitação. Essa configuração gera um atraso na resposta gerado pelo pólo dominante, além de ocasionar um desvio na frequência que aumenta o erro da leitura.
- IV. Alimentação: Uma alimentação CC é necessária para os componentes eletrônicos associados ao circuito de instrumentação.

2.5.1.2 Circuito Integrado de instrumentação analógico para LVDT modelo NE5521D

Segundo Masi et al. (2015), as soluções comerciais de circuito integrado para condicionamento de sinal em um LVDT compreendem os dispositivos AD698, AD598, NE5521 e S1A. O AD698 e o AD598 possuem algoritmos de leitura ratiométrica. Os outros dois, NE5521 e S1A, possuem algoritmos de leitura por meio de demodulação síncrona. A maioria dos módulos de condicionamento padrão pode ser configurada para gerar frequências na faixa de 1–20 kHz, com um erro de linearidade de saída de escala completa ou FSO (do inglês, *Full Scale Output*) de 0,05%. Ainda, segundo o autor, tradicionalmente, a saída é uma tensão DC ou AC proporcional à posição central, mas muitos módulos também fornecem uma interface de saída digital, por exemplo, o dispositivo Alliance Sensor™ S1A. Nenhum dos dispositivos relatados e técnicas discutidas são capazes de fornecer uma precisão de leitura abaixo de algumas centenas de micrômetros, mesmo com apenas cabos curtos.

Segundo de Pelegrin et al. (2017), uma maneira otimizada para se realizar a demodulação para ser utilizada com um LVDT pode ser realizada através de um

circuito integrado. Os autores utilizaram um circuito integrado NE5521D com sensibilidade de fase para o condicionamento de sinal. Esse CI apresenta baixa distorção, frequência estável, um oscilador senoidal de frequência programável e um demodulador síncrono para converter a amplitude e fase do sinal dos enrolamentos secundários em um sinal de tensão correspondente a posição do núcleo. A Figura 24 demonstra o diagrama de blocos do circuito integrado NE5521D e a Figura 25 o seu processo de demodulação.

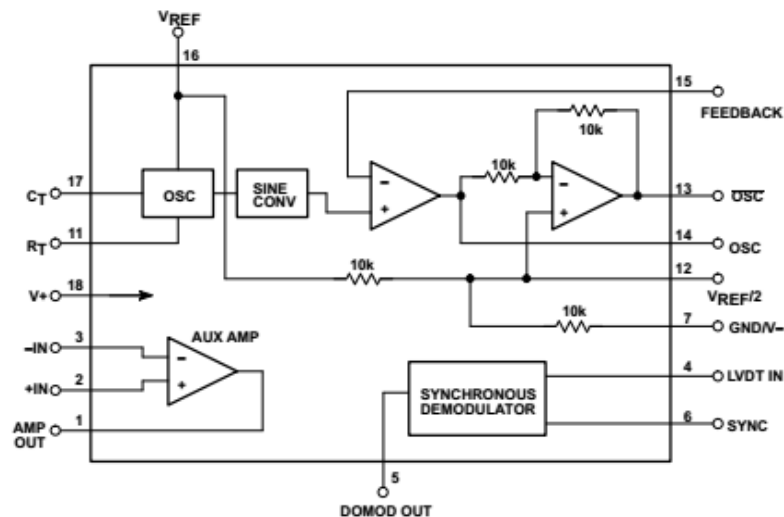


Figura 24 - Diagrama de blocos do circuito integrado NE5521D
Fonte - Philips (2002)

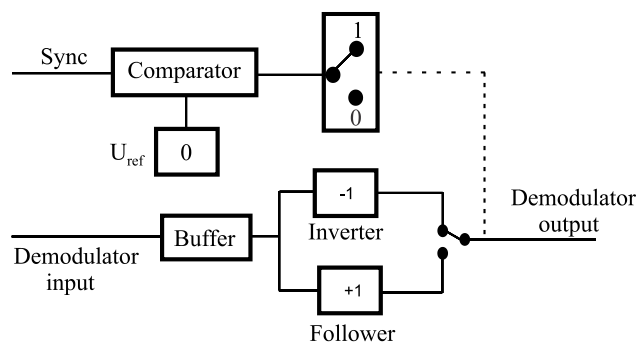


Figura 25 – Processo de demodulação NE5521D
Fonte – Philips (2002)

Com relação ao demodulador presente no NE5521D, seu funcionamento é ilustrado na Figura 25. Durante o primeiro meio ciclo da senoide, à medida que o sinal que aparece em *Sync* ultrapassa U_{Ref} , o funcionamento do demodulador será como inversor, e a entrada do demodulador aparece invertida na saída. No segundo semiciclo, no momento em que o sinal de sincronismo se torna inferior a U_{Ref} o demodulador funciona como seguidor e a entrada do demodulador aparece com

ganho unitário na saída. Portanto, a retificação ocorre em sincronismo com o sinal primário de excitação. A amplitude do sinal retificado indica a posição do núcleo e a polaridade indica a direção a partir da posição central do núcleo (posição nula) em que esse está posicionado.

2.5.2 Instrumentação digital para LVDTs

Uma instrumentação digital para um transdutor LVDT compreende um oscilador senoidal, amplificadores, conversores A/D para amostragem dos sinais das bobinas secundárias e um sistema digital para obter as amplitudes e a relação de fase entre essas bobinas. A partir disso, o sinal de saída pode ser obtido pela diferença entre as amplitudes individuais das bobinas. A informação de fase resulta em um sinal que indica se o núcleo está à esquerda ou direita da posição nula do LVDT. A Figura 26 apresenta um diagrama de blocos da instrumentação digital, baseada no dispositivo PGA970 (TEXAS INSTRUMENTS, 2016).

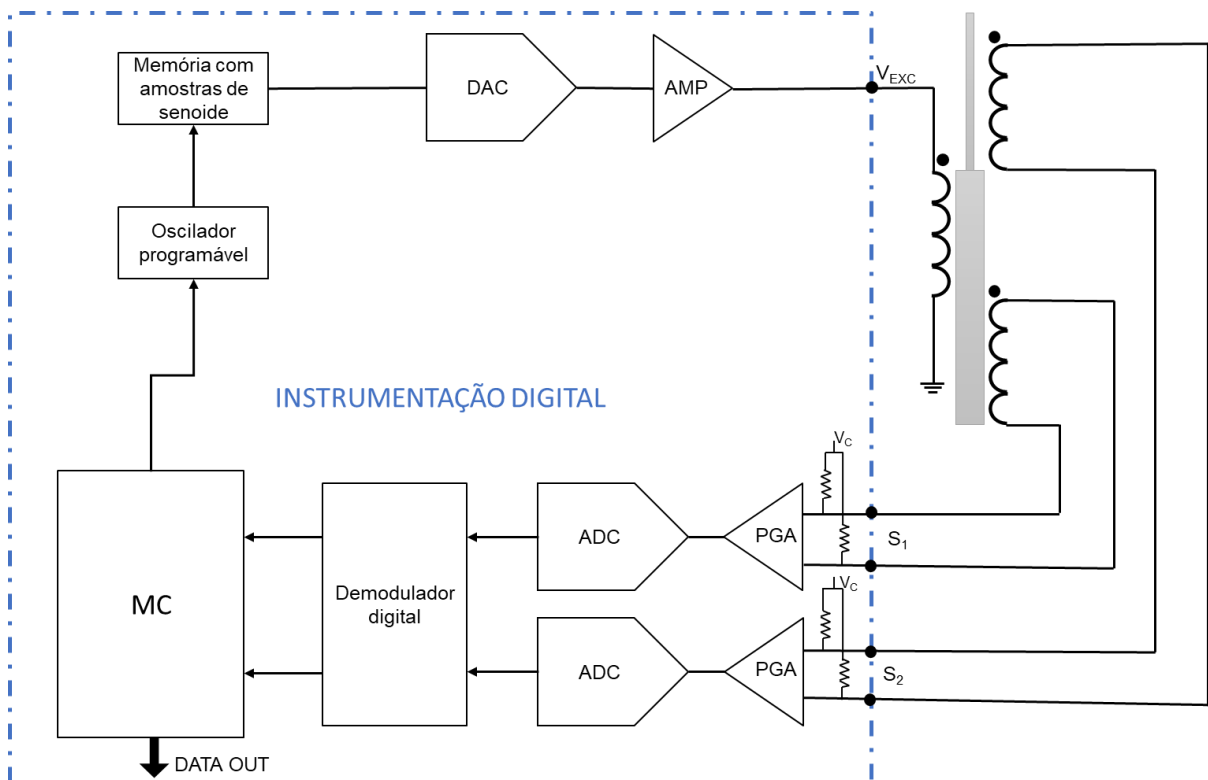


Figura 26 - Diagrama de blocos de instrumentação digital
Fonte - Adaptado de Texas Instruments (2016)

De acordo com a Figura 26, o sinal senoidal de excitação é gerado a partir de valores de pontos de um sinal senoidal, armazenados em uma memória. Um oscilador incrementa um ponteiro para essa memória e cada palavra digital, correspondente a uma amostra da senoide, é enviada para um conversor A/D, resultando em um sinal senoidal digitalmente sintetizado. Um microcontrolador ajusta a frequência do oscilador, o que atua na frequência do sinal de excitação. O sinal de saída do conversor D/A recebe um ganho de corrente e tensão por meio de um amplificador. Esse sinal de excitação é aplicado na bobina primária do LVDT.

Os sinais das bobinas secundárias entram em amplificadores com ganho programável ou PGA (do inglês, *Programmable Gain Amplifier*) do circuito de instrumentação. Um nível DC, denominado tensão comum (V_c), é aplicado às entradas para que a variação desses sinais ocorra em uma faixa de tensão positiva. Cada PGA ajusta a amplitude desses sinais para ficar compatível com a faixa de entrada de tensão dos conversores A/D. As palavras digitais resultantes das conversões desses sinais entram em um demodulador digital, cuja implementação pode ocorrer a partir de um circuito digital que realiza a transformada discreta de Fourier ou DFT (do inglês, *Discrete Fourier Transform*). As saídas desse bloco funcional fornecem os módulos e as fases dos sinais de ambas as bobinas.

Um microcontrolador recebe as palavras digitais e efetua a subtração dos módulos e fases, resultando na diferença das amplitudes e fases dos sinais das bobinas secundárias, expressos em escala de conversor A/D. A amplitude resultante reflete a posição do núcleo e, por calibração, obtém-se a posição em unidade métrica. O sinal da fase é utilizado para indicar em qual sentido, a partir da posição nula, em que o núcleo se encontra. Note que o sinal da diferença das amplitudes também pode indicar o sentido, porém não discrimina o sentido com tanta exatidão quanto aquela obtida por meio da fase.

2.6 MECANISMO DE CONVERSÃO DE MOVIMENTO LINEAR EM MOVIMENTO ANGULAR

Como o transdutor LVDT é utilizado para medição de movimento linear, será necessário seu acoplamento ao espelho, via mecanismo específico, para medição do movimento angular do refletor. Logo, deve-se converter o movimento de rotação

realizado pelo espelho refletor em movimento de translação que é realizado pela haste do transdutor LVDT.

A translação é definida como qualquer movimento em que cada linha no corpo se mantém paralela à sua posição original em todos os instantes de tempo, ou seja, não existe rotação, sendo esse o movimento realizado pela haste do transdutor LVDT. Já uma rotação em torno de um eixo fixo é o movimento angular em torno do eixo, em que todas as partículas em um corpo rígido se deslocam em trajetórias circulares em torno do eixo de rotação, e todas as linhas no corpo que são perpendiculares ao eixo de rotação, giram por meio do mesmo ângulo ao mesmo tempo (J. L. MERIAM & L. G. KRAIGE, 2009).

Existem diversos mecanismos de transmissão e transformação de movimento, dentre os quais destacam-se polias, correias, engrenagens, biela-manivela e cremalheira. Esses dois últimos convertem movimento de translação em rotação e vice-versa. A Figura 27 apresenta dois destes mecanismos

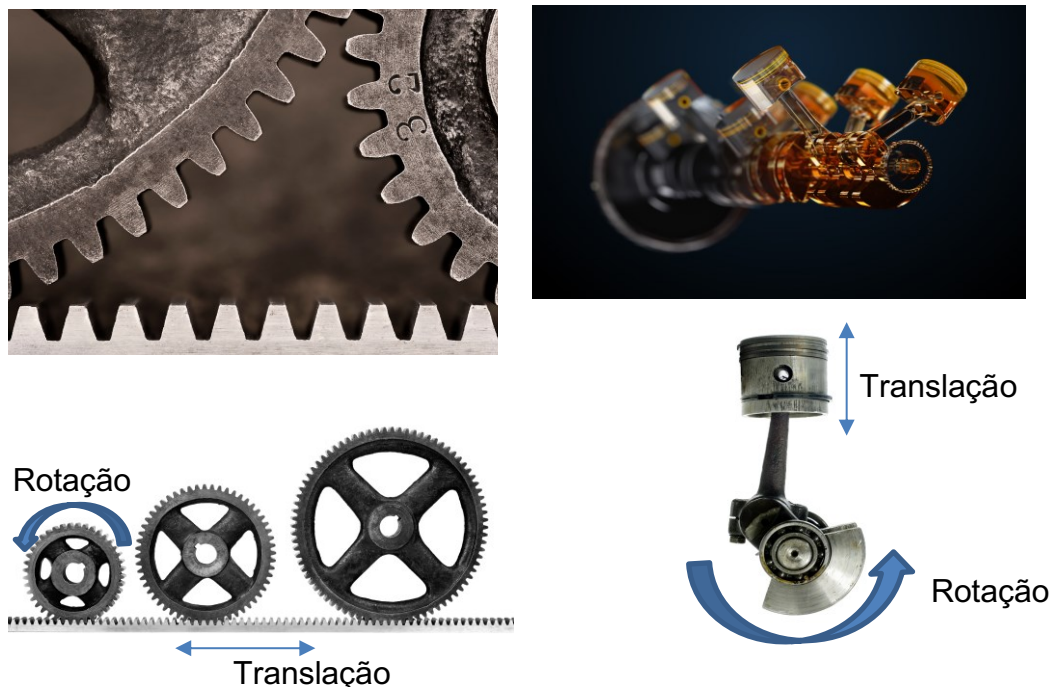


Figura 27 – Mecanismo engrenagem cremalheira (à esquerda) e mecanismos biela-manivela-pistão (à direita)

Fonte – Adaptado de Canva (2021)

De acordo com Norton (2013), ao aumentar-se o diâmetro da circunferência de base de uma engrenagem sem limite, a circunferência de base se tornará uma linha

reta. Essa engrenagem reta será uma cremalheira. A aplicação mais comum da cremalheira e engrenagem (pinhão) é na conversão de movimento rotacional a reto e vice-versa, podendo ser movida em ambas as direções.

De acordo com ATI Brasil (2018), as engrenagens geralmente operam em pares com os dentes de uma se encaixando com os dentes das outras. Elas possuem formato cilíndrico, cônico, helicoidal ou reto (cremalheira). Normalmente elas são fabricadas em aço carbono, aço inoxidável ou plástico. A escolha do material se dá em função da potência a ser transmitida, sendo necessária a verificação da rotação, da velocidade do movimento e do torque envolvido. As engrenagens e cremalheiras de dentes retos possuem maior simplicidade para fabricação e instalação. Já as engrenagens e cremalheiras de dente helicoidal possuem maior complexidade de fabricação e instalação. Os elementos de dentes helicoidais possuem a mesma função daqueles de dentes retos, mas possuem a vantagem de um engrenamento mais suave e de uma maior área de contato entre os dentes. Resultando em menor ruído e maior capacidade de carga.

Em relação a tolerância, a norma DIN 3962 cita que a precisão da cremalheira pode ser definida de acordo com o grau de acabamento dos seus dentes (folgas). Geralmente as cremalheiras, para aplicação industrial, variam do grau 10 (menor precisão) até o grau 5 (maior precisão e melhor acabamento). As cremalheiras classe 5 apresentam precisão de $\pm 0,02\text{mm}$ em um comprimento de 1m. As cremalheiras classe 10 apresentam precisão de $\pm 0,2\text{ mm}$ em um metro (ATI BRASIL, 2018).

2.6.1 Dimensionamento de cremalheiras de dentes retos

No que diz respeito ao dimensionamento de um sistema pinhão-cremalheira, os fabricantes disponibilizam tabelas para a determinação do módulo, através do conhecimento das forças envolvidas na transmissão e da velocidade linear máxima desejada no projeto. A Figura 28 apresenta o módulo em função da velocidade e da força tangencial para o aço SAE 1045 temperado da fabricante Koom.

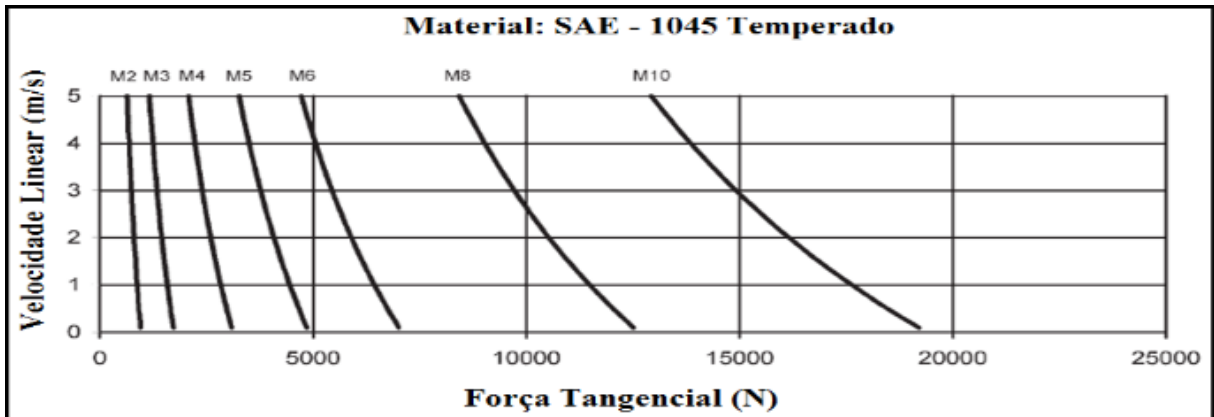


Figura 28 - Módulo em função da velocidade e da força tangencial para o aço SAE 1045 temperado

Fonte – Catálogo Koom (2007)

A equação de que define o deslocamento percorrido pela cremalheira quando o pinhão realiza uma rotação completa é:

$$e = \pi \times d, \quad (22)$$

sendo, e o espaço percorrido em uma rotação e d o diâmetro primitivo do pinhão.

Para obtenção do diâmetro primitivo é realizada a multiplicação entre o módulo de engrenamento (m) e o número de dentes (Z), conforme a expressão (LOPES; GALDINO, 2013):

$$d = m \times z \quad (23)$$

Nota-se assim que em aplicações de baixa transmissão de potência e velocidade, em que se deseja apenas a transmissão do movimento, o módulo da engrenagem pode ser pequeno. Além disso, o diâmetro primitivo do pinhão indicará o deslocamento da cremalheira para indicar o curso total de movimento.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais e os métodos aplicados na construção do LVDT e do módulo de instrumentação para esse transdutor, assim como os procedimentos experimentais que serão adotados na avaliação do LVDT e da instrumentação. Primeiramente, são abordados o projeto e desenvolvimento do LVDT, com base em requisitos estabelecidos. Em seguida, o desenvolvimento do módulo de instrumentação é descrito em detalhes. Por último, os procedimentos experimentais são apresentados e comentados. A Figura 29 apresenta o sistema de medição completo.

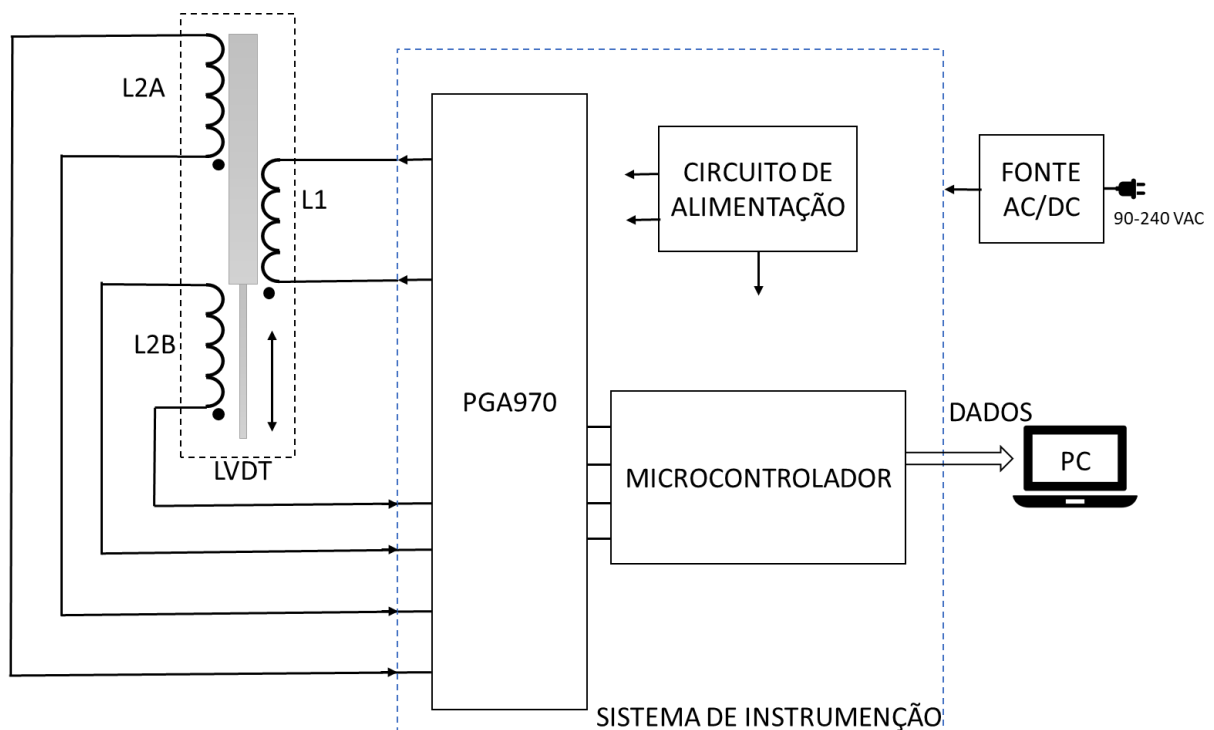


Figura 29 - Sistema de medição completo
 Fonte – Autoria própria

O sistema de medição completo é apresentado no diagrama da Figura 29. O sistema de instrumentação recebe energia de uma fonte externa. O circuito de alimentação fornece energia para o PGA970 que excita o enrolamento primário através de um gerador senoidal interno. Conforme ocorre o movimento do núcleo, o circuito integrado recebe o sinal relativo a variação de tensão nos enrolamentos

secundários. O PGA970 então realiza o processamento do sinal e envia as palavras digitais resultantes para um microcontrolador que é conectado ao PC para a aquisição de dados. Maiores detalhes serão dados nas seções seguintes.

3.1 CONSTRUÇÃO DO LVDT

O projeto do transdutor LVDT foi elaborado de modo a se obter um protótipo com elevada robusteza e dimensões desejadas a partir de materiais facilmente encontrados no mercado e de baixo custo, que permitam a obtenção das características necessárias do transdutor LVDT. As etapas envolvidas no projeto e implementação do LVDT são mostradas no diagrama da Figura 30.

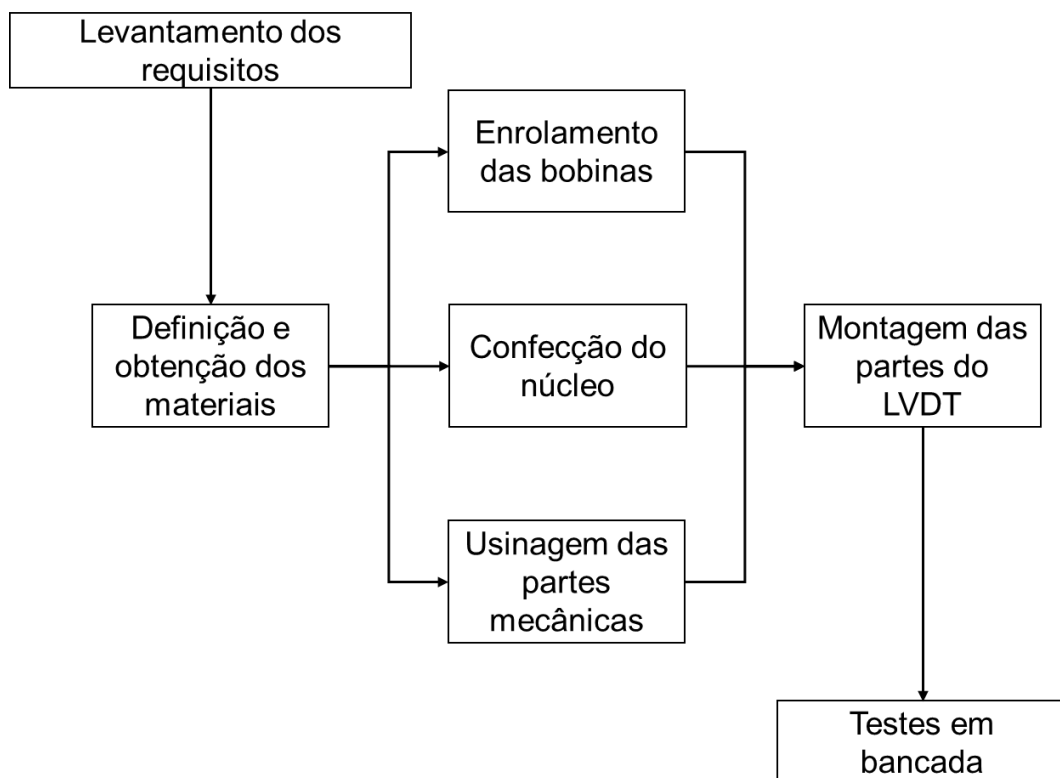


Figura 30 - Etapas envolvidas no projeto e implementação do LVDT
 Fonte – Autoria própria

Primeiramente, foram levantados os requisitos para o projeto do LVDT, conforme Figura 30. Em seguida foram definidos e obtidos os materiais para compor as partes mecânicas e enrolamentos do transdutor, observando o requisito de baixo custo. A partir da obtenção dos materiais, passou-se para a parte de fabricação do transdutor passando pelas etapas de montagem do carretal e enrolamento das

bobinas, confecção do núcleo em conjunto com a haste e usinagem das partes mecânicas que compõe o encapsulamento do LVDT. Na sequência a montagem de todos os componentes foi realizada permitindo a realização dos testes em bancada.

3.1.1 Requisitos para o projeto do LVDT

As características utilizadas como requisito de projeto são baseadas no trabalho de Carvalho (2017), visando uma melhoria na instrumentação e no transdutor LVDT desenvolvido previamente. As principais características compreendem:

- I. Campo de medição de pelo menos +/- 50 mm.
- II. Resolução de no mínimo 0,01 mm.
- III. Tensão de excitação: 5-12V.
- IV. Frequência de excitação: 1-5 kHz.
- V. Capacidade de operação em ambiente aberto, sob incidência de intempéries climáticas, protegida contra poeira e jatos de água (grau de proteção IP55).

Em relação a escolha dos materiais foi verificada a disponibilidade do mercado e principalmente as características mecânicas de cada um conforme o processo de construção e os requisitos definidos para o transdutor.

Um LVDT típico, conforme pesquisa na literatura e em sites de fabricantes, é constituído pelas seguintes partes:

- I. Carretel com 2 enrolamentos secundários e 1 enrolamento primário.
- II. Núcleo de aço inox ou ferrite.
- III. Haste acoplada ao núcleo.
- IV. Camada ferrítica envolvendo as bobinas.
- V. Carcaça de aço inoxidável.

Visando um auxílio na construção do protótipo, foram realizados desenhos de cada componente do transdutor com auxílio do *software* SolidWorks® com uma respectiva montagem em 3D disposta na Figura 31.

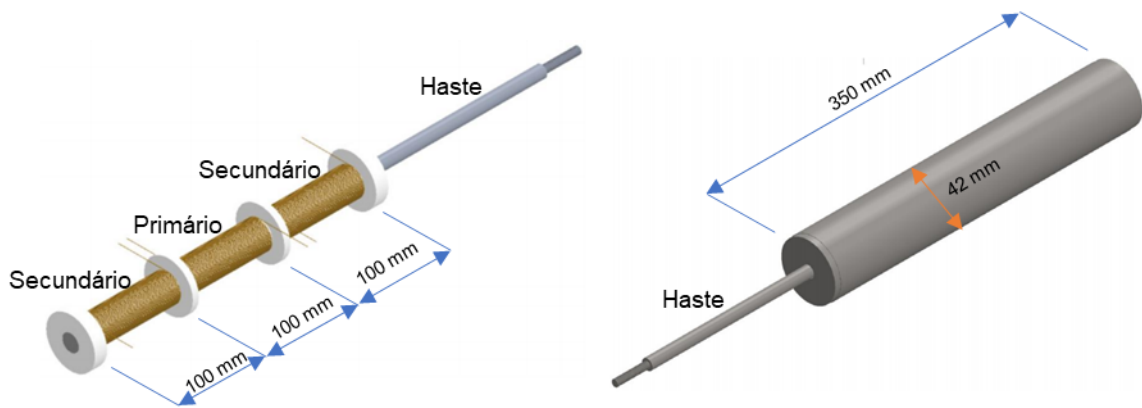


Figura 31 - Desenho do Transdutor LVDT. À esquerda uma vista interna e à direita o transdutor montado.

Fonte – Autoria Própria.

3.1.2 Carretel e enrolamentos

O carretel foi fabricado a partir de um tubo de acrílico com baixo fator de atrito para facilitar a movimentação do núcleo em seu interior. O material do carretel não pode ser eletricamente condutivo, pois minimizaria significativamente o campo magnético. Além disso, este material apresenta boa usinabilidade, baixo coeficiente de fricção, reduzido peso específico, baixo custo e vida útil elevada (ACRILICOS BRASIL, 2020).

Como divisor entre as 2 bobinas secundárias e a bobina primárias, *O-rings* foram aplicados, com espaçamento de 10 cm, para garantir um campo de medição acima dos 50 mm definidos como requisito de projeto. Dessa forma, um carretel de 30 cm, composto por três bobinas foi obtido.

Os enrolamentos foram construídos com fio esmaltado de cobre com bitola de 33 AWG, uma vez que, usualmente a bitola dos fios utilizadas na fabricação de LVDTs variam entre 26 a 36 AWG (DE PAULA VEIGA & MONTANARIN, C. 2007). Para um ganho de tensão, as bobinas secundárias foram construídas com o dobro de camadas da bobina primária.

Para definição do número de voltas de cada enrolamento, realizaram testes, baseados na amplitude do sinal de saída nas bobinas secundárias de acordo com a variação da posição do núcleo, para cada configuração analisada, em que primeiramente foi mantido o número de voltas dos enrolamentos secundários e diminuído gradativamente o número de voltas do enrolamento primário, até se chegar

na relação ideal de 1:2. A melhor configuração de bobinas é aquela em que o sinal de resposta apresentar maior tensão e melhor linearidade.

A Figura 32 apresenta a bancada de testes utilizada para a determinação do número de voltas ideal entre a bobina primária e secundárias.

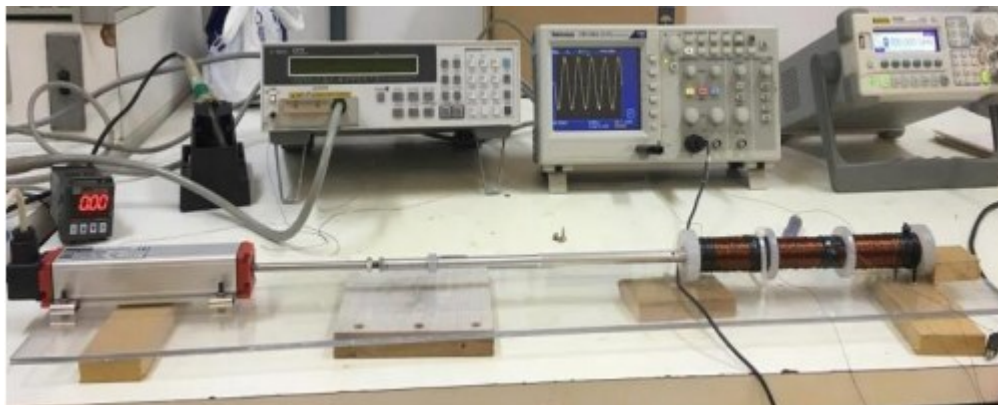


Figura 32 - Bancada de teste LVDT
Fonte: de Pelegrin et al. (2017)

O LVDT utilizado para determinação do número de voltas, representado na Figura 32, apresenta um carretel usinado em polipropileno diferentemente do LVDT proposto. Contudo, o carretel proposto do novo sensor permite que uma relação 1:2 entre o enrolamento primário e secundários seja mantida.

3.1.3 Núcleo

De acordo com Padilha (2000), os materiais mais indicados para tal aplicação são: ferrites e ligas compostas de níquel e ferro. Dessa forma, o núcleo do transdutor foi construído com um tubo acrílico preenchido com ferrites cilíndricos, visando aumentar a permeabilidade magnética do núcleo. Isso aumenta significativamente a indutância mútua entre a bobina primária e as secundárias, resultando em sinais com maior amplitude nas bobinas secundárias.

Os ferrites têm uma vantagem sobre outros tipos de materiais magnéticos, devido à alta resistividade elétrica e às baixas perdas por correntes de Foucault ao longo de uma ampla faixa de frequência. Essas características, juntamente com alta permeabilidade magnética, tornam os ferrites ideais para utilização em aplicações tais como transformadores de alta frequência, os transformadores de banda larga, indutores ajustáveis e outros circuitos de alta frequência (PADILHA, 2000). O

comprimento do núcleo equivale ao comprimento de uma bobina secundária somada a bobina primária, ou seja, 20 cm.

3.1.4 Haste

Para a construção da haste, uma barra roscada de latão, material não ferromagnético, foi utilizada. A haste é o meio de transmissão do deslocamento do espelho de captação de energia solar até o núcleo. Esse material, de acordo com Schaevitz (1974), deve ser não ferromagnético para que não cause nenhuma influência magnética campo dos enrolamentos. Segundo a fabricante Trans-Tek (2012), os materiais preferidos para esse tipo de aplicação são aços inoxidáveis ou plásticos de engenharia. O latão foi utilizado por apresentar características não ferromagnéticas, possuir baixo custo e estar disponível facilmente no mercado.

A haste de latão foi acoplada ao núcleo através de uma resina epóxi. Ela foi dimensionada de modo que permita o transdutor operar em sua extensão total. O uso de hastes menores do que o necessário pode diminuir a capacidade de alcance de medição do LVDT. Com o devido alinhamento da haste, o núcleo não terá contato direto com a borda interna, o que acarreta um movimento com pequeno atrito, garantindo desgaste por atrito reduzido.

3.1.5 Encapsulamento ferrítico

Para que o fluxo do campo magnético não ocorra pela carcaça de aço inox, o que provocaria atenuação acentuada do campo, as bobinas foram envolvidas com material ferrítico. Devido a permeabilidade desse material ser maior que a do aço inox, o campo magnético tende a fluir, em sua grande maioria, pela cobertura de ferrite. Essa camada é composta por ferrites toroidais dispostos lado a lado de forma a cobrir todo o carretel e seus enrolamentos.

3.1.6 Carcaça

A carcaça consiste em um tubo de 42 mm de diâmetro e 350 mm de comprimento, com roscas nas duas extremidades e duas tampas, rosqueadas para fixação das partes internas. A carcaça foi construída a partir de um tubo de aço

inoxidável ABNT 304 com duas tampas roscadas de mesmo material para proteger o transdutor. As roscas foram usinadas com padrão DIN nas dimensões especificadas, com ferramenta própria para tal. Na parte interna das tampas dois apoios foram confeccionados para garantir a concentricidade entre os componentes.

3.1.7 Montagem

Para finalizar, o transdutor foi montado através do encaixe de todos os seus componentes individualmente, sendo alocado o carretel com os enrolamentos no interior dos ferrites toroidais que foram dispostos dentro da carcaça de aço inoxidável. Um cabo de ligação foi acoplado aos enrolamentos para ligação ao circuito de instrumentação.

3.2 DESENVOLVIMENTO DO MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO

O módulo de instrumentação envolve, basicamente, um dispositivo de instrumentação digital específico para LVDT, um circuito de alimentação, um microcontrolador, entre outros elementos, conforme o diagrama da Figura 33. A partir da obtenção do circuito completo, o módulo de instrumentação será implementado em uma PCI.

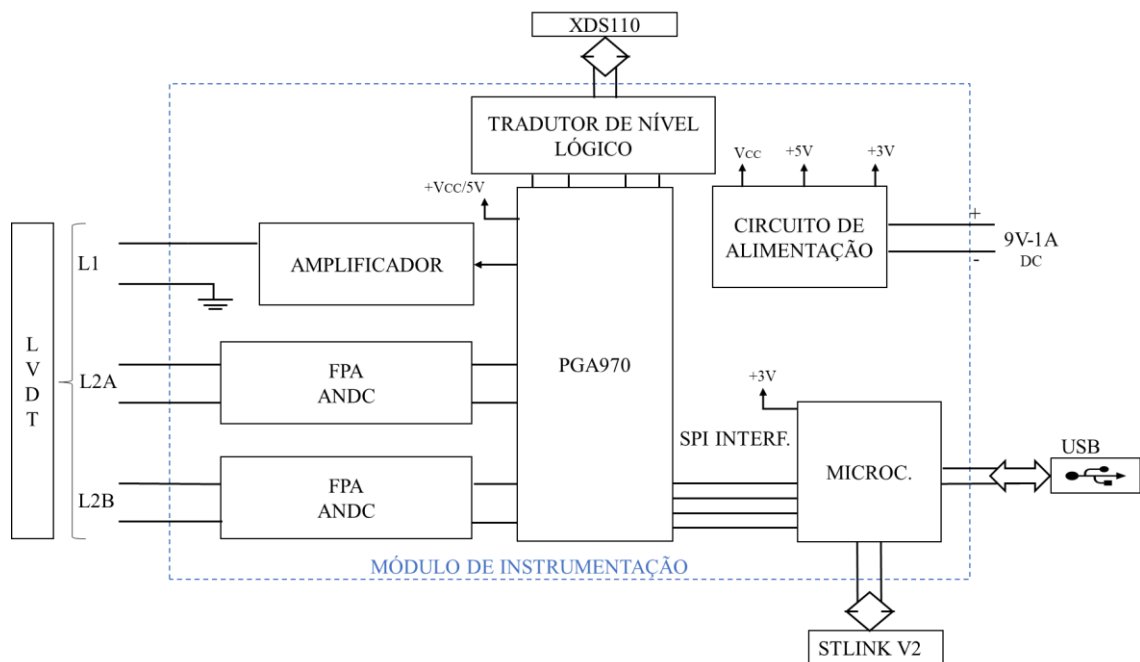


Figura 33 - Diagrama do módulo de instrumentação para LVDT
Fonte – Autoria Própria

Os elementos principais do módulo de instrumentação são o *Analog Front End* para instrumentação de LVDT, ou seja, o dispositivo PGA970, e o microcontrolador. Conforme a Figura 33, o módulo de instrumentação é alimentado por uma fonte AC/DC, que se comunica com um computador por meio de uma interface USB (do inglês, *Universal Serial Bus*) ou pela interface de depuração do microcontrolador. Ainda, a bobina primária do LVDT é excitada a partir de um sinal senoidal gerado pelo PGA970, que é amplificado em corrente e tensão por um amplificador de potência. Com a movimentação do núcleo do LVDT, os sinais das bobinas secundárias entram em circuitos que atuam como filtros passa-alta e também para acoplamento de nível DC retornando ao PGA970. O microcontrolador comunica-se via interface SPI (do inglês, *Serial Peripheral Interface*) e assim realiza a leitura dos dados provenientes do PGA970.

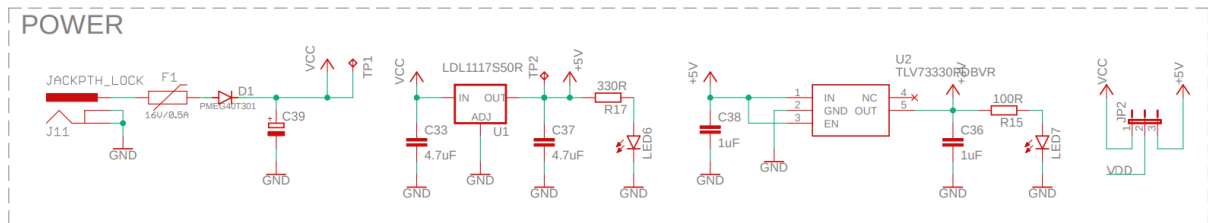
3.2.1 Circuito de alimentação

O circuito de alimentação foi projetado para atender às necessidades dos circuitos analógicos e digital dos circuitos de instrumentação do LVDT. Para o suprimento primário de energia, uma fonte AC/DC com entrada de 90 a 240 VAC e saída de 9V e 1A foi utilizada. Como forma de proteção um fusível resetável 0ZCJ0075AF2E foi acoplado a entrada de energia da PCI. Esse modelo de fusível possui corrente nominal de 0,75A (BEL FUSE, 2016).

Para atingir as tensões de 5V e 3V, necessárias para o funcionamento dos circuitos da PCI, dois reguladores de tensão foram utilizados. O primeiro é o regulador de tensão modelo LDL1117S50R, que apresenta tensão de entrada entre 2,5V a 18V e está disponível para tensões de saídas que podem ser fixadas em 1,2 V (1,185 V), 1,5 V, 1,8 V, 2,5 V, 3 V, 3,3 V, 5,0 V. O regulador utilizado possui tensão de saída de 5,0V. Além disso, esse modelo de regulador de tensão apresenta corrente de saída limitada em 1,2 A (ST ELECTRONICS, 2020).

O segundo regulador de tensão utilizado foi o modelo TLV73330PDBVR. Esse regulador apresenta tensão de entrada entre 1,4V até 5,5V, está disponível para tensões de saída entre 1V e 3,3V. O modelo utilizado possui tensão de saída de 3 V. Ademais, esse modelo de regulador possui precisão típica de 1% e proteção térmica (TEXAS INSTRUMENTS, 2015).

Para alimentação do microcontrolador para leitura do PGA970, a tensão de +3V, proveniente do regulador TLV73330PDBVR, foi utilizada. Para alimentação dos circuitos analógicos internos do PGA970 e do amplificador de potência para excitação, disponibilizou-se duas opções: tensão 5V, proveniente do regulador LDL1117S50R; e a própria tensão de 9V da fonte primária, sendo uma dessas tensões selecionada via *jumper*.



**Figura 34 - Circuito de alimentação
Fonte – Autoria Própria**

3.2.2 Circuito do PGA970

O PGA970 é um dispositivo desenvolvido especificamente para condicionamento de sinais de LVDTs, sendo uma ferramenta completa que excita, amplifica sinais, filtra, adquire e processa digitalmente os sinais do secundário do LVDT. De acordo com a Texas Instruments (2019), o CI PGA970 apresenta recursos analógicos, digitais, interface periférica serial, microcontrolador com unidade central de processamento ou CPU (do inglês, *Central Process Unit*) ARM® programável, entre outros. A Tabela 7 apresenta as principais características do PGA970.

Tabela 7 - Características do CI PGA970

Características Analógicas	<ul style="list-style-type: none"> • Interface analógica com ganho programável para sensores LVDT • Gerador e amplificador de onda senoidal para excitação • Dois conversores A/D de 24 <i>bits</i> • Demodulador de fase e amplitude. • Conversor A/D auxiliar de 24-<i>bits</i> • Sensor de temperatura interno • Conversor D/A de 14 <i>bits</i> com ganho programável
Características digitais	<ul style="list-style-type: none"> • Microcontrolador – ARM® Cortex® -M0 • Memória programável ferroelétrica (FRAM) de 16 kB • Memória multiuso (RAM) de 2 kB

	<ul style="list-style-type: none"> • Tabela de valores para gerador de onda de 512 B em memória RAM • Oscilador integrado de 8 MHz
Características dos periféricos	<ul style="list-style-type: none"> • Interface Serial para Periférico (SPI) • Interface de cabo único (OWI) • Saída de tensão absoluta e ratiométrica
Características gerais	<ul style="list-style-type: none"> • Faixa de tensão de operação de 3,5V até 30V • Temperatura de operação entre -40° C e 125 °C

Fonte – Texas Instruments (2019)

A grande vantagem do PGA970 são suas múltiplas funções embutidas em um único circuito integrado programável. A Figura 35 apresenta o diagrama com os principais elementos do PGA970.

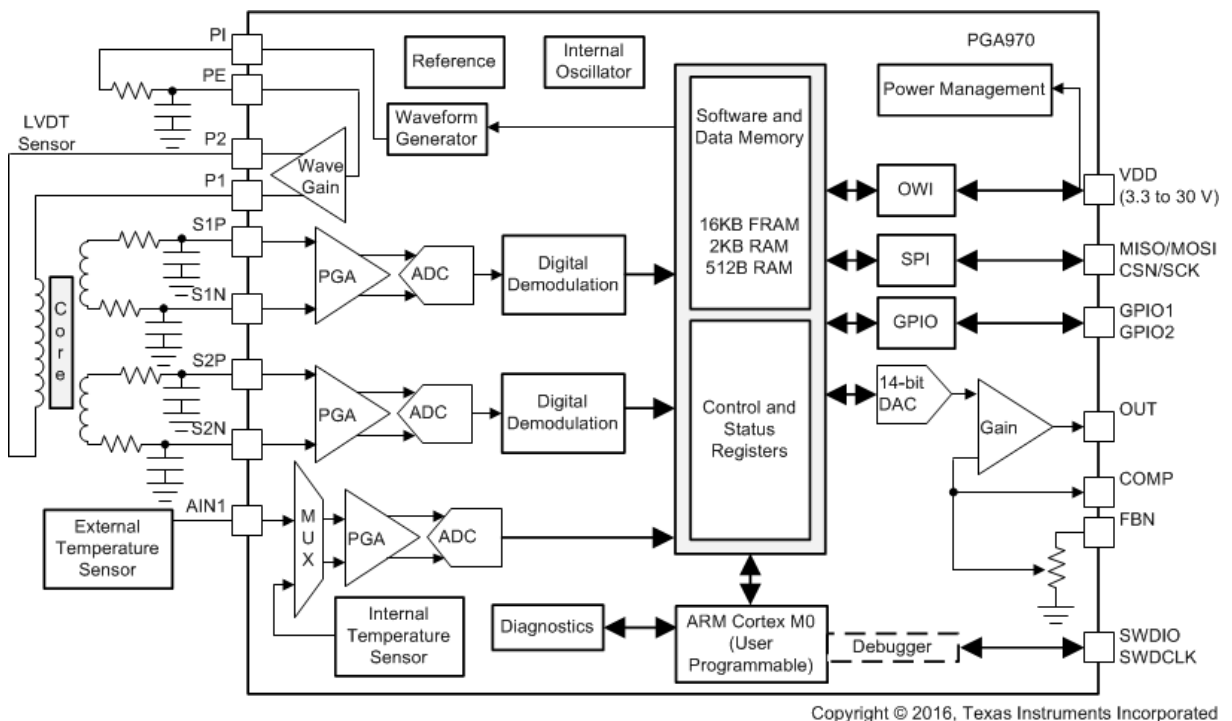


Figura 35 - Circuito do PGA970
 Fonte – Texas Instruments, (2016)

O PGA970 tem circuito interno para geração de forma de onda senoidal para excitação da bobina primária do LVDT. Ainda possui internamente dois sistemas de aquisição e processamento de sinais para cada um dos sinais das bobinas secundárias, incluindo um PGA antes de cada conversor A/D. O fabricante não revela exatamente como são implementados os circuitos de demodulação digital. As amplitudes e das fases dos sinais das bobinas secundárias resultantes do

processamento são disponibilizados em registradores mapeados na memória interna, podendo ser lidos pelo microcontrolador embutido. Observa-se que esse microcontrolador, ao executar o *firmware* desenvolvido, efetua a configuração de todos os registradores que atuam nas configurações dos elementos digitais do PGA970 com, como ganho dos PGAs, parâmetros de filtros internos, frequência do sinal de excitação, entre outros. Ainda, é possível converter o resultado digital obtido em um sinal analógico por meio de conversor D/A de 14 *bits* com amplificador de ganho ajustável.

Na PCI o PGA970 foi mapeado de acordo com as informações contidas em seu *datasheet*. As conexões dos pinos foram realizadas de maneira análoga a utilizada no PGA970EVM, visando garantir o mesmo desempenho. A Figura 36 apresenta o circuito do PGA970 elaborado com base no módulo de teste, compreendendo quatro seções principais:

- I. Interface de comunicação JTAG entre o PGA970 e o depurador XDS110.
- II. Conexão de alimentação oriunda dos reguladores de tensão.
- III. Amplificador de potência para excitação da bobina primária.
- IV. Circuito de entrada dos sinais analógicos das bobinas secundárias.

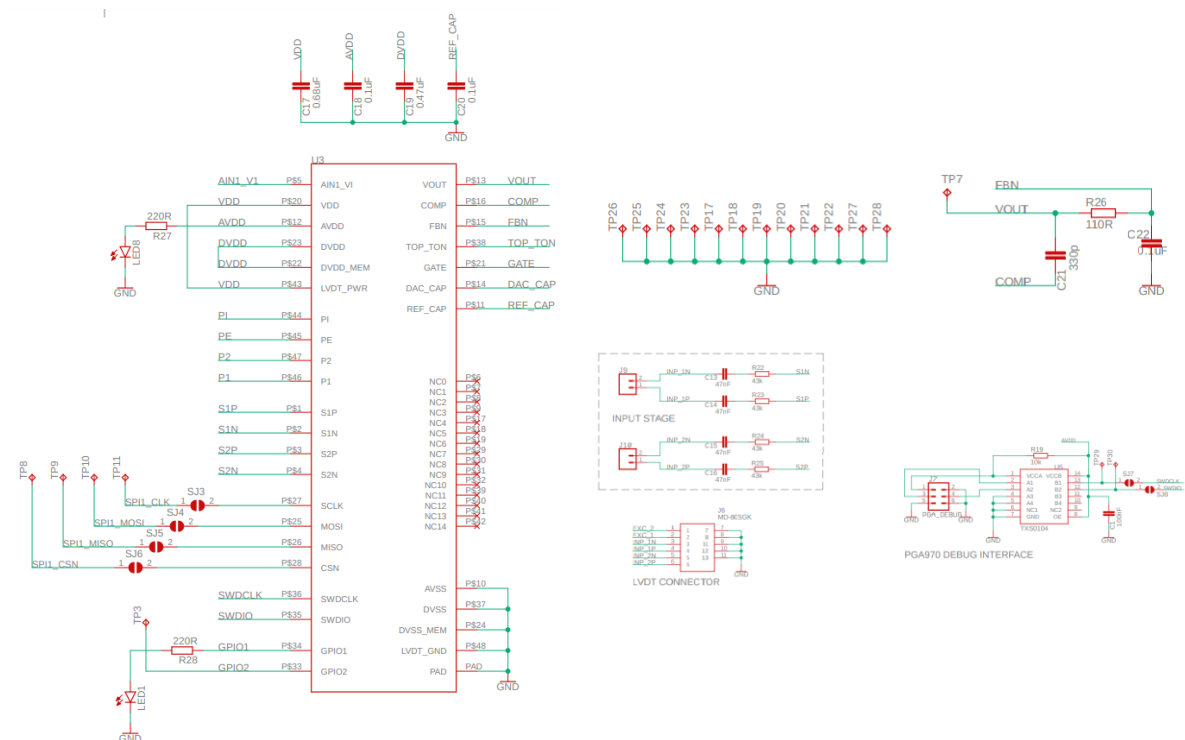


Figura 36 - Circuito principal com o PGA970
Fonte – Autoria Própria

A leitura dos dados provenientes do PGA970 foi realizada pelo microcontrolador STM32F103C8T6, da família STM32 da ST Microelectronics®. Além de apresentar a porta de comunicação SPI para leitura de dados do PGA970, também disponibiliza uma interface USB para comunicação com computador.

A interface de depuração com o depurador XDS110 foi disponibilizada via conector na PCI de instrumentação. Ainda, foi utilizado um tradutor de níveis lógicos TXS0104E para adequar os níveis dos sinais digitais das interfaces do PGA970 e depurador XDS110. Trata-se de um tradutor não-inversor de 4 *bits* que permite converter níveis digitais de tensão na interconexão de diferentes sistemas como, por exemplo, na conexão de sinais digitais entre um programador/depurador e um sistema embarcado. Esse dispositivo possui duas portas (A e B) com alimentações separadas. A porta A aceita qualquer tensão de alimentação entre 1,65V e 3,6V, devendo ser menor do que a tensão no lado B. A porta B aceita tensões entre 2,3V e 5V. Isso permite traduções bidirecionais de baixa tensão entre 1,8V, 2,5V, 3,3V, e 5V. Além disso, o TXS0104E não necessita de controle de direção de sinal (TEXAS INSTRUMENTS, 2006).

Um amplificador operacional modelo OPA1662 foi utilizado para dar um ganho de tensão e corrente no sinal de excitação proveniente do PGA970, uma vez que o sinal proveniente do PGA970 não tem amplitude e corrente suficiente para excitar diretamente a bobina primária. Esse amplificador apresenta baixo ruído, baixa distorção, possui dois amplificadores operacionais internamente, pode operar em uma grande faixa de tensão de alimentação entre 3V e 36V, sendo estável em aplicações com ganho unitário (TEXAS INSTRUMENTS, 2011). Um ganho de tensão de 2,2x foi configurado via resistor. O sinal de saída desse amplificador é mapeado em um conector para ligação dos fios do LVDT.

Analogamente, conectores foram dispostos na PCI para o acoplamento dos cabos dos enrolamentos secundários do LVDT. Os sinais de entrada passam por um circuito RC série com o objetivo de ajustar a impedância das bobinas e acoplar um nível CC fornecido pelo próprio PGA970.

3.2.3 Desenvolvimento de *firmware* para o PGA970

A gravação e depuração do *firmware* na memória interna do PGA970 foi realizada a partir da ferramenta XDS110. O XDS110 é um sistema de baixo custo para

programar e depurar sistemas embarcados centrado em microcontroladores, microprocessadores e sistemas baseados em processador digital de sinais ou DSP da Texas Instruments. O XDS110 apresenta interfaces de comunicação com o sistema de destino dos tipos JTAG e SWD. Além disso, o emulador apresenta suporte para comunicação UART, canais GPIO e interface USB 2.0 para conexão com computador (TEXAS INSTRUMENTS, 2017)

Em conjunto com o XDS110 foi utilizada a ferramenta de desenvolvimento de *firmware Code Composer Studio* (CCS) que disponibiliza um ambiente de desenvolvimento integrado para microcontroladores da Texas Instruments. O CCS apresenta compilador em linguagem C/C++, editor de código fonte, ambiente para criação de projetos, ambiente de depuração, entre outras ferramentas (TEXAS INSTRUMENTS, 2020).

Primeiramente, foi realizada a programação do módulo de saída de referência para geração de uma onda senoidal para alimentação do enrolamento primário do LVDT, conforme o manual técnico da empresa Mouser (2016). De maneira sucinta foi preenchida a região de memória com valores para geração do primeiro quarto de onda senoidal, pois é o requisitado pelo PGA970 para geração do sinal de excitação. A equação utilizada para obtenção desses valores foi (MOUSER, 2016):

$$\text{amp} \times \text{sen}(2 \times \pi \times f(0,5 \mu\text{s} + n_1 \mu\text{s})), \quad (24)$$

em que amp é amplitude, f é a frequência e n indica o número de amostras de $1 \mu\text{s}$ em um quarto de onda senoidal. O tamanho da tabela de valor que é dado por $N-1$, em que N é o tamanho da tabela de valores de um quarto de onda.

A tabela de valores foi gerada no *software* Matlab®, a partir de (24) e posteriormente esses valores foram programados na respectiva região de memória do PGA970. O código utilizado no Matlab está representado na Figura 37.

```

1 - np=1024;
2 - p=zeros(1,np);
3 - k=0;
4 - for k=1:np
5 -     p(k)=(8191*1*sin(2*pi*k/np))+8192;
6 - end
7 - q=p(1:(0.25*np));

```

Figura 37 - Código para obtenção de onda senoidal

Fonte – Autoria própria

No código, N_p indica o número de amostras de $1 \mu s$ na senoide, 8191 é a amplitude para o DAC de 14-bits, k é a referência do laço e q é utilizado para obter apenas um quarto da senoide.

Na programação do sinal de excitação do LVDT no PGA970 foram configurados os valores de *offset* para 1,25V. Os ganhos internos foram configurados para 1,67 V/V com o objetivo de obter um sinal de saída com maior amplitude. Na sequência a tensão de saída foi configurada no modo diferencial.

Para finalizar a programação do gerador de sinal, foram conectados o DAC (do inglês, *Digital-to-Analog Converter*) ao ganho, desativado o *loopback* e habilitada a geração de forma de onda DAC via registradores, conforme indicado em Mouser (2016).

Na sequência, efetuou-se a configuração dos parâmetros para as entradas dos sinais das bobinas secundárias do LVDT, conforme o manual do PGA970EVM (TEXAS INSTRUMENTS, 2016). Os seguintes ajustes foram realizados para os demoduladores 1 e 2 do PGA970:

- I. Aplicação de um ganho de 1,67 V/V para cada uma das entradas.
- II. Configuração dos demoduladores para o modo diferencial e não inversor.
- III. Configuração da taxa de decimação.
- IV. Configuração do filtro passa-baixa para 20 Hz.
- V. Configuração do filtro passa-faixa centralizado em 1 kHz com uma largura de banda de 100 Hz.

O PGA970 implementa um algoritmo de demodulação que não somente extrai a amplitude, mas também a fase do sinal com relação a excitação primária. A Figura 38 apresenta o diagrama de blocos da demodulação digital de amplitude e fase do PGA970.

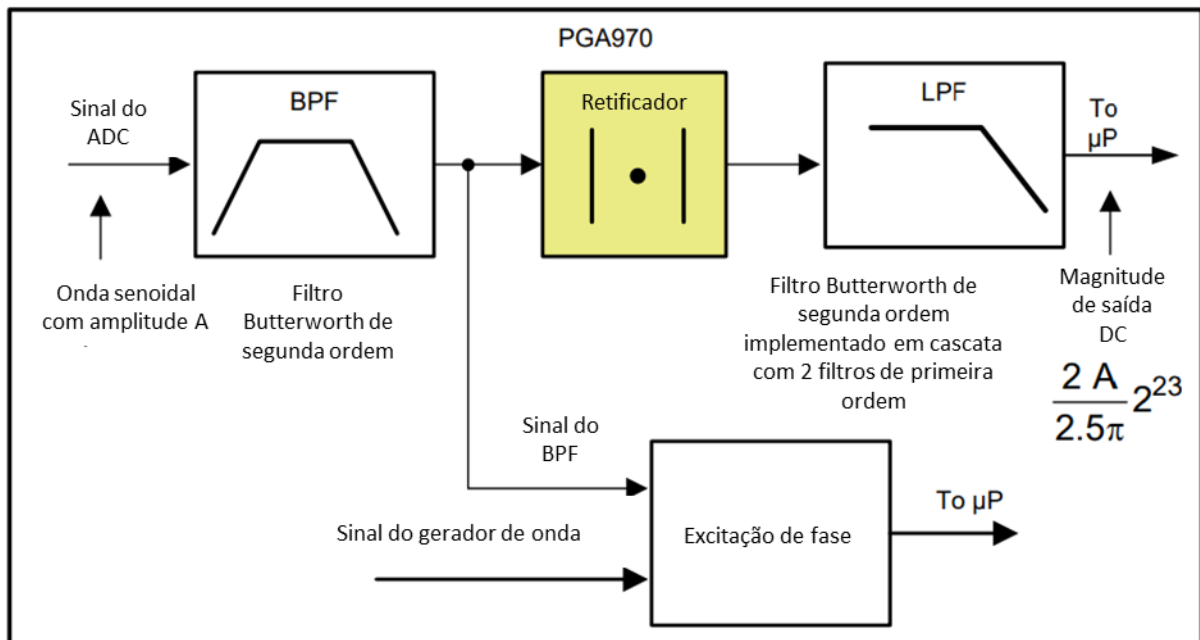


Figura 38 - Demodulação digital de amplitude e fase
Fonte – Adaptado de Texas Instruments (2016)

A demodulação de amplitude consiste em dois filtros sendo um passa-faixa ou BPF (do inglês, *Band-Pass Filter*) e outro passa-baixa ou LPF (do inglês, *Low-Pass Filter*). Ambos os filtros são do tipo Butterworth. A largura de banda do filtro passa-faixa é configurável entre 20Hz até 1kHz, e a frequência central é configurável de 1kHz até 20 kHz. A frequência de corte do filtro passa-baixa é configurável de 20Hz até 2 kHz. O período de saída da informação de amplitude é de 128 μ s ou 256 μ s. Em relação a fase o PGA970 armazena o sinal de saída do filtro passa-faixa em duas instâncias de amostra programáveis referentes do gerador de onda nos registradores acessíveis a CPU embutida (TEXAS INSTRUMENTS, 2016).

Para permitir a leitura dos dados oriundos do PGA970 pelo microcontrolador STM32F103, via interface SPI, os seguintes bits foram configurados nos registradores do PGA970:

- O *bit* IF_SEL foi configurado para 1 no registrador MICRO_INTERFACE_CONTROL.
- O *bit* MICRO_RESET foi configurado para 1 no registrador MICRO_INTERFACE_CONTROL.

Ao realizar está configuração a interface SPI é ativada e a interface JTAG se torna inacessível, justamente para evitar que o acesso a memória interna via interface de deputação e microcontrolador simultaneamente

3.2.4 Desenvolvimento de *firmware* para o microcontrolador

A leitura dos dados provenientes do PGA970 foi realizada pelo microcontrolador STM32F103C8T6, da família STM32 da empresa ST Microelectronics®. A Tabela 8 apresenta as principais características do componente.

Tabela 8 – Característica do STM32F103C8T6	
Núcleo	CPU ARM de 32-bit Cortex™-M3
Memória	Flash de 64 kB SRAM 20 kB
Clock	Oscilador a cristal de 4 a 16 MHz Oscilador interno RC de 8 MHz Oscilador RC interno de 32 kHz Oscilador a cristal de 32,768 Hz dedicado para RTC com calibração
Alimentação	Entre 2V e 3,6V
Interfaces de comunicação	SPI CAN USB 2.0 USART I ² C
Fonte - ST Microelectronics®.	

Além de apresentar a porta de comunicação SPI para leitura de dados do PGA970 o referido microcontrolador foi escolhido devido ao seu custo e disponibilidade em mercado.

Para a programação do microcontrolador STM32F103C8T6 foi utilizado um dispositivo denominado ST-LINK V2, que é um programador/depurador desenvolvido para microcontroladores STM8 e STM32. O módulo de interface de cabo único (SWIM) e a comunicação JTAG e de cabo serial (SWD) facilita a conexão com o microcontrolador. Ademais, a interface USB permite a comunicação com um computador utilizando ambiente de desenvolvimento integrado.

Juntamente com o emulador ST LINK V2, o desenvolvimento de *firmware* para microcontrolador foi realizado por meio da ferramenta STM32CubeIDE. Esse ambiente de desenvolvimento é uma plataforma de desenvolvimento avançada em linguagem C/C++ com ferramentas para configuração de periféricos e depuração. A ferramenta permite a escolha do microcontrolador e a configuração dos periféricos,

gerando um código em C com funções e estruturas de dados da biblioteca HAL (ST MICROELECTRONICS, 2021).

A Figura 39 mostra os pinos do microcontrolador com configurações específicas como, por exemplo, os pinos com funções nativas PD0 e PD1 foram configurados para assumirem as funções RCC_OSC_IN e RCC_OSC_OUT, permitindo que um cristal de 8 MHz se conecte com o sistema de clock interno do microcontrolador. Os demais pinos indicados em verde foram configurados da seguinte forma:

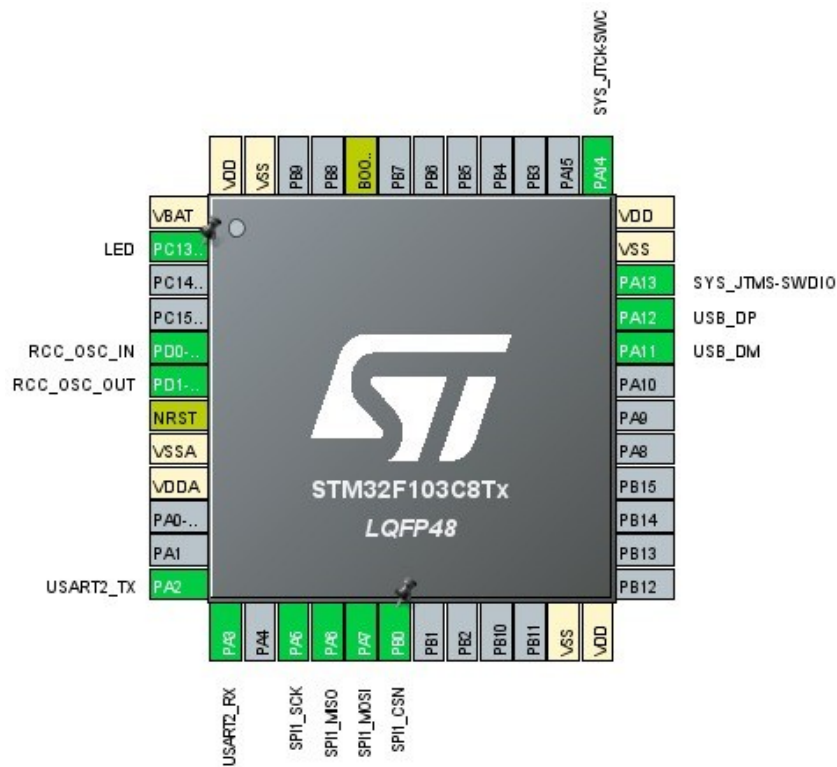


Figura 39 - Configuração de pinos do microcontrolador usando o STM32CubeIDE
Fonte - ST Microelectronics® (2017)

- Os pinos com funções PA2 e PA3 (SYS_JTCK-SWC e SYS_JTMS_SWDIO) são usados para programação e depuração do *firmware* do microcontrolador.
- Os pinos PA5, PA6, PA7 e PB0 foram configurados para a comunicação SPI entre o microcontrolador e o PGA970.
- Os pinos PA13 e PA14 (SYS_JTCK-SWC e SYS_JTMS_SWDIO) foram configurados para uma interface de programação e depuração padrão JTAG.
- O pino PC13 foi configurado para utilização como uma saída digital, conectando-se a um LED.
- Os pinos PA11 e PA12 foram utilizados na comunicação USB.

Na sequência de programação do microcontrolador foram ajustados os endereços dos registradores do PGA970 para acesso via interface SPI. Em seguida, no microcontrolador STM32F103C8T6 foi desenvolvida a rotina para leitura dos dados de amplitude e fase provenientes do PGA970. Como a interface SPI realiza leituras de dados de 8 *bits*, as palavras de 24 *bits* oriundas do PGA970 precisaram ser montadas.

Inicialmente, leituras foram realizadas para toda a faixa de medição do LVDT, tendo como referência as leituras de um paquímetro digital com faixa de medição de 0 a 300 mm e resolução de 0,01 mm. Com isso, foi possível realizar a calibração do transdutor a partir de equações obtidas nesse processo. A leitura do valor processado, ou seja, da posição em mm foi realizada a partir de um computador conectado na interface USB do microcontrolador. Ainda, foi implementado no *firmware* a opção de leitura de 10 medidas consecutivas para avaliar os efeitos de erros aleatórios.

3.2.5 Circuito de instrumentação completo e layout da PCI

O circuito completo de instrumentação é apresentado do Apêndice C. A Figura 40 apresenta o *layout* da PCI projetada a partir do esquemático.

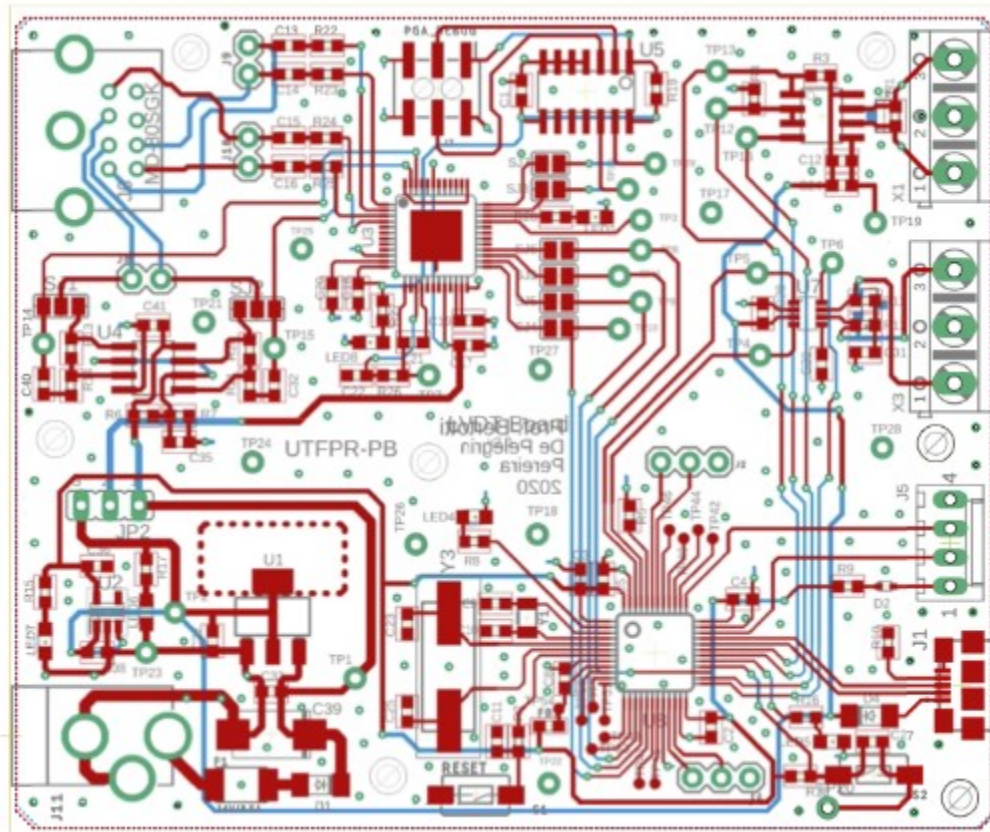


Figura 40 - Layout da PCI
Fonte – Autoria própria

Após a fabricação da PCI, os componentes foram soldados em laboratório. Com todos os componentes alocados no circuito foi possível o avanço do trabalho para a etapa de programação do PGA970 e do microcontrolador, seguida pela etapa de testes.

3.2.6 Setup para avaliação da resposta do LVDT

Para aquisição de dados, o transdutor LVDT foi acoplado a uma base maciça de madeira por meio de abraçadeiras de *nylon*. Para garantir sua fixação nas extremidades foram fixadas placas de acrílico para imobilizar completamente o LVDT.

Com o objetivo da obtenção da curva de calibração do transdutor, o LVDT foi acoplado a um paquímetro eletrônico de aço inoxidável com resolução de 0,01mm, também fixado e imobilizado na base de maneira maciça. O instrumento possui 300 mm como alcance de medição e apresenta erro máximo absoluto de 0,02 mm até 100 mm e 0,03 mm entre 100 e 300 mm.

Diversas leituras foram realizadas, de 5 em 5mm e de 1 em 1mm, considerando a posição zero no final do curso do núcleo e 100 mm no outro extremo do transdutor. As leituras foram obtidas a partir do microcontrolador do módulo de instrumentação, variando-se a posição do núcleo manualmente em intervalos de um em um milímetro até o fim do curso do núcleo, na outra extremidade.

Para cada ponto, na programação do microcontrolador foi definida a realização de dez leituras seguidas, permitindo a obtenção de 10 medidas em um só ponto, podendo-se verificar a repetibilidade do sensor.

Com auxílio do *software* Matlab® foi gerada a curva de calibração ideal para o LVDT. Dessa forma, a precisão do transdutor pode ser determinada pelo desvio entre a curva obtida e a curva de calibração ideal gerada pelo Matlab.

Por fim, para validação e comprovação dos resultados, o mesmo circuito de instrumentação foi acoplado em um outro LVDT produzido previamente por Carvalho (2017). A mesma metodologia de leitura e aquisição de dados foi realizada de modo a comparar o desempenho da instrumentação do presente trabalho com aquela desenvolvida por Carvalho (2017). A Figura 41 apresenta a bancada de testes para avaliação da instrumentação atual com o LVDT de Carvalho (2017).

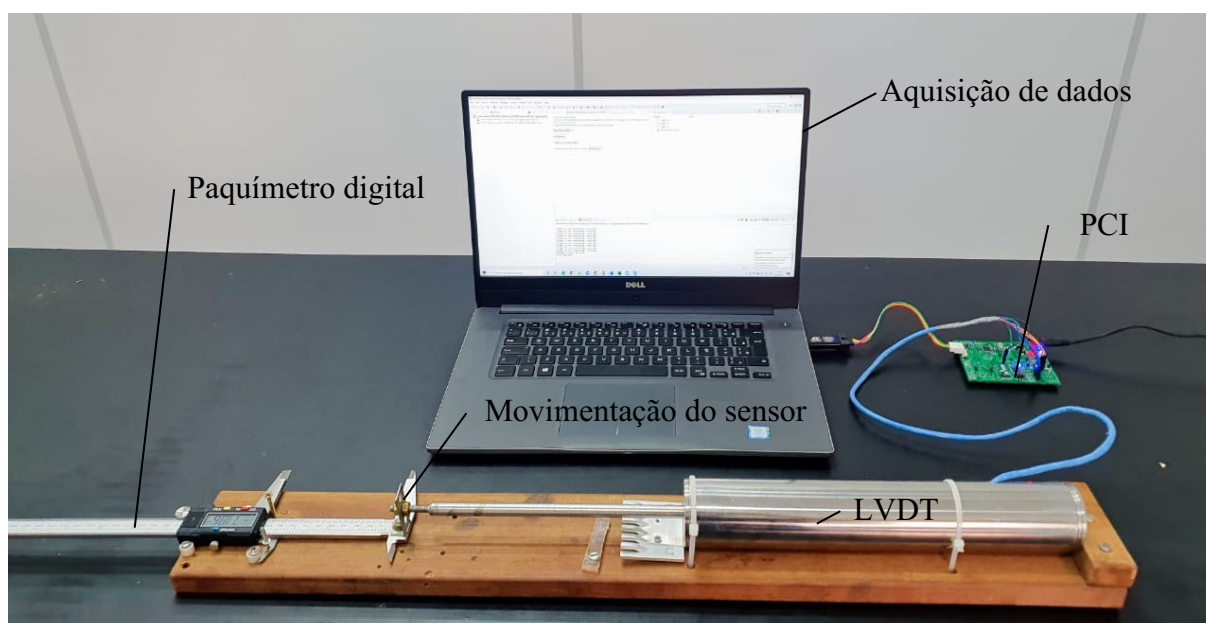


Figura 41 - Bancada de testes utilizada para aquisição de dados
Fonte – Autoria própria

Um segundo experimento foi realizado com a instrumentação e o LVDT desenvolvidos nesse trabalho para comparar com os resultados obtidos por Carvalho (2017). Com isso, é possível fazer uma avaliação global dos resultados obtidos pela instrumentação e LVDT de cada autor.

4 RESULTADOS

Os resultados dos testes, bem como as respectivas análises são organizados no presente Capítulo, que contém uma apresentação dos componentes construídos e de uma análise estatística dos dados obtidos por meio da instrumentação proposta.

4.1 LVDT DESENVOLVIDO

A Figura 42 apresenta todos os componentes do transdutor antes de sua montagem. O carretel com os enrolamentos e a forma como os ferrites toroidais foram posicionados para concentrar o campo magnético. Observa-se que os *o'ring*s separam as bobinas.

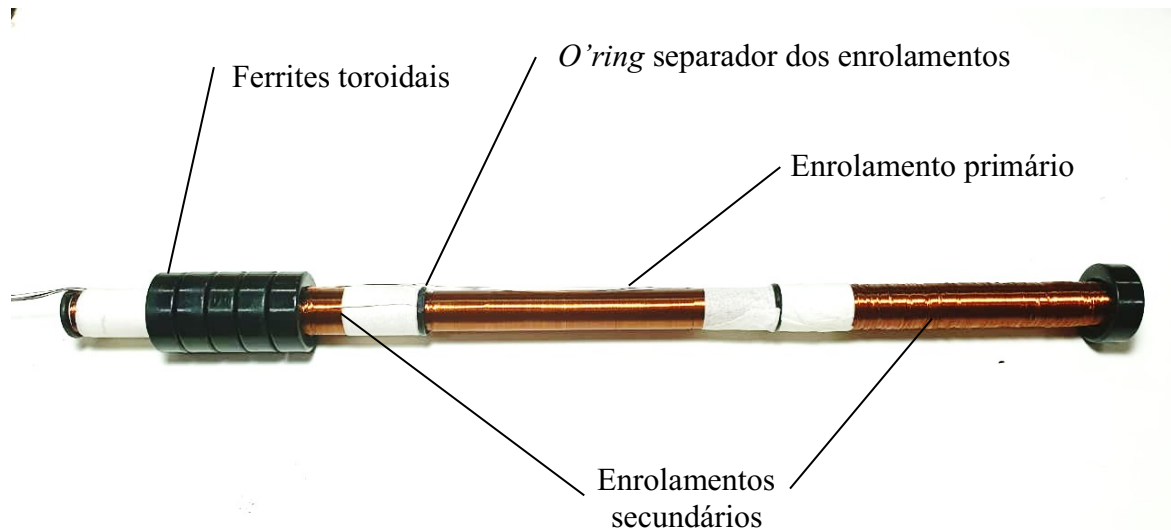


Figura 42 - Carretel com enrolamentos e disposição dos ferrites toroidais
Fonte – Autoria própria

A Figura 43 demonstra todos os componentes do transdutor em uma visão explodida antes da montagem. Nela é possível a visualização da carcaça e suas tampas frontal e traseira, dos enrolamentos cobertos com a camada ferrita, da haste, do núcleo e do cabo para conexão externa.

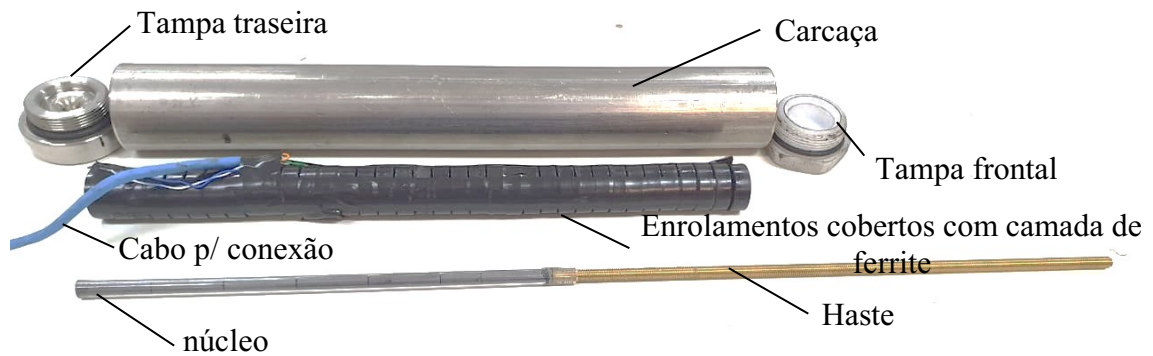


Figura 43 - Componentes do LVDT
Fonte – Autoria própria

4.2 MÓDULO DE INSTRUMENTAÇÃO

O módulo de instrumentação desenvolvido foi implementado em uma PCI que é apresentada na Figura 44. Na parte superior esquerda é possível observar o microcontrolador STM32F103, uma porta USB e um conector para o programador/depurador ST-LINK v2. No canto superior direito encontra-se o conector padrão P4 de entrada de alimentação, os reguladores de 5V e 3V. Na parte inferior central encontra-se o PGA970, o tradutor de nível e conector para programação/depuração via XDS110. No canto inferior esquerdo estariam os dispositivos de interface física para os padrões RS-485 e CAN, que poderão ser implementados em um trabalho futuro.

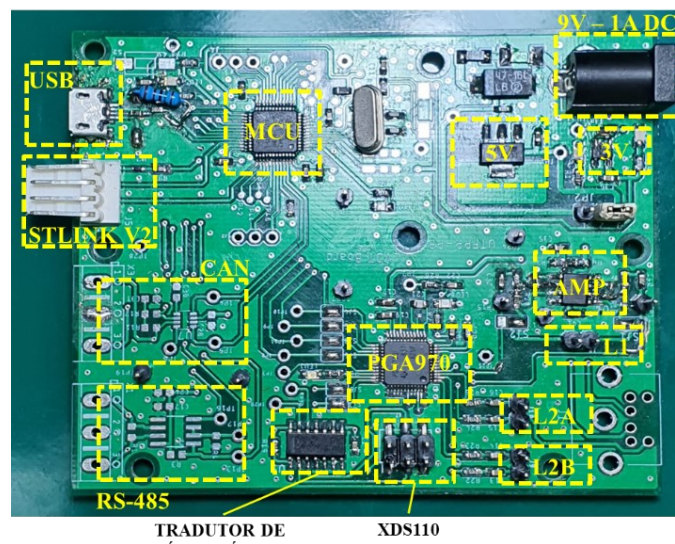


Figura 44 - PCI de instrumentação para o LVDT.
Fonte – Autoria Própria

4.3 AVALIAÇÃO DA RESPOSTA DO LVDT DESENVOLVIDO

Essa seção apresenta os resultados obtidos a partir do módulo de instrumentação e LVDT desenvolvidos no presente trabalho. A realização de dez medições em cada ponto permitiu obter a média para ser considerada como referência. A Figura 45 apresenta a curva com a resposta do LVDT, em escala normalizada, *versus* a posição do núcleo adotada como referência. Também a reta de regressão linear está representada, com sua equação, para evidenciar a real linearidade do sinal obtido

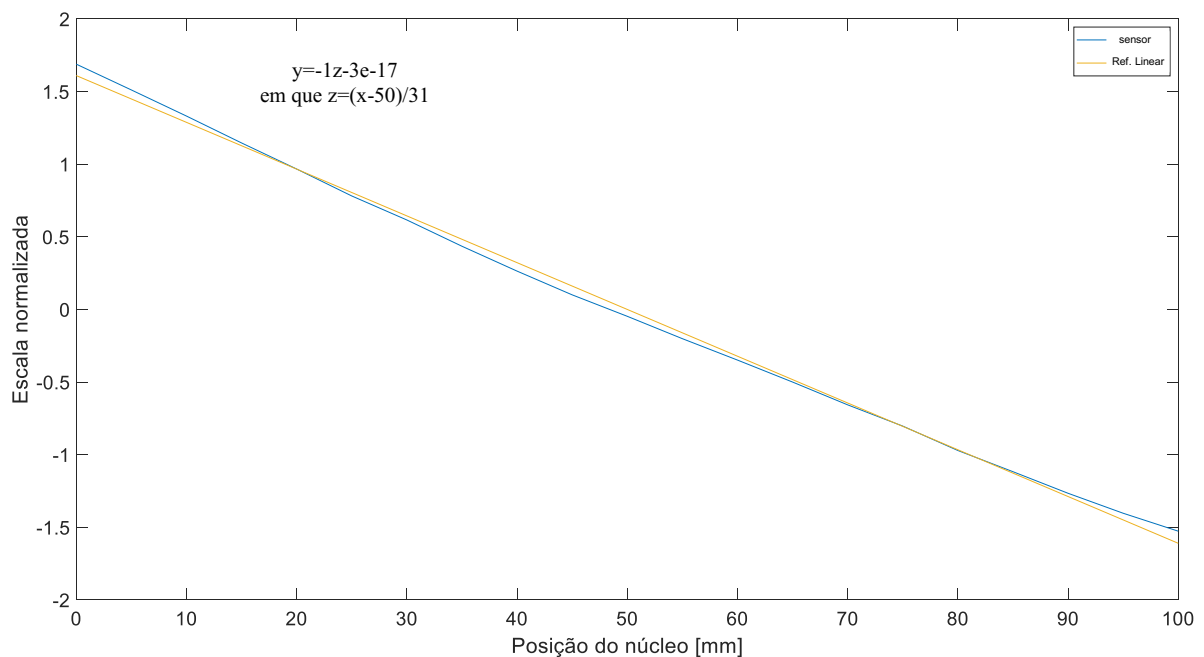


Figura 45 - Escala normalizada X Posição do núcleo
Fonte – Autoria própria

Pela regressão linear e a partir de uma calibração é possível relacionar a posição obtida em mm com a posição de referência. Na sequência, para entender como a média das leituras obtidas pela instrumentação se comportou em relação a variação de posição do núcleo, o coeficiente de correlação de Pearson (r), obtendo-se o valor de $r = -0,99905$. É importante frisar que um coeficiente de relação de Pearson próximo ao zero indica que não existe relação linear entre as duas variáveis e quanto mais ele se aproxima de 1 ou -1, maior é a relação. O sinal negativo indica que existe uma correlação negativa ou inversa, nesse caso quando o valor de uma variável aumenta e a outra diminui.

Definida a existência de uma forte correlação entre a resposta do LVDT, representada pela média, e a reta de regressão, foi obtida a precisão do sensor LVDT.

Visando avaliar a dispersão das leituras, calculou-se a diferença das medições em cada ponto com relação a média (referência), obtendo-se o erro de medição no curso total do LVDT, que é apresentado na Figura 46.

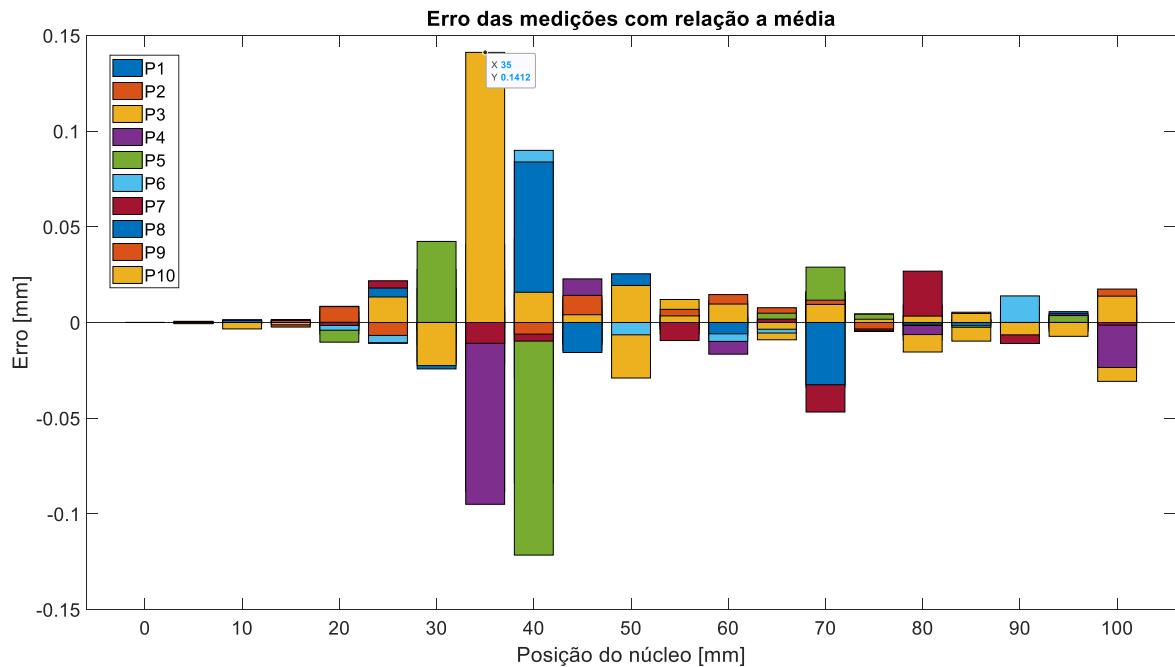


Figura 46 - Erro das medições com relação a média
Fonte – Autoria própria

Pela análise das medições é possível notar que P10 apresentou o erro máximo, sendo igual a $\pm 0,1412$ mm. A Tabela 9 demonstra o erro de acordo com a posição do núcleo do sensor LVDT em P10, destacando o ponto em que o erro foi maior, igual a 0,14116 mm.

Tabela 9 - Maior erro de medição obtido

Erro máximo por posição do núcleo durante 10ª aquisição de dados				
Erro em mm	-0,00063	-0,00336	-0,00122	0,00009
Posição do Núcleo	5	10	15	20
Erro em mm	0,01332	-0,02255	0,14116	0,01580
Posição do Núcleo	25	30	35	40
Erro em mm	0,00405	0,01935	0,00343	0,00964
Posição do Núcleo	45	50	55	60
Erro em mm	-0,00353	0,00944	0,00169	0,00333

Posição do Núcleo	65	70	75	80
Erro em mm	0,00470	-0,00646	-0,00723	0,01376
Posição do Núcleo	85	90	95	100

Fonte – Autoria própria

Na sequência, o desvio padrão das dez amostras, em cada posição do núcleo foi tomado para se determinar a dispersão dos dados das amostras em relação a média tomada como referência. Dessa forma, é possível, através da conversão dos dados, a determinação da confiabilidade do transdutor. Além disso, é possível encontrar o intervalo de confiança de 95%, sendo possível expressar o resultado de medição e sua incerteza na forma de um intervalo $[\mu - 2\sigma, \mu + 2\sigma]$ em que μ é a média e σ é o desvio padrão. A Figura 47 apresenta o desvio padrão em mm obtido.

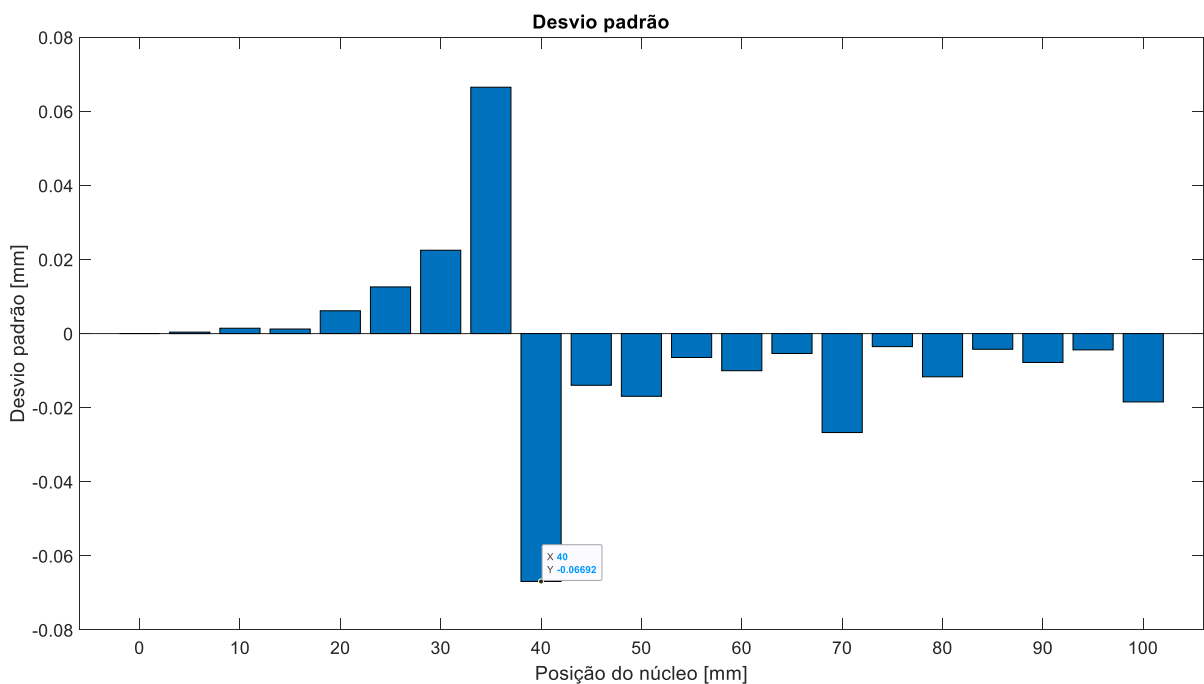


Figura 47 - Desvio padrão entre medidas ao longo da faixa de medição
Fonte – Autoria própria

Por fim, a partir do desvio padrão (σ), determinou-se a incerteza expandida (U_E) para um nível de confiança de 99%. Como foram obtidas dez amostras ($n = 10$), ou seja, menos do que 30, a o fator k de multiplicação foi calculado pela distribuição t-Student, em que t, obtido via tabela, possui valor de 3,249. Então, a incerteza expandida pode ser obtida por:

$$U_E = t \times \sigma_{\bar{x}} \text{ onde } \sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

A incerteza expandida foi de $\pm 0,0687$ mm. Portanto, o intervalo de confiança (I_C) resultante é igual ao valor da medição \pm a incerteza obtida, ou seja, na posição de 40 mm a medição pode ser lida como $40 \pm 0,0687$ mm.

A partir do erro de medição obtido pelo sensor desenvolvido, em todo o seu curso, é possível notar que o resultado é relevante, uma vez que comparado com o resultado obtido por Carvalho (2017), obteve-se uma precisão de menos da metade daquela obtida pela instrumentação proposta pelo autor, que foi de $\pm 0,312$ mm. Além disso, nota-se que essa resposta foi obtida em todo o curso do núcleo do sensor.

Na sequência, buscando-se uma melhor resposta, notou-se que a linearidade do sensor é maior a partir da metade do percurso do núcleo, na seção entre 45 e 100 mm. Neste trecho, notou-se que P7 apresentou o maior erro em relação a referência. Dessa forma, uma análise visando apenas a região de maior linearidade foi realizada, considerando o curso entre 45 e 100 mm. A Figura 48 apresenta os erros para essa região.

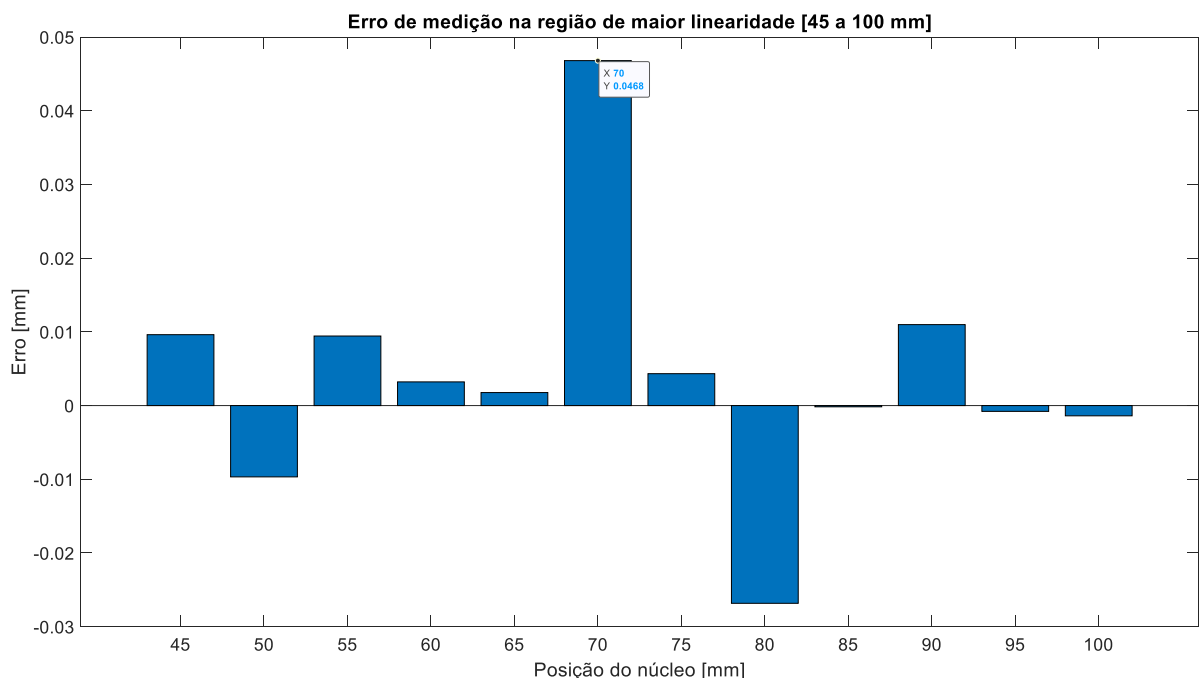


Figura 48 - Erro de medição do sensor na região de maior linearidade
Fonte – Autoria própria

A Figura 48 demonstra que a incerteza de medição obtida através da medição P7, com maior erro na região de maior linearidade, foi de $\pm 0,0468$ mm, ou seja, em uma leitura de 10 mm a correta interpretação seria de $10 \pm 0,0468$ mm.

Através do desvio padrão na região de maior linearidade, a incerteza expandida reduz, pois o maior desvio padrão, na posição de 70 mm é de 0,02672. Logo, usando o mesmo método utilizado para todo o curso do sensor, o intervalo de confiança nessa região será igual ao valor da medição \pm a incerteza obtida, nesse caso, na posição de 70 mm a leitura será de $70 \pm 0,0274$ mm.

Convertendo a incerteza expandida de 0,0274 mm para deslocamento angular, via definição de radiano e considerando a utilização de uma cremalheira de raio igual a 50mm, com acoplamento perfeito, na conversão do movimento linear para angular, foi obtido um erro angular de 0,000548 rad, isso equivale a $0,0314^\circ$.

Aplicando-se a ferramenta “*Basic Fitting*” do Matlab® foi possível a obtenção do polinômio que representa a curva de calibração “Posição do núcleo x Resposta do LVDT” e também o erro entre o polinômio e a reta de regressão, usando a ferramenta “*residuals*”. Ainda, para minimizar o erro, a resposta foi segmentada em três polinômios correspondentes a determinadas faixas de posição do núcleo, de acordo com a curva característica de cada segmento. Os três polinômios obtidos foram:

1 - de 0 a 25 mm:

$$y = 1,2 \cdot 10^8 x^5 - 2,8 \cdot 10^7 x^4 + 2,4 \cdot 10^6 x^3 - 1 \cdot 10^2 x^2 + 1,6 \cdot 10^3 x + 03x + 20 \quad (25)$$

A equação de calibração 25, apresenta precisão em relação a curva de referência de $\pm 1,67 \cdot 10^{-13}$.

2 - de 25 a 75 mm:

$$y = - 1,4 \cdot 10^{16} x^{10} - 2,9 \cdot 10^{15} x^9 - 2,1 \cdot 10^{14} x^8 - 5,8 \cdot 10^{12} x^7 + 3,3 \cdot 10^{10} x^6 + 4,5 \cdot 10^9 x^5 \quad (26) \\ + 5 \cdot 10^7 x^4 - 5,9 \cdot 10^5 x^3 - 7,7 \cdot 10^3 x^2 - 5,7 \cdot 10^2 x + 37$$

A equação de calibração 26, apresenta precisão em relação a curva de referência de $\pm 7,745 \cdot 10^{-13}$.

3 - de 75 a 100 mm:

$$y = 5,1 \cdot 10^8 x^5 + 2,1 \cdot 10^8 x^4 + 3,3 \cdot 10^7 x^3 + 2,7 \cdot 10^6 x^2 + 1,1 \cdot 10^5 x + 1,7 \cdot 10^3 \quad (27)$$

A equação de calibração 27, apresenta precisão em relação a curva de referência de $\pm 1,66 \cdot 10^{-11}$. Essas equações de calibração podem ser implementadas posteriormente no microcontrolador, entrando com a diferença das amplitudes das bobinas secundárias e obtendo-se a posição em mm.

4.4 TESTE DA INSTRUMENTAÇÃO COM OUTRO LVDT

Visando uma melhor comparação do desempenho da instrumentação proposta, testes foram realizados com a PCI desenvolvida no mesmo LVDT utilizado por Carvalho (2017). O mesmo procedimento foi adotado para a avaliação da resposta do transdutor. A Figura 49 demonstra o desvio padrão das leituras obtidas para toda a faixa de medição do LVDT. Notou-se que a região próxima ao ponto nulo apresenta uma disparidade na resposta com esse LVDT, assim o desvio padrão obtido foi elevado na posição de 37 mm. Isso pode ser explicado, provavelmente, por alguma falha no processo construtivo desse LVDT.

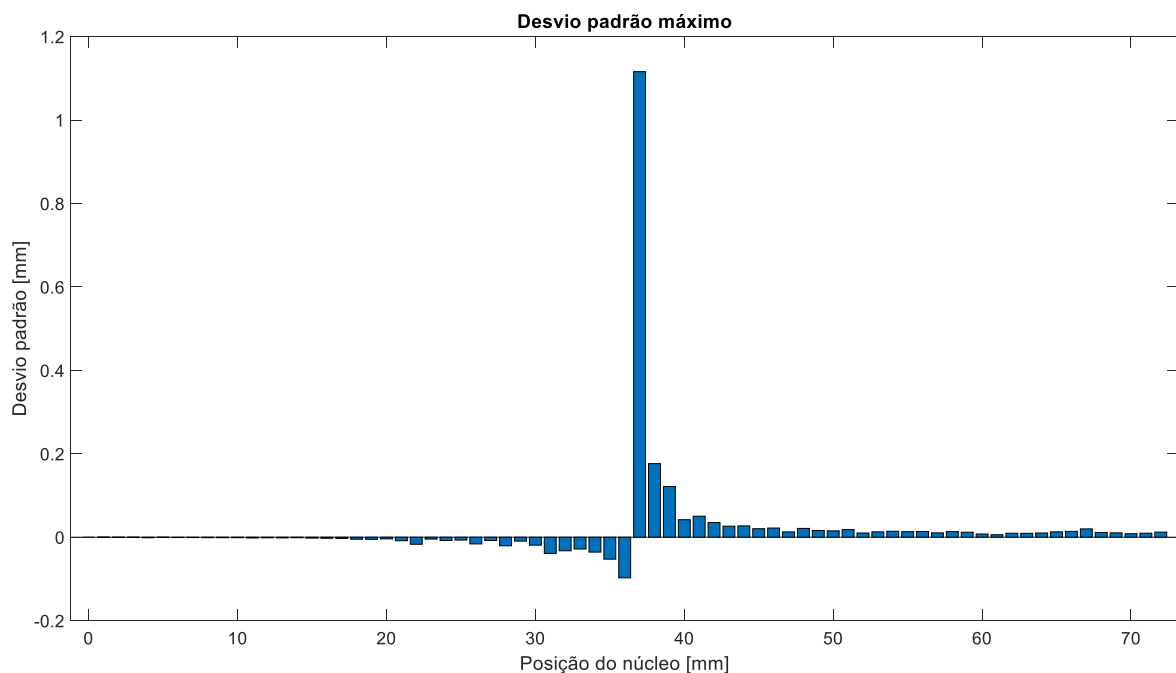


Figura 49 - Desvio padrão do LVDT desenvolvido por Carvalho (2017)
Fonte – Autoria Própria

Visando uma melhor resposta, foi analisado o sensor em sua região de maior linearidade, no curso entre 40 e 72 mm. O maior desvio padrão nessa região é na posição de 41 mm, sendo igual a 0,05043 mm. A partir desse valor, foi calculado a incerteza expandida e o intervalo de confiança pela distribuição t-Student, com nível de confiança de 99% ($t=3,249$). A incerteza obtida foi de $\pm 0,05181$ mm, em outras palavras, a precisão do sensor antigo, utilizando a nova instrumentação proposta apresenta uma incerteza de $\pm 0,05181$ mm em sua região de maior linearidade. Cabe destacar que, na instrumentação desenvolvida por Carvalho (2017) obteve-se uma incerteza de 0,312 mm (valor absoluto) com o mesmo LVDT.

4.5 CUSTO DE FABRICAÇÃO DO SENSOR LVDT

A tabela 10 apresenta os custos de fabricação de cada componente do transdutor LVDT desenvolvido e o seu valor total.

Tabela 10 - Custos de fabricação do LVDT

Carretel	
1x Tubo Acrílico 8 mm x 500 mm	R\$ 14,00
5x O´rings	R\$ 5,00
Núcleo	
1x Tubo Acrílico 6 mm x 500 mm	R\$ 10,00
6x Ferrite Cilíndrico 6mm x 30 mm	R\$ 3,54
Haste	
1x Barra Rosqueada de latão M6 x 300mm	R\$ 42,90
Encapsulamento Ferrítico	
38x Ferrites Toroidais 23/14/8	R\$ 74,10
Carcaça	
1x Tubo de Inox 304 42mm x 500mm	R\$40,00
2x Bolacha de Inox 304 50 mm x 20 mm	R\$ 10,00
1x Serviço de torno	R\$ 150,00
TOTAL	R\$ 349,54

A Tabela 11 apresenta os custos dos principais elementos para fabricação da PCI de instrumentação para o LVDT e o seu respectivo valor total.

Tabela 11 - Custo para fabricação da PCI

PCI	
Componentes	
Capacitores	USD 12.0
Resistores	USD 6.0
Diodos	USD 3.15
Reguladores de tensão (TLV73330PDBVR e LDL1117S50R)	USD 0.69
Fusível Resetável (0ZCJ0075AF2E)	USD 3.24
PGA970	USD 19.18
XDS 110	USD 29.5
Amplificador Operacional (OPA1662)	USD 2.42
Tradutor de nível lógico (TXS0104E)	USD 1.05
Depurador ST LINK-V2	USD 21.73
Microcontrolador (STM32F10XCXT6)	USD 4.73
MODBUS Interface	USD 1.65
CAN Interface	USD 1.32
USB Port	USD 0.48
Leds	USD 2.0
Outros	USD 5.0
Crystal	USD 2.59
Fonte de alimentação	USD 4.0
Circuito impresso	USD 10.0
TOTAL	USD 116.7

Fonte – Autoria própria

A comparação de custos entre os diferentes sensores que podem ser aplicados na correção de posição de espelhos refletores, apresentada na seção 2.4.3.5, mostrou que o sensor LVDT é aquele que apresenta o maior valor para aquisição no mercado. A partir das tabelas 10 e 11, é possível concluir que o custo para fabricação do sensor LVDT foi muito menor do que o valor de mercado, tornando-se uma solução de baixo custo. Inclusive, se considerar o custo do LVDT e da instrumentação, ainda fica inferior ao LVDT comercial sem instrumentação que foi indicado

Cabe destacar ainda, que o levantamento de valores foi realizado via internet¹, de maneira individual de componentes, levando em consideração os itens de maior custo. Além disso, a cotação do dólar na data estava em R\$5,68. Fica assim evidente

¹ <https://www.mercadolivre.com.br/>
<https://br.mouser.com/>
<https://www.eletrodex.com.br/>

que em produção de larga escala, esse custo pode vir a ser reduzido de maneira considerável. Por fim, é importante citar também que custos de mão de obra e do processo de calibração do sensor proposto não foram levados em consideração na análise.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de um transdutor LVDT de baixo custo para medição de posição de refletores solares em sistemas de rastreamento. Também mostrou o desenvolvimento de um módulo de instrumentação digital para LVDT.

O LVDT foi especificado e construído com materiais de baixo custo. A faixa máxima de deslocamento do núcleo estabelecida foi de 100 mm. As bobinas foram enroladas em um carretel de acrílico e ferrites toroidais cobriram essas bobinas para melhorar o fluxo do campo magnético. O eixo do LVDT foi composto de bastões de ferrite e uma haste de latão foi usada para conectar o eixo a um possível mecanismo de conversão de posição angular em linear. A resposta do LVDT foi obtida, tendo como referência a medida de deslocamento obtida por um paquímetro digital. A partir disso, foi possível calibrar o transdutor.

No módulo de instrumentação foi desenvolvido um circuito de alimentação, aplicado o condicionador digital PGA970 para LVDT e um microcontrolador STM32F103 para efetuar a leitura dos dados adquiridos pelo PGA970, o processamento e envio da posição obtida para um computador. Foi previsto também circuitos de interface física para os padrões RS-485 e CAN, visando conexão futura em barramentos de comunicação de dados.

Na avaliação experimental do LVDT e do módulo de instrumentação desenvolvidos, obteve-se um erro máximo inferior a $\pm 0,15$ mm para toda faixa do transdutor, considerando a reta de regressão das medições realizadas na calibração como referência. Os erros mais significativos observados podem ser justificados pelas imprecisões do processo manual de enrolamento das bobinas e fabricação das partes componentes do LVDT. Acredita-se que com o uso de processos de fabricação padrão industrial seja possível minimizar significativamente esses erros na resposta.

Observou-se que em uma determinada faixa de medição os erros foram reduzidos (45 a 100mm). Considerando-se medições dentro essa faixa, o erro máximo foi de $\pm 0,0468$ mm. Calculou-se o desvio padrão considerando 10 amostras obtidas para cada posição considerada no experimento, ficando em $\pm 0,2672$ mm. Ainda, a incerteza expandida para o nível de confiança de 99% foi calculada, resultando em

0,0274 mm que convertida para deslocamento angular acarreta em um erro de $0,0314^\circ$ em acoplamento ideal.

Investiga-se a possibilidade de aplicar três polinômios distintos para três faixas de medição (0 a 25mm, 25 a 75mm, e de 75 a 100mm) visando reduzir ainda mais os erros caso seja necessário para a aplicação almejada, ou seja, para obter a posição de refletores em um sistema de rastreamento solar. Isso vai depender, evidentemente, do projeto do mecanismo de conversão de posição angular em linear. Acredita-se que seja possível configurá-lo para atuar na faixa de medição de 45 a 100 mm do LVDT.

Dado o custo reduzido do transdutor LVDT, o desempenho do módulo de instrumentação e a possibilidade de minimizar ainda mais os erros de medição, acredita-se que a aplicação desse transdutor e módulo de instrumentação em um sistema de rastreamento solar possa contribuir para garantir uma maior eficiência na geração de energia térmica, especialmente em sistemas concentradores Fresnel lineares.

Quando a instrumentação desenvolvida foi aplicada em outro LVDT já caracterizado por Carvalho (2017), obteve-se uma redução de aproximadamente 6 vezes na incerteza de medição do transdutor daquela obtida pelo o autor.

O sensor construído apresentou um bom custo benefício quando comparado com sensores disponíveis comercialmente. Combinando esse baixo custo, com a pequena incerteza de medição obtida, credita-se tanto o transdutor quanto a instrumentação a outras aplicações.

Como sugestões para trabalhos futuros duas interfaces padrão industrial CAN e MODBUS foram projetadas na PCI para permitir a comunicação do sensor com outros dispositivos para aplicações de controle em tempo real. Isso permitirá o desenvolvimento de um sistema de rastreamento que, quando combinado com a utilização de espelhos levemente curvados, poderá resultar em um sistema com elevada eficiência. O Apendice A apresenta sugestões para o desenvolvimento da estrutura de espelhos levemente curvados e para o sistema de controle.

Por fim, os resultados deste trabalho permitiram o aceite do seguinte artigo em congresso:

- “Development and Evaluation of a Linear Variable Differential Sensor”, 2º International Symposium on Instrumentation Systems, Circuits and Transducers (2017). DOI: [10.1109/INSCIT.2017.8103523](https://doi.org/10.1109/INSCIT.2017.8103523)

E a submissão do seguinte artigo para periódico:

- “Development of a low-cost LVDT transducer and instrumentation module for position measurement in solar tracker systems” IEEE Transactions on Instrumentation & Measurement (2021)

6 REFERÊNCIAS

ABINEE. (2012). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Retrieved March 30, 2016, from <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>.

ACRILICOSBRASIL, **Saiba mais sobre tubos e tarugos de acrílico**, 2020. Disponível em <https://www.acrilicosbrasil.com.br>. Acesso em 18 mar 2020.

ADARME-MEJÍA,L.M.; IRIZARRY-RIVERA,A.A. **Feasibility study of a linear Fresnel concentrating solar power plant located in Ponce**, Puerto Rico. In: 2015 North Ameri-Can Power Symposium (NAPS). [S.l.:s.n.], 2015. p.1–6.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). (2005). **Energia Solar. Atlas Da Energia Elétrica Do Brasil**, 14. <https://doi.org/mma>

ALMEIDA, G. S. M. (2013). **Pesquisa e Desenvolvimento de um Sistema Termoelétrico do tipo Linear Fresnel Reflector** Pesquisa e Desenvolvimento de um Sistema Termoelétrico do tipo Linear Fresnel Reflector, 68.

AYADI, O., & ATARI, Z. (2014). **Design and Manufacturing of Linear Fresnel Reflectors for Industrial Process Heat**. *Jordanian International Mechanical Engineering Conference JIMEC 8*, (May), 7.

BEL Power Solutions & Protection, 2016. **0ZCJ0075AF2E** Datasheet disponível em: <https://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/1043787/BEL/0ZCJ0075AF2E.html> Acesso em 15/01/2021

BENYAKHLEF, S.; AL MERS, A.; MERROUN, O.; BOUATEM, A.; BOUTAMMACHTE,N.; EL ALJ, S.; AJDAD, H.; ERREGUERAGUI, Z.; ZEMMOURI, E. **Impact of heliostat curvature on optical performance of Linear Fresnel solar concentrators**. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 89, p. 463–474, 2016.

CÂMARA, C. F. (2011). **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**, 1–68.

CANAVARRO, D. C. DE S. (2010). (CANAVARRO,2010) - **Modelização de campos de colectores solares lineares do tipo Fresnel; aplicação a um concentrador inovador do tipo CLFR**. Retrieved from <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142134067/Tese.pdf>

CARVALHO, B. M. D. E. (2017). **Transformador Diferencial Linear Variável Em Rastreador Solar Para Um Sistema De Energia Solar Concentrada Do Tipo Refletor Linear Fresnel**. Dissertação de Mestrado - PPGEE - Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

CIEMAT. (2013). **Centro de Investigações Energéticas**. Retrieved from <http://www.ciemat.es>

CORREDORECOLÓGICO, **Energia hidrelétrica: uma fonte de energia renovável?**, 2017. Disponível em: <https://corredorecologico.com.br/imprensa/artigos/13/energia-hidreletrica-uma-fonte-de-energia-renovavel>. Acesso em 18 jan. 2020.

CORTEZ, R. J. M. (2013). **Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica**. Universidade do Porto.

CRUZ, J. A. M. **Diseño de un concentrador solar lineal tipo Fresnel de baja entalpia Para calor de procesos**. 142p. Dissertação (Mestrado) — Universidad Vera cruzana, Xalapa Enríquez, México, 2012.

De Carvalho, B. M. **"Transformador Diferencial Linear Variavel em Rastreador Solar para um Sistema De Energia Solar Concentrada do Tipo Refletor Linear Fresnel"** M.S. Thesis. Dept Electrical Engineering, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, Paraná, Brazil, 2017

DE PAULA VEIGA & MONTANARIN, C. ; (2007). **Projeto e construção de um transdutor LVDT**, 8. Retrieved from http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/engenharia/tcc/artigo_transdutor_lvdt_2007.pdf

DE LAQUIL, P. (1993). **Solar-thermal electric technology**. Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity, 213'297.

FALCÃO, A. F. O. (2008). **Energia Solar Movimento e posicionamento relativos Terra-Sol**. *Recursos Energéticos Renováveis*.

FERRAZ DIAS RP. **Transformador Diferencial de Variação Linear – Condicionamento de Sinal e Desmodulação Síncrona** MS Thesis. Dept. Electrical Engineering Energy and Automation. Lisbon Superior Engineering Institute, Lisbon, Portugal, 2015.

Ford et al. **"A novel DSP-based LVDT signal conditioner,"** in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 50, no. 3, pp. 768-773, June 2001, doi: 10.1109/19.930452

FORD, G. **Csp: Bright Future For Linear Fresnel Technology?** Renewable Energy Focus, v.9, n.5, p.48–51, 2008.

GARCIA, D. M. **Forno solar com lentes de Fresnel**. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Física, Universidade Nova de Lisboa, Portugal, 2013

GEA, M., SARAVIA, L., ALTAMIRANO, M., PLACCO, C., BÁRCENA, H., & HONGN, M. (2010). **Aspectos óptico geométricos de un concentrador solar fresnel lineal para aplicaciones térmicas**. *Avances En Energis Renovables Y Medio Ambiente*, 14.

GHARBI, N. E.; DERBAL, H.; BOUAICHAOUI, S.; SAID, N. **A Comparative Study Between Parabolic Trough Collector And Linear Fresnel Reflector Technologies**. Energy Procedia, v.6, p.565–572, 2011.

GREENPRO. (2004). **Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalação.** *Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projeto E Instalação*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

GUNTHER, M. (2011). **Advanced CSP Teaching Materials - Linear Fresnel Technology.** *Advanced CSP Teaching Materials*, 1–43.

HABERLE,A.; ZAHLER,C.; LERCHENMULLER,H.; MERTINS,M.; WITTWER,C.; TRIEB,F.; DERSCH,J. **The Solar Mundo Line Focussing Fresnel Collector. Optical And Thermal Performance And Cost Calculations.** International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 2002.

HABERLE, A.; SCHERER, S.; BERGER,M.; FARIAN, J. **Fresnel CSP Technology – State of the art and Market overview.** Projeto Energia Heliotérmica, Junho 2014.

HIDROENERGIA. **As 5 maiores fontes de energia elétrica no Brasil**, 2018. Disponível em <https://www.hidroenergia.com.br/as-5-maiores-fontes-de-energia-eletrica-no-brasil/> . Acesso em 15 jan. 2020

HOYOS,D.; GEA,M.; CADENA,D.; ECHAZÚ,R. **Diseño y construcción de seguidores solares. Analisis y comparación.** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v.12, p.71–77, 2008.

IEA. (2010). **Technology Roadmap Concentrating Solar Power.** *Current*, 5, 1–52. <https://doi.org/10.1787/9789264088139-em>

JONAS, P., & GAZOLI, R. (2013). **Energia solar fotovoltaica – Introdução.** Revista o Setor Elétrico, 2013

J.G Webster ; H. Eren (2014) **Measurement, Instrumentation, and Sensors Handbook** 2nd Edition Taylor & Francis Group, LLC

KALOGIROU, S. A. (2009). **Solar energy engineering: processes and systems.** *Solar Energy Engineering* (1st ed.). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374501-9.00014-5>

KESAVAN. S. REDDY, N. **Linear Variable Differential Transformers.** Encyclopedia of medical Devices and Instrumentation. 2nd ed. 2006, pp 252-257.

KOOM Transmission de Precisión; 2007; **Catálogo delas transmisiones por cremallera Piñón.** Disponível em: <<http://www.mecapedia.uji.es/catalogos/engranaje/spitkoom.1.pdf>> Acesso em 28 dez 2013

LANCEREAU, Q., RABUT, Q., ITSKHOKINE, D., & BENMARRAZE, M. (2015). **Wind loads on Linear Fresnel Reflectors ' technology: a numerical study.** *Energy Procedia*, 69, 116–125. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.014>

LOPES, José Carlos Leite; GALDINO, Luciano. **Dimensionamento do sistema cremalheirapinhão de dentes retos**. Revista Augusto Guzzo. São Paulo, n. 12, p. 127-139, 2013

Masi et al. **A high precision radiation-tolerant LVDT conditioning module**, *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment*, Vol.745,2014,Pages 73-81,Accessed on: March 2021 DOI: 10.1016/j.nima.2014.01.054

MEAS. (2013). **Technical Paper The LVDT : construction and principles of operation Introduction and purpose The LVDT : construction and principles of operation**. Hampton. Retrieved from www.meas-spec.com

MIRANDA, M. A. C.. **Optimização de sistemas solares térmicos**.150p. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2008.

NYCE, D. S. **Linear position sensors**. 1. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc,2004. 170 p.

OBSERVATORIO DE ENERGIAS RENOVAVEIS PARA A AMERICA LATINA E O CARIBE - ONUDI. (2015). **Energia e mudança climatica**. Programa de Capacitação em Energias Renovaveis.

OPERDATA, 2019. **Coeficiente de correlação**. Disponível em <https://operdata.com.br/blog/coeficientes-de-correlacao/>. Acesso em 28/02/2021

OPETROLEO, **Conheça os países com maiores reservas de Petróleo do mundo**, 2019. Disponível em <https://opetroleo.com.br/as-maiores-reservas-de-petroleo-do-mundo-por-pais/>

OTA, A. et al, "**Simple Resolver Demodulation**," JSST International Conference on Simulation Technology, 2013, Tokyo, Japan.

PADILHA, Â. F. (2000). **Materiais de Engenharia-Microestrutura e Propriedades**.

De Pelegrin et al. **Development and Evaluation of a Linear Variable Differential Sensor**. Presented at 2nd Int Symp Instrum Syst Circuits Transducers 2017.Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8103523>

PENAFIEL,R.A.S. **Cenários De Geração De Eletricidade A Partir De Geradores Heliotérmicos No Brasil: A Influência Do Armazenamento De Calor E Da Híbridaçã**o. 202p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

PETCHMANEELUMKA, W.et al., "**Linear Range Extension for LVDT Using Analog Lookup Table**," *2018 International Conference on Engineering, Applied Sciences, and Technology (ICEAST)*, Phuket, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICEAST.2018.8434442.

PETCHMANEELUMKA, W et al., "**Simple LVDT signal conditioner**," *2017 3rd International Conference on Control, Automation and Robotics (ICCAR)*, Nagoya, 2017, pp. 758-761, doi: 10.1109/ICCAR.2017.7942799.

PHILIPS SEMICONDUCTORS. **Data sheet NE/SA5521: LVDT signal conditioner**. [S.I.], 2002

PINO, F. J.; ROSA, F. **Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system**. *Applied Thermal Engineering*, v. 50, n. 2, p. 1463–1471, 2013.

PRINSLOO, G., & DOBSON, R. (2014). **Solar Tracking, Sun Tracking, Sun Tracker, Solar Tracker, Follow Sun, Sun Position**. <http://doi.org/10.13140/2.1.2748.3201>

REDA, I.; ANDREAS, A. **Solar Position Algorithm For Solar Radiation Applications**. *Solar Energy*, v.76, n.5, p.577–589, 2004.

REVELO, M. A. B. (2015). **Diseño y simulación de un colector solar lineal de Fresnel para la producción de vapor en base a las condiciones climáticas de la ciudad de Quito**.

RUBIO, F. R.; ORTEGA, M. G.; GORDILLO, F.; LÓPEZ-MARTÍNEZ, M. **Application Of New Control Strategy For Sun Tracking**. *Energy Conversion and Management*, v.48, n.7, p.2174–2184, 2007.

SAETTONI, E. **Design And Construction Of A Fresnel Linear Distiller**. *Applied Solarenergy*, v.50, n.4, p.238–243, 2014.

SÁNCHEZ TAPIA, D. (2011). **Estudio Técnico y Económico de una Instalación Solar con Colectores Lineales Fresnel**. *The Effects of Brief Mindfulness Intervention on Acute Pain Experience: An Examination of Individual Difference*, 1.

SCHAEVITZ, H. (1974). *Handbook of Measurement and Control*. New Jersey

SCHAEVITZ, H. **Handbook of Measurement and Control**. New Jersey, 1974

SCHENK, H.; FELDHOFF, J. F.; HIRSCH, T.; WITTMANN, M. Energetic Comparison of linear Fresnel and parabolic trough collectors systems. *Solar Energy Engineering*, v.136, p.11, 2014.

Seidel A.R. *Instrumentação Aplicada*. 3ª ed. Santa Maria, Brasil: Colégio Técnico de Santa Maria; 2011, cap. 2, sec. 2.10, pp 47-48.

SEN, ET. AL. (2013). **Linear Fresnel mirror solar concentrator with tracking**. *Procedia Engineering*, 56, 613–618. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.03.167>

SOARES NEGREIROS, I. (2015). **Desenvolvimento do Sistema de Rastreamento de um Protótipo de Concentrador Solar Fresnel Linear**, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

SONG, J.; MA, J; ZHAN, Z; DAI, Y. (2015). **Optical Analysis and Optimization of the Linear Fresnel Collector's Mirror Field**. *International Forum on Energy, Environment Science and Material (IFEESM 2015)*, (Ifeesm).

SPOLADORE, M.; CAMACHO, E.; VALCHER, M. **Distributed Parameters Dynamic Model of a Solar Fresnel Collector Field**. *International Federation of Automatic Control (IFAC) World Congress*, v. 18, p. 6, 2011.

ST Microelectronics, 2020. **LDL1117S50R Datasheet** disponível em: <https://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/1244415/STMICROELECTRONICS/LDL1117S50R.html>. Acesso em 15/01/2021.

ST Microelectronics, 2021. **STM32CubeIDE Data Brief**. Disponível em: https://www.st.com/resource/en/data_brief/stm32cubeide.pdf. Acesso em: 16/01/2021

TRANS-TEK. (2012). **Core Extension Rods**. Retrieved May 19, 2016, from http://www.transtekinc.com/wp-content/uploads/2014/12/Ext_Rod.pdf

Texas Instruments, 2019. **PGA970 LVDT Sensor Signal Conditioner**, Texas Instruments Inc. Dallas, Texas, USA, 2019. Available: https://www.ti.com/lit/ds/symlink/pga970.pdf?ts=1617301382220&ref_url=https%253A%252F%252Fwww.ti.com%252Fproduct%252FPGA970

Texas Instruments, 2016. **PGA970EVM User's Guide**, Texas Instruments Inc. Dallas, Texas, USA, 2016. Available: https://www.ti.com/lit/ug/sldu017/sldu017.pdf?ts=1617113031325&ref_url=https%253A%252F%252Fwww.google.com%252FJuliano

Texas Instruments, 2011. **OPA1662U Datasheet**. Disponível em: <https://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/463485/TI1/OPA1662.html>. Acesso em: 16/01/2021

Texas Instruments, 2006. **TXS0104E Datasheet**. Disponível em: https://www.ti.com/lit/ds/symlink/txs0104e.pdf?ts=1615062241524&ref_url=https%253A%252F%252Fwww.google.com%252F. Acesso em: 17/01/2021

Texas Instruments, 2015. **LV73333PDBVR Datasheet** disponível em: <https://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/845155/TI1/TLV73333PDBVR.html>. Acesso em 15/01/2021

Texas Instruments, 2017. **XDS110 Datasheet** disponível em: https://www.ti.com/lit/ug/sprui94/sprui94.pdf?ts=1615025289813&ref_url=https%253A%252F%252Fwww.google.com%252F. Acesso em 15/01/2021

Texas Instruments, 2020. **Code Composer Studio User's Guide**. Disponível em: https://software-dl.ti.com/ccs/esd/documents/users_guide/index.html. Acesso em 15/01/2021

TONGCHAROEN, J. et al., "Resolver-to-Triangular Wave Converter," STCE Annual Conference, Sapporo, Japan, pp. 1181-1184, 2014.

TONGCHAROEN, J et al., "Low-Cost Resolver-to-DC Converter," The 15th International Conference on Control, Automation and Systems, Busan, Korea, pp. 1699-1702, 2015.

US DiGITALS (2017) – **Optimizing Accuracy in Concentrated Solar Applications** – White Paper – US DIGITAL Motion Control Products.

VELÁZQUEZ,N.;GARCÍA-VALLADARES,O.;SAUCEDA,D.;BELTRÁN,R.**Numerical Simulation of a linear fresnel reflector concentrator use a direct generator in a solar Gax cycle.** Energy Conversion and Management, v.51, n.3, p.434–445, 2010.

WALKER,G.S. **Development Of A Low Cost Linear Fresnel Solar Concentrator.** 136 p. Dissertação (Mestrado) — Faculty of Engineering at Stellenbosch University, Stellenbosch, África do Sul, 2013.

Zheng et al. "**Solar Tracker Error Analysis of Fresnel Reflector**" Hindawi. The Scientific World Journal, vol. 2014. ID 834392, 6 pages. Accessed on: March 19, 2021, DOI: 10.1155/2014/834392

APÊNDICE A – Trabalhos futuros

DESENVOLVIMENTO DA ESTRUTURA COM ESPELHO CURVOS

Como sugestão para trabalhos futuros foi desenhada no software SolidWorks uma estrutura suporte da placa solar para ser utilizada no sistema. A Figura 01 apresenta o desenho mecânico realizado da base utilizada, construída para apoiar a placa solar. Todas as dimensões estão dadas em milímetros, e foram definidas com a intenção de servir de apoio para os refletores primários e elevá-los à uma distância do solo, 80 cm, para facilitar atividades de instalação e manutenção dos espelhos. O material sugerido para a fabricação é tubo com perfil quadrado com 50mm de espessura de aço carbono 1020.

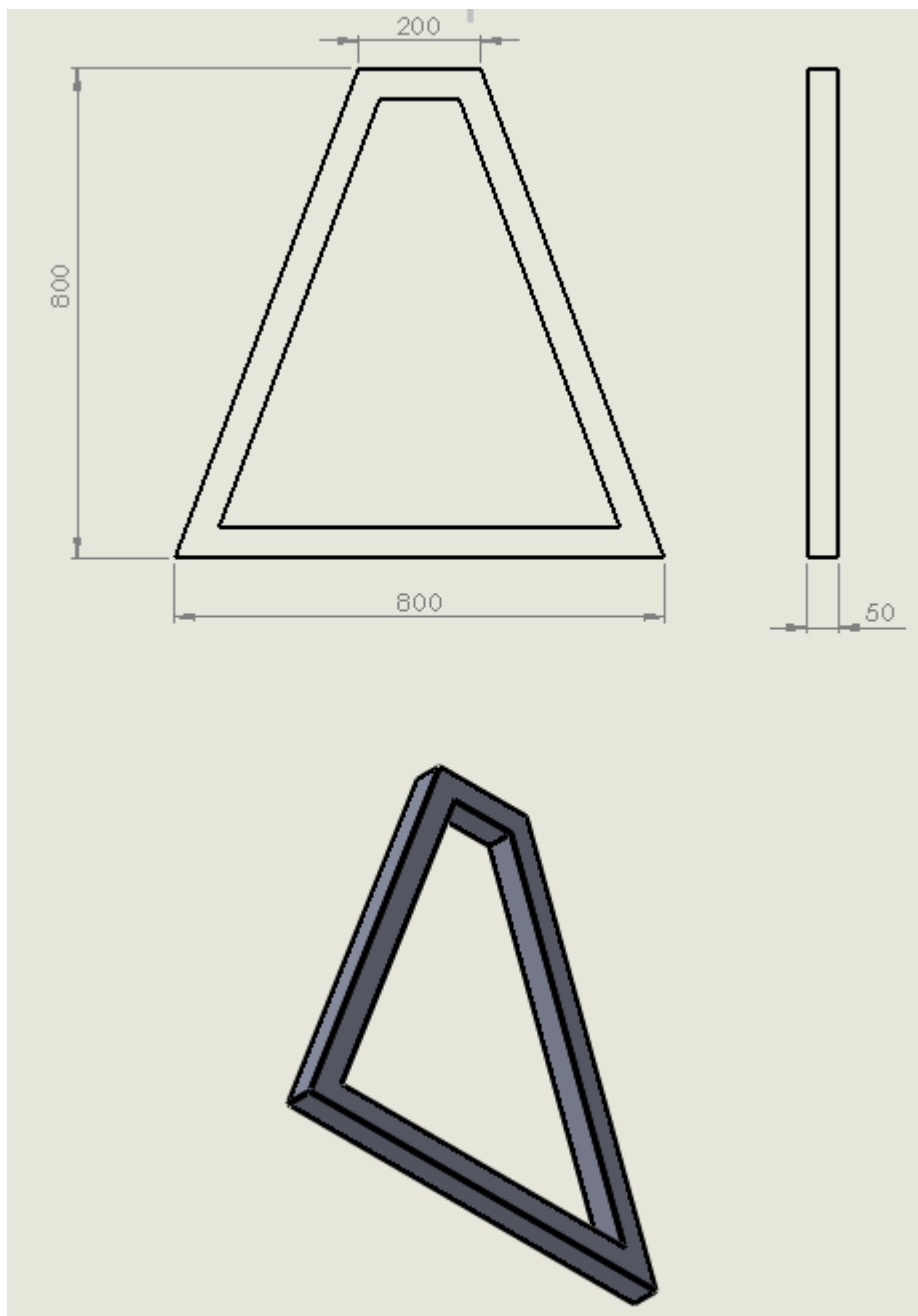


Figura 01 - Mesa Base Para Placa Solar
Fonte – Autoria Própria

A base para o espelho refletor curvo, denominada de espinha de peixe, pode ser construída em 5 partes de aço carbono 1020, fabricadas através de corte a laser para propiciar a deflexão de 3mm no espelho, tornando-o levemente curvado, com sua reflexão reduzida à uma área menor. A outra parte da base para o espelho, pode ser fixada através de uma cola adesiva a base de polímero MS de alta performance, sendo sugerido o alumínio como material devido a seu baixo peso específico e capacidade de garantir resistência mecânica para aplicação, além de ser um material

de boa usinabilidade. Por fim um eixo, de aço 1020, pode ser construído para fixação dos moldes curvos e transmissão do movimento do motor de passo ao espelho. A Figura 02 apresenta a estrutura completa “espinha de peixe”, composta por molde curvo, perfis de alumínio e eixo, para fixação do espelho refletor. Neste caso, a dimensão da estrutura pode abrigar um espelho com dimensões de 500 mm de largura por 1000 mm de comprimento. Essas dimensões dos refletores primários foram baseadas em sistemas instalados atualmente em que a largura não pode ser tão pequena, exigindo a utilização de uma grande quantidade de espelhos e estruturas para fixação e nem tão grande a ponto de dificultar a fabricação de estruturas de fixação e curvatura.

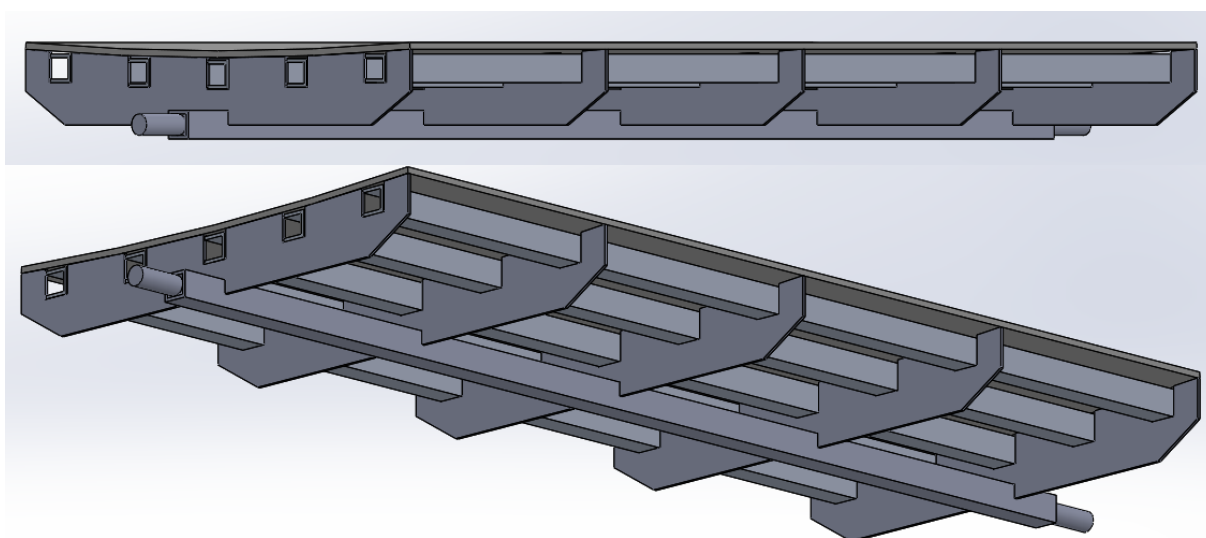


Figura 02 - Suporte Para Espelho Refletor
Fonte – Autoria Própria

A fixação da estrutura com o espelho poderá ser realizada por mancais de rolamento de esferas 6204.

O componente responsável pelo movimento do espelho pode ser um motor DC com caixa de redução posicionado diretamente ao eixo logo após o mancal de rolamento. A Figura 03 apresenta a estrutura apoiada pela base já com os mancais.

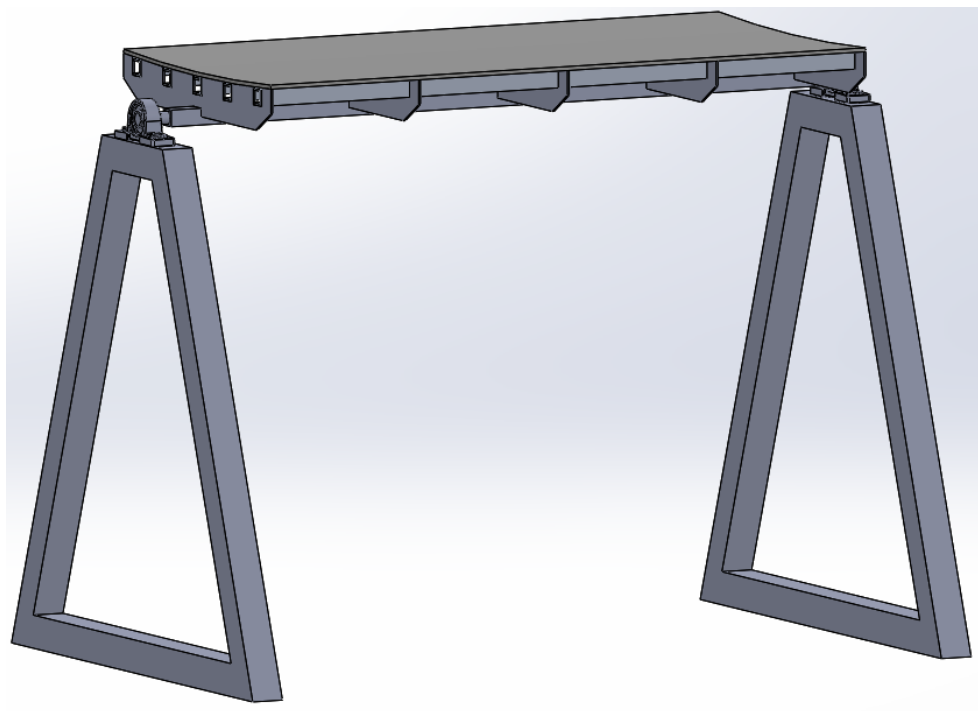


Figura 03 – Espelho montado em sua base
Fonte – Autoria Própria

DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE CONTROLE

Após a construção do sistema de rastreamento solar, sugere-se a implementação das equações para se realizar o rastreamento solar de acordo com as coordenadas de latitude e longitude da cidade onde o protótipo será testado. Assim pode-se obter a posição relativa do sol durante o dia para a localidade e também o ângulo de inclinação do espelho refletor para um determinado horário do dia. O algoritmo implementado poderá ser utilizado para qualquer dia do ano, bastando apenas inserir dados de latitude e longitude da cidade.

Com a construção da estrutura com espelho curvo e do acoplamento do sensor LVDT, sugere-se que o protótipo seja levado a campo para ser realizada a análise de desempenho. Primeiramente, recomenda-se a realização de testes para medir a área de concentração da luz solar refletida durante o período do dia pelo espelho curvo, isto indicará, o ganho de concentração ao se curvar levemente um espelho, quando comparado a um espelho plano.

Este procedimento de teste pode ser realizado a partir da incidência de luz solar direta sobre um espelho curvo e um espelho plano, lado a lado, direcionados a uma parede plana, onde seja possível medir a área da luz incidente de ambos.

Assim, a função que o sensor desenvolvido neste trabalho irá realizar é a correção do posicionamento da placa solar quando esta for submetida a perturbações que a tirem de sua posição desejada. A Figura 04 apresenta um esquema para auxiliar no entendimento da função do sensor de posição angular.

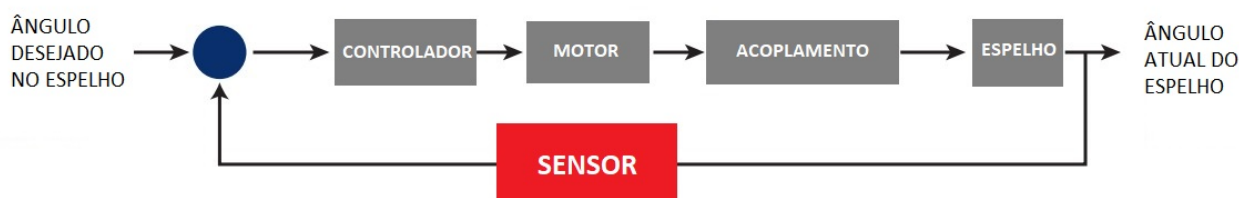


Figura 04 - Esquema Função do Sensor
Fonte – Autoria Própria

Como a proposta do trabalho visa minimizar pequenos erros no posicionamento/inclinação do refletor, será utilizado o sensor LVDT. Este sensor apresentou alta precisão, exatidão e robusteza, para obter a posição angular do refletor e essa informação será utilizada como feedback no sistema de controle, minimizando tais erros a ponto de não impactar significativamente na eficiência do concentrador.

É evidente que um erro de posicionamento impacta na eficiência. Então, pode ser realizada uma simulação, na sequência, com o objetivo de averiguar esse impacto e também detectar em quais situações o impacto é maior. Portanto, o objetivo da simulação será detectar a situação/condição do maior impacto e minimizá-lo usando um sistema de controle com LVDT.

Através dessa análise pode-se provar que um pequeno erro de inclinação nos espelhos curvos, pode provocar perdas significativas de energia e que, usando sensores angulares que permitam obter esse erro de inclinação, combinado com um sistema de controle para corrigi-lo, seja possível garantir o melhor rendimento desses sistemas.

O sensor LVDT será utilizado para corrigir a posição do espelho curvo e um sensor inclinômetro pode ser utilizado como referência.

Após a montagem do protótipo pode ser realizada a coleta de dados para avaliar as vantagens e desvantagens da utilização de espelhos levemente curvados e de um LVDT, construído em laboratório, como sensor de posição angular. A análise pode ser realizada durante todo o dia, podendo assim ser constatado o momento de maior perda de radiação solar devido ao erro de posição.

Por fim, simulações podem ser realizadas, como sugestões para trabalhos futuros, visando avaliar melhor o impacto dos erros em um sistema concentrador do tipo Fresnel linear com espelhos curvos. Através destas informações, será possível especificar com mais precisão e refinar o LVDT já desenvolvido.

APÊNDICE B – Primeira Versão da PCI

Em um primeiro momento, um protótipo do circuito de instrumentação foi desenvolvido em uma PCI prototipada em laboratório da universidade, a partir das orientações do módulo de avaliação PGA970EVM.

A Figura 01 apresenta a primeira PCI desenvolvida em laboratório da universidade para teste.

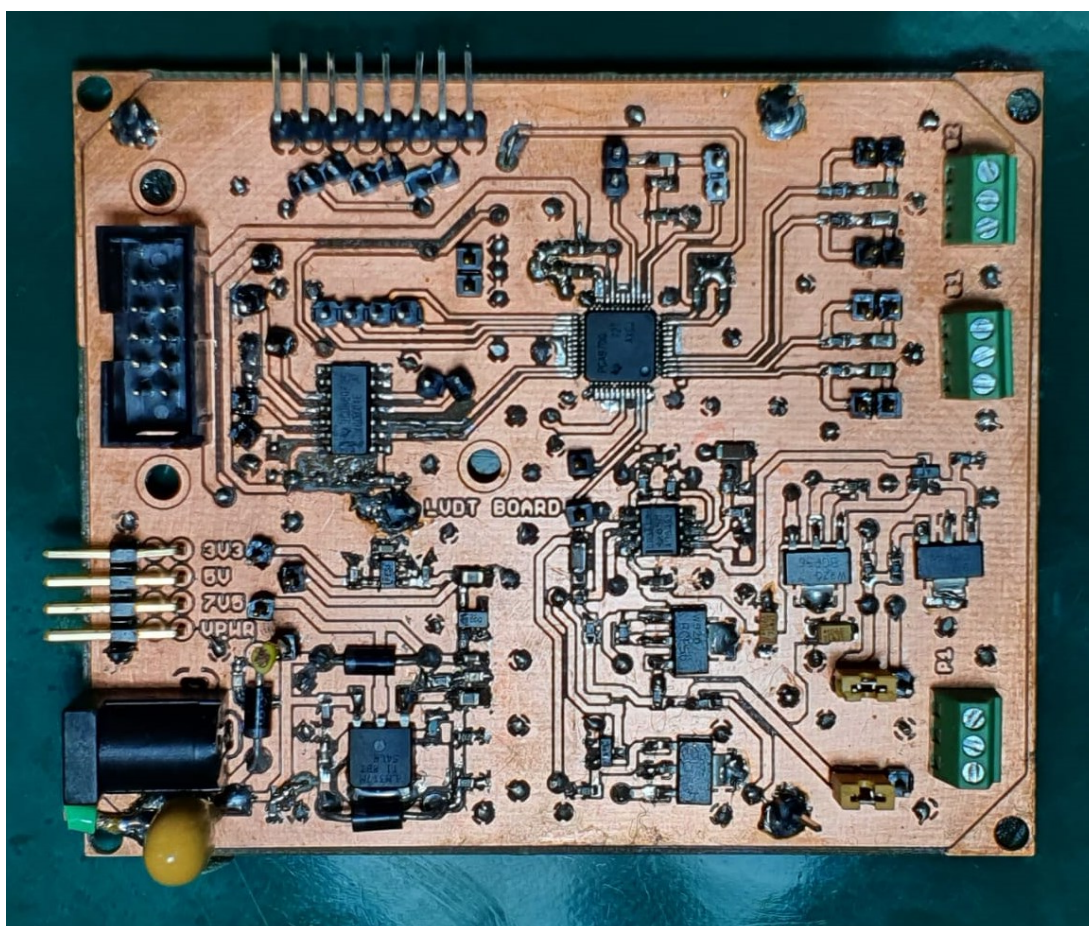
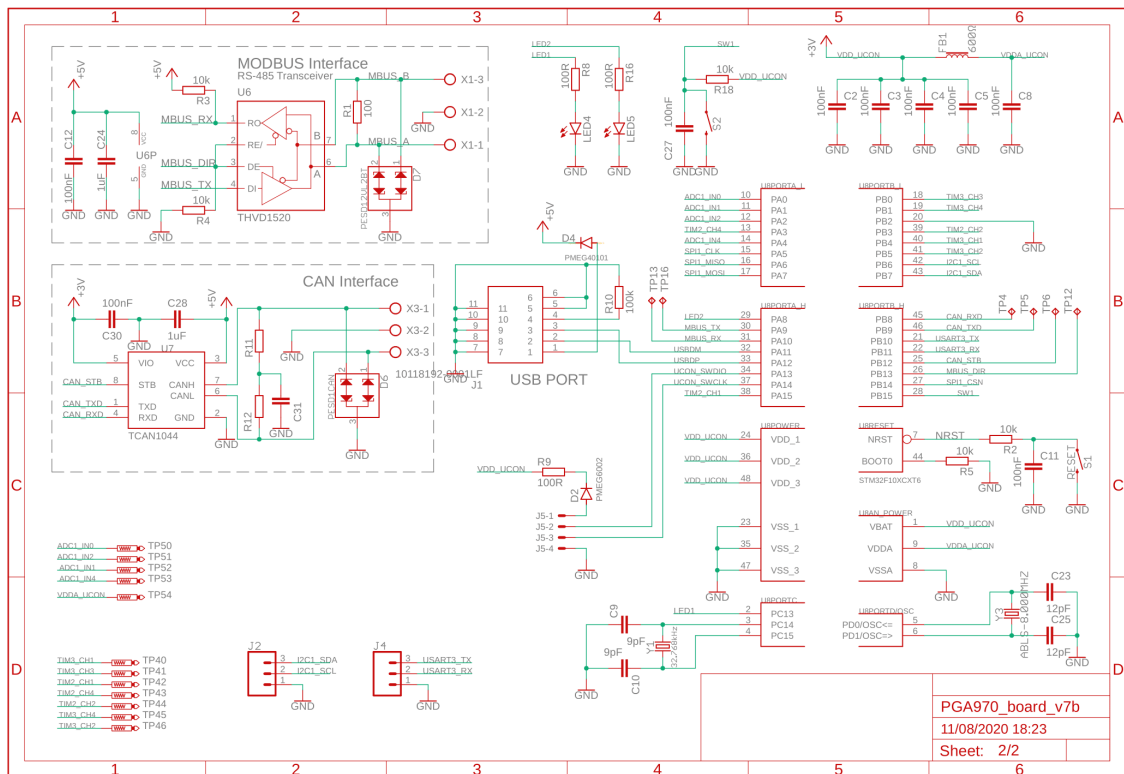
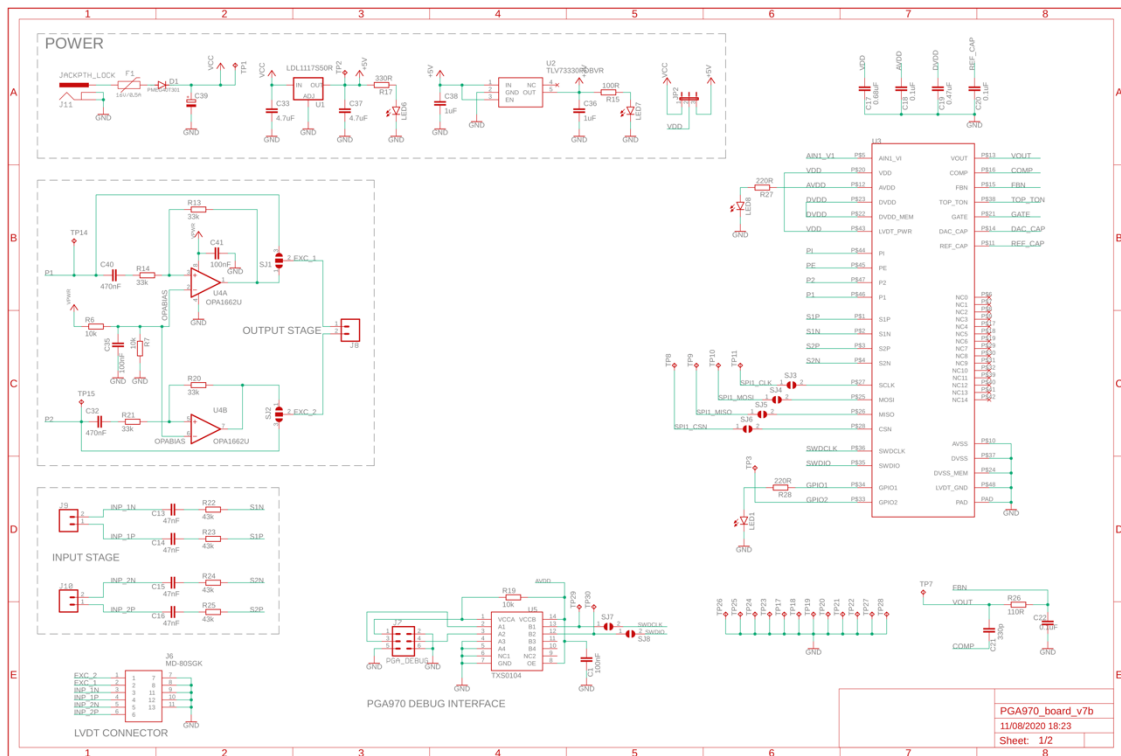






Figura 01 – Primeira versão da PCI
Fonte – Autoria própria

Nessa primeira fase, foi realizado um estudo da instrumentação e partir desse primeiro protótipo foi confeccionada a segunda versão da PCI.

APENCICE C – Circuito de instrumentação completo



ANEXO I – Custo de sensores comerciais

Item	Foto	Descrição	Qtde	Preço unitário	Subtotal
#1		Transdutor LVDT ACT2000A-L50 Campo de medição: +/- 50mm, Linearidade: +/- 0,5%fe Características gerais: Avanço do êmbolo por mola, apalpador de carbono-tungstênio removível, cabo integrado de 2 metros com pontas estanhadas (saída axial), corpo de 20,6 mm de diâmetro. Prazo de entrega, até: 10 semana(s) - NCM 9031.80.99 - ICMS: 18,00% - IPI: 5,00% Pedido mínimo: 1 un. - Webpage: www.metrolog.net/act	1	5.138,78	5.138,78
#2		Inclinômetro INC110E-02-045-PP-A-CW-3M Campo de medição: +/- 45°, Resolução: 0,05° Características gerais: 2 eixos de medição, alimentação 12-24Vdc, classe de proteção IP67, saída 4-20mA. Cabo integrado de 3 metros Prazo de entrega: imediato - NCM 9014.20.30 - ICMS: 18,00% - IPI: 5,00% Pedido mínimo: 1 un. - Webpage: www.metrolog.net/inc110	1	4.508,90	4.508,90
#3		Potenciômetro linear LTP-100-V Campo de medição: 100mm, Resolução de trabalho: 0,01mm, Linearidade: +/- 0,30%fe Características gerais: potenciômetro linear híbrido, vida útil de 100 milhões de movimentos, velocidade máxima de 5m/s, saída 0-10VDC (alimentação +24VDC) . Prazo de entrega, até: 5 semana(s) - NCM 9031.80.99 - ICMS: 18,00% - IPI: 5,00% Pedido mínimo: 1 un. - Webpage: www.metrolog.net/ltpv	1	2.286,10	2.286,10
#4		Encoder magnético RCS9100-360-PP-V-0,5M Campo de medição: 0-360°, Máxima velocidade: 120RPM, Saída: 0-10V Características gerais: Transdução sem contato mecânico, classe de proteção IP67, eletrônica hermeticamente selada, cabo integrado de 0,5 metros, alimentação 24VDC (+/-6VDC). Prazo de entrega, até: 5 semana(s) - NCM 9030.89.90 - ICMS: 18,00% - IPI: 5,00% Pedido mínimo: 1 un. - Webpage: www.metrolog.net/rcs9100	1	2.655,53	2.655,53