



Miguel Angelo Glaziou **Monitorização de centrais solares**
Barreto da Luz **fotovoltaicas por IoT**

Relatório de Dissertação do Mestrado em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

ORIENTADORES

Professor Armando Pires

Professor Victor Pires

JÚRI

Presidente: Professor Doutor Filipe Duarte dos Santos Cardoso, ESTSetúbal / IPS

Orientador: Professor Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires, ESTSetúbal / IPS

Vogal: Professor Doutor Armando José Leitão Cordeiro, ISEL/IPL

Data da realização da prova: janeiro 2022

Resumo

Esta dissertação tem por objetivo estudar os princípios, métodos, tecnologias, e equipamento atuais para sistemas de monitorização de centrais solares fotovoltaicas à distância por IoT.

Efetuar a análise de soluções de sistemas de monitorização de centrais solares fotovoltaicos, resultados de estudos e desenvolvimentos da comunidade científica, e da norma ISO 61724:2017.

São analisados diversos tipos de sensores, sistemas de medição e princípios de funcionamento, assim como outros componentes do sistema de monitorização, com avaliação da incerteza de medição, quando aplicável, associados à monitorização de centrais solares fotovoltaicas por IoT.

Implementação prática de um sistema de monitorização por IoT a um pequeno grupo de painéis fotovoltaicos existente no Instituto Politécnico de Setúbal, recorrendo a opções, equipamentos e soluções, de custo reduzido, mas cujos princípios de funcionamento podem ser transportados e representativos de implementação em soluções mais complexas, de maior dimensão, superior exatidão e precisão na monitorização.

Recurso a sensores com saída analógica, utilização de placas microcontroladores com ADC integrado, da marca Arduino, e comunicação sem fios através da comunicação do tipo LoRa. Arquivo, análise, e visualização de dados de monitorização através de uma base de dados localizada na internet para ser acessível em qualquer ponto com ligação à internet.

Com transmissão sem fios através da banda ISM-*Industrial Scientific and Medical*, os dados das medições dos sensores relevantes do conjunto de painéis fotovoltaicos, foram transmitidos para uma antena recetora a uma distância, sensivelmente, de 700 m sem obstáculos na linha de vista, e a 120 m dentro do edifício do campus do IPS. No sistema de receção, após verificação da integridade dos dados, estes eram enviados para uma base de dados localizada na internet, onde foi criado um painel de controlo, que permitiu a monitorização das medições em qualquer ponto com ligação à internet.

Análise e conclusões dos resultados obtidos e propostas de melhoria do sistema implementado.

Abstract

This dissertation aims to study the principles, methods, technologies, and current equipment for IoT monitoring systems of solar photovoltaic power plants.

Analysis of solar photovoltaic power plant monitoring systems, based on scientific developments carried out by community studies, and study of ISO 61724:2017- Photovoltaic system performance monitoring.

Analysis of different types of sensors, measurement systems and operating principles, as well as other components of monitoring system, with evaluation of the measurement uncertainty, when applicable, associated to IoT monitoring of solar photovoltaic plants.

Practical implementation of an IoT monitoring system to a small group of photovoltaic panels located in the Polytechnic Institute of Setúbal, using options, equipment's, and low-cost solutions, but whose operating principles can be transported and representative for implementation to monitor more complex solutions, bigger dimension, with greater accuracy and precision.

Use of sensors with analogue output connected to microcontroller boards with integrated ADC, Arduino brand, and wireless communication through LoRa communication. Archive, analysis, and visualization of monitoring data through a database located on the internet to be accessible from any point with internet connection.

With wireless transmission over the ISM-Industrial Scientific and Medical band, measurement data from the relevant sensors of the photovoltaic panels were transmitted to a receiver antenna at a distance of approximately 700m in free space, and 120m inside of building of the IPS campus. In the receiving antenna, after checking data integrity, it was sent to a database located on the internet, where a control panel was created, which allowed monitoring of the measurements from any point with internet connection.

Analysis and conclusions of the results obtained and proposals for improving the implemented system.

Agradecimentos

Quero agradecer a todos aqueles que, quando conhecedores da minha ideia de dissertação, me incentivaram na prossecução deste trabalho.

Agradecer aos professores Armando Pires e Vítor Pires, meus orientadores nesta dissertação, por terem aceite esta ideia como tese, e me terem dado liberdade para a desenvolver.

Um agradecimento, desnecessário, aos meus pais e irmã, por serem as pessoas que sempre estiveram comigo ao longo da vida e que dela fazem parte essencial.

Índice

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	16
1.2	Objetivo	17
1.3	Estrutura.....	17
2	MONITORIZAÇÃO – Centrais solares fotovoltaicas	18
2.1	Diagrama tipo de centrais solares fotovoltaicas	19
2.2	Comparação de potências de conjuntos de painéis	20
2.3	Comparação com valores teóricos	21
2.4	Norma ISO IEC 61724-1:2017	22
2.4.1	<i>Classes de monitorização do desempenho</i>	22
2.4.2	<i>Definições e parâmetros de medição relevantes</i>	22
2.4.3	<i>Incerteza de medição</i>	24
2.4.4	<i>Consumo de potência</i>	25
2.4.5	<i>Inspeção e documentação</i>	25
2.5	Estudos e desenvolvimentos recentes.....	27
3	SISTEMA PROPOSTO	33
3.1	Medição de corrente	36
3.2	Medição de tensão	37
3.3	Medição de temperatura	38
3.4	Medição de irradiância.....	39
3.5	Medição de inclinação	41
3.6	Processamento de sinal	41
3.7	Canal de transmissão - Ondas eletromagnéticas	42
3.8	Computação, análise de dados e visualização	45
4	SISTEMA IMPLEMENTADO	46
4.1	Equipamentos usados	46
4.2	Esquemas de ligação	47
4.3	Programação	52
4.3.1	<i>Programação dos microcontroladores dos sensores</i>	52
4.3.2	<i>Programação do microcontrolador da receção de dados</i>	53
4.3.3	<i>Programação do programa “Node-Red”</i>	55
4.4	Painel de controlo para monitorização dos dados	56

4.5	Resultados experimentais.....	56
4.6	Painel de controlo	56
4.7	Utilização no exterior - Alcance.....	58
4.8	Utilização no interior – Alcance.....	60
5	CONCLUSÕES	61
5.1	Custo de implementação.....	61
5.2	Análise de dados da monitorização	61
5.3	Aplicações	61
5.4	Comparações com outros sistemas	62
5.5	Trabalhos futuros.....	63
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIA	65
6	ANEXO 1: Incerteza das medições	70
6.1	Calibração	72
6.2	Cálculo da incerteza de medição.....	73
6.2.1	<i>Incerteza do Tipo A</i>	<i>74</i>
6.2.2	<i>Incerteza do Tipo B.....</i>	<i>76</i>
6.2.3	<i>Incerteza combinada.....</i>	<i>76</i>
6.2.4	<i>Graus de liberdade efetivos, ν_{eff}</i>	<i>77</i>
6.2.5	<i>Fator de expansão, K.....</i>	<i>78</i>
6.2.6	<i>Incerteza expandida.....</i>	<i>79</i>
6.2.7	<i>Resolução, precisão e exatidão da medição</i>	<i>79</i>
7	ANEXO 2: Análise teórica de componentes/parâmetros de monitorização	81
7.1	Medição de corrente	81
7.1.1	<i>Medição AC – Por transformador.....</i>	<i>81</i>
7.1.2	<i>Medição DC – Divisor resistivo</i>	<i>83</i>
7.1.3	<i>Medição DC – Por Efeito de Hall</i>	<i>84</i>
7.2	Medição de tensão	85
7.2.1	<i>Medição AC – Por transformador.....</i>	<i>86</i>
7.2.2	<i>Medição DC – Divisor resistivo</i>	<i>86</i>
7.3	Medição de temperatura	87
7.3.1	<i>Termopar.....</i>	<i>87</i>
7.3.2	<i>Termómetro de resistência, RTD.....</i>	<i>89</i>
7.4	Medição de irradiância.....	91
7.4.1	<i>Piranómetro.....</i>	<i>91</i>
7.4.2	<i>Pireliómetro</i>	<i>93</i>
7.5	Inclinação solar	94
7.5.1	<i>Importância do ângulo de incidência solar.....</i>	<i>94</i>
7.5.2	<i>Reflexão em função do material da face do painel.....</i>	<i>96</i>

7.5.3	<i>Reflexão na face do painel vs ângulo de incidência</i>	99
7.6	Canal de transmissão – Ondas eletromagnéticas	100
7.6.1	<i>IoT – Internet das coisas</i>	101
7.6.2	<i>Atenuações nas ondas eletromagnéticas</i>	101
7.6.2.1	Perdas no ar, balanço de potência, SNR, sensibilidade	101
7.6.2.2	Zona de Fresnel	103
7.6.2.3	Desvanecimento	104
7.6.2.4	Interação com superfícies metálicas e outras	104
7.6.3	<i>LoRa – “Long Range” - Comunicação de longo alcance</i>	105
7.6.3.1	Topologia de comunicação	106
7.6.3.2	Modulação por alargamento do espectro	106
7.6.3.3	Fator de espalhamento - Spreading Factor, SF	108
7.6.3.4	Fator de utilização e tempo no ar	109
7.6.3.5	Atenuações	109
7.7	Processamento de sinal	110

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Custo/MWh de energias renováveis na última década. Extraído de [3].....	16
Figura 2.1 - Parque solar fotovoltaico - Diagrama	19
Figura 2.2 - Monitorização com medição de valores elétricos DC.....	20
Figura 2.3 - Monitorização com medição de valores elétricos AC.....	20
Figura 2.4 - Monitorização por comparação com valores teóricos	21
Figura 2.5 - IEC 61724-1: Intervalos de amostragem e de registos	26
Figura 2.6 - Esquema implementado. Extraído de [9]	27
Figura 2.7 - Esquema implementado. Extraído de [11].	28
Figura 2.8 - Esquema implementado. Extraído de [13]	29
Figura 2.9 - Comparação por tipo de comunicação sem fios. Extraído de [13].	30
Figura 2.10 - Esquema implementado. Extraído de [20].	31
Figura 2.11 - Alcance da comunicação. Extraído de [20].....	31
Figura 3.1 - Sistema de monitorização proposto	33
Figura 3.2 - Sistema de monitorização proposto - detalhe	33
Figura 3.3 - Medição de corrente AC: Por transformador, para leitura por ADC	36
Figura 3.4 - Medição de tensão AC: Por transformador, para leitura por ADC	37
Figura 3.5 - Relação entre a temperatura e V-I do painel solar. Extraído de [32]	38
Figura 3.6 - Medição de temperatura: LM35 e circuito de medição	39
Figura 3.7 - Irradiância e iluminância	40
Figura 3.8 - LDR – Características e circuito. Extraído de [36] e [37].....	40
Figura 3.9 - Medição de luminosidade - Circuito de medição	40
Figura 3.10 - Antena LoRa, REYAX 896. Extraído de [43]	44
Figura 4.1 - Fluxograma da montagem experimental	46
Figura 4.2 - Sistema de receção – Fotografia.....	47
Figura 4.3 - Sistema de receção – Circuito eletrónico	48
Figura 4.4 - Medição de tensão – Fotografia	48
Figura 4.5 - Medição de tensão – Circuito eletrónico.....	49
Figura 4.6 - Medição de corrente – Fotografia	49
Figura 4.7 - Medição de corrente – Circuito eletrónico	50
Figura 4.8 - Medição de luminosidade – Fotografia	50
Figura 4.9 - Medição de luminosidade – Circuito eletrónico	51
Figura 4.10 - Medição de temperatura – Fotografia.....	51
Figura 4.11 - Medição de temperatura – Circuito eletrónico.....	52
Figura 4.12 - Programação: Fluxograma de leitura e envio dos dados dos sensores	53
Figura 4.13 - Programação: Fluxograma da receção de dados dos sensores	54
Figura 4.14 - LCD - Exemplo de receção do valor de tensão	55
Figura 4.15 - Node-Red: Fluxograma de programação	55

Figura 4.16 - Painel de controlo criado para monitorização.....	57
Figura 4.17 - Alcance da receção no exterior.....	59
Figura 4.18 - Alcance da receção no interior do edifício	60
Figura 6.1 - Incerteza de medição: Flexão da luz.....	70
Figura 6.2 - Incerteza de medição: Precisão e exatidão.....	72
Figura 6.3 - Incerteza de medição: Tipo A - Distribuição de probabilidade.....	75
Figura 6.4 - Incerteza de medição - Distribuição quadrangular	76
Figura 6.5 - Incerteza de medição – Medição de tensão	77
Figura 6.6 - Incerteza de medição: Distribuição t-Student	78
Figura 6.7 - Incerteza de medição: Tipo A - Distribuição de probabilidade.....	80
Figura 7.1 - Lei de Ampère e de Faraday	81
Figura 7.2 - Medição de corrente AC: Aplicação da lei de Faraday e Ampère	82
Figura 7.3 - Medição de corrente AC: Resistência de carga no transformador	83
Figura 7.4 - Compensação de tensão para entrada (0-5) V no ADC	83
Figura 7.5 - Circuito de compensação de 2,5 V para entrada no ADC	83
Figura 7.6 - Medição de corrente DC: RShunt.....	84
Figura 7.7 - Medição de corrente DC: Sensor de Hall	85
Figura 7.8 - Sensor de tensão AC: Por transformador.....	86
Figura 7.9 - Sensor de tensão DC: Divisor resistivo	86
Figura 7.10 - Corrente eletrónica em metais dissimilares	87
Figura 7.11 - Aproximação linear para uma grandeza exponencial.....	88
Figura 7.12 - Amplificador de instrumentação: Ganho em modo diferencial e comum	88
Figura 7.13 - Medição de temperatura: Termopar com amplificador de instrumentação .	89
Figura 7.14 - Medição de temperatura: RTD e ponte de Wheatstone	90
Figura 7.15 - Fração de energia solar na superfície terrestre	91
Figura 7.16 - Piranómetro: Medição da radiação solar direta na face do painel solar	92
Figura 7.17 - Piranómetro: Medição radiação difusa e difusa + direta.....	92
Figura 7.18 - Piranómetro: Medição simultânea de radiação difusa e direta	93
Figura 7.19 - Influência da inclinação dos painéis solares.....	94
Figura 7.20 - Influência do cosseno do ângulo de incidência	95
Figura 7.21 - Radiação solar anual na região de Setúbal. Extraído de [63]	95
Figura 7.22 - Lei de Snell	98
Figura 7.23 - Lei de Brewster	98
Figura 7.24 - Reflexão total solar de um painel com face de vidro.....	99
Figura 7.25 - Amostragem de sinais digitais no domínio da frequência.....	100
Figura 7.26 - Exemplo de ganhos e perdas numa transmissão sem fios	103
Figura 7.27 - Zona de Fresnel	104
Figura 7.28 - LoRa: Largura de banda e alcance face a outros sistemas	105
Figura 7.29 - LoRa: Topologia.....	106
Figura 7.30 - Modulação: Banda estreita versus banda alargada.....	107

Figura 7.31 - LoRa: Modulação linear em frequência.....	107
Figura 7.32 - LoRa: Preâmbulo - Início de transmissão de dados	108
Figura 7.33 - LoRa: Exemplo de 4 diferentes tipos de chirps	108
Figura 7.34 - LoRa: 4 chirps possíveis.....	109
Figura 7.35 - Ruído: Influência nas comunicações digitais e analógicas	111
Figura 7.36 - ADC de 2 bits: Exemplo de conversão	112

Lista de tabelas

Tabela 2.1 -	IEC 61724-1: Classificação de classes de sistemas de monitorização	22
Tabela 2.2 -	IEC 61724-1: Incertezas de medição de grandezas medidas	25
Tabela 2.3 -	IEC 61724-1: Períodos de amostragem e registo.....	26
Tabela 3.1 -	Canais de frequência na banda ISM na EU	43
Tabela 3.2 -	Resumo de parâmetros relevantes na banda ISM	43
Tabela 3.3 -	Relação SF, taxa de transmissão, alcance e tempo no ar	44
Tabela 3.4 -	Valores limites de sensibilidade para diferentes valores de SF	45
Tabela 6.1 -	Valores de calibração do sistema de medição de corrente.....	73
Tabela 6.2 -	Cálculo do valor de resistência e respetiva incerteza	75
Tabela 6.3 -	Cálculo da exatidão e precisão, em resistência, Ω, de um multímetro	80
Tabela 7.1 -	Termopar J, K e T - Erros máximos admissíveis em função da classe	89
Tabela 7.2 -	Termómetro Pt100 - Erros máximos admissíveis em função da classe ...	90
Tabela 7.3 -	Piranómetros – Erros máximos admissíveis em função da classe	93
Tabela 7.4 -	LoRa: Relação SF, taxa de transmissão, alcance e tempo no ar	108
Tabela 7.5 -	LoRa: Raios da Zona de Fresnel	110
Tabela 7.6 -	LoRa: Valores limites de sensibilidade para diferentes valores de SF ...	110

Lista de Siglas e Acrónimos

ADC	<i>Analog to digital converter</i>
CPU	<i>Central processing unit</i>
GND	<i>Ground</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
I/O	<i>Input/Output</i>
ISM	<i>Industrial, Scientific and Medical</i>
IoT	<i>Internet of Things</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
LDR	<i>Light diode resistor</i>
LoRa	<i>Long Range</i>
RMS	<i>Root mean square</i>
Rx	<i>Receiving</i>
Transceiver	<i>Transmitter-Receiver</i>
Tx	<i>Transmission</i>
uC	<i>Microcontrolador</i>

Lista de símbolos

Irr	Irradiância, W/m^2
$^{\circ}C$	Graus Célcius
V_e	Velocidade do vento, m/s
DC	Valores elétricos contínuos
AC	Valores elétricos alternados
V	Valor de tensão, V
I	Valor de corrente, A
P	Valor de potência, W
$<^{\circ}$	Ângulo de inclinação, graus
STC	Condições standard: $T= 20^{\circ}C$, Irradiância= $1000 W/m^2$
E_{AC}	Energia fornecida na ligação à rede
$E_{DC(STC)}$	Energia DC à saída dos painéis nas condições STC
$\text{Área}_{\text{Painéis}}$	Área dos painéis projetada segundo o plano normal à incidência solar, m^2
$Irr(STC)_i$	Valor de irradiância nas condições STC, $1000 W/m^2$, no conjunto de painéis i
k	Índice da medição efetuada
t_k	Intervalo de tempo da medição k
i	Conjunto i de painéis solares
$Irr_{i,k}$	Valor de irradiância no intervalo de tempo k , num dado conjunto i de painéis, W/m^2
Irr_{STC}	Valor de irradiância nas condições STC, $1000 W/m^2$
$Pac_{i,k}$	Potência fornecida pelo conjunto de painéis i , na medição k , no ponto de ligação à rede, valores AC, W ;
$Pdc_{i,k}$	Potência fornecida pelo conjunto de painéis i , na medição k , valores DC, nas especificações STC.
K	Fator de expansão associado à percentagem de confiança que se tem no resultado de uma medição
U	Incerteza total da medição que corresponde a um grau de confiança de 68%.
X_i	Grandeza de entrada
Y	Valor da mensuranda, $Y = Y(X_1, X_2, X_3...)$
C_i	Coefficiente de sensibilidade
u	Incerteza padrão
n	Número de observações
σ	Desvio padrão da amostra
σ_m	Desvio padrão da média
\bar{x}	Valor médio
a	Metade da amplitude da resolução de um instrumento de medição
ν_{eff}	Graus de liberdade efetivos
B	Campo magnético

N	Número de espiras
E	Campo elétrico, V/m
S	Unidade de superfície
l	Unidade de comprimento, m
$Energia_E$	Energia associada ao campo elétrico de uma onda eletromagnética
$Energia_B$	Energia associada ao campo magnética de uma onda eletromagnética
S_K	Vector de Poynting segundo o sentido K
ϵ_0	Permitividade elétrica no vazio
μ_0	Permeabilidade do vazio
λ	Comprimento de onda de uma onda eletromagnética
ν	Frequência de uma onda eletromagnética
n	Índice de refração
ϵ_r	Permitividade relativa do meio
μ_r	Permeabilidade relativa do meio
$\vec{E}_{ }$	Componente paralela do campo elétrico
\vec{E}_{\perp}	Componente ortogonal do campo elétrico
θ_i	Ângulo da onda incidente
θ_t	Ângulo da onda transmitida
θ_r	Ângulo da onda refletida
$E_{DC(limpos)}$	Potência à saída dos painéis com faces limpas

1 INTRODUÇÃO

A descarbonização energética impulsionou o crescimento de fontes de energia renováveis. Em particular, na União Europeia (UE) tem havido um esforço legislativo no sentido da descarbonização energética, tendo sido aprovado a 14 de julho de 2021 [1], pela Comissão Europeia, um pacote de propostas com o objetivo de adaptar as políticas da UE em matéria de clima, energia, uso do solo, transportes e fiscalidade para alcançar uma redução das emissões líquidas de gases com efeito de estufa de, pelo menos, 55% até 2030, em comparação com os níveis de 1990 [1]. Alcançar estas reduções de emissões na próxima década é crucial para que a Europa se torne o primeiro continente com impacto neutro no clima até 2050 e fazer com que o Pacto Ecológico Europeu seja uma realidade. Com as propostas que foram reveladas, a Comissão apresentou instrumentos legislativos para cumprir as metas acordadas na Lei Europeia em matéria de clima e transformar profundamente a economia e sociedade com vista a um futuro justo, ecológico e próspero, com o compromisso dos 27 estados membros tornarem a Europa o primeiro continente com impacto neutro no clima até 2050.

Em consonância com o alinhamento estratégico europeu da descarbonização energética, a instalação de centrais solares fotovoltaicas tem crescido ano após ano, tendo sido a energia renovável com maior percentagem de implementação em 2020, com cerca de 39% [2]. Em 2020, a potência instalada de novas centrais solares fotovoltaicas a nível mundial foi de 138,2 MW, representando um crescimento de cerca de 18% relativamente a 2019, sendo espectável que até ao final de 2022 a capacidade instalada atinja 1 TW e, em 2025 seja de 2 TW. Um dos principais fatores motivadores tem sido os desenvolvimentos tecnológicos que permitiram baixar gradualmente o custo da geração da energia solar fotovoltaica ao longo da última década, como se pode ver no gráfico da figura 1.1.

Presentemente, o custo da energia solar fotovoltaica por MW é o mais reduzido de todas as fontes de energia renováveis, tendo-se conseguido esse feito no espaço de uma década. Associado ao crescimento da potência instalada e dimensão das centrais solares fotovoltaicas, com áreas que já chegam a 10km² [4], colocam-se problemas de monitorização dos mesmos.

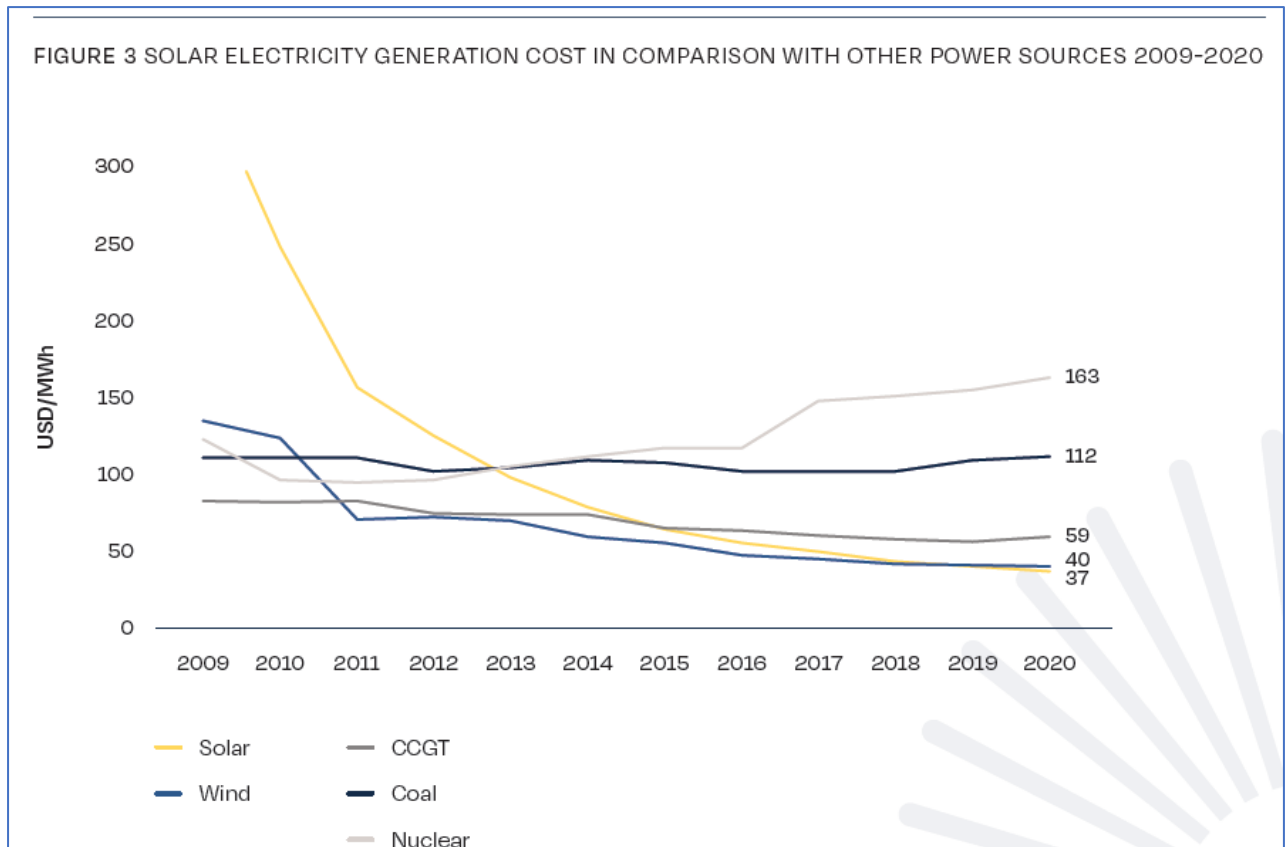


Figura 1.1 - Custo/MWh de energias renováveis na última década. Extraído de [3]

Com o aumento das áreas de implantação das centrais solares fotovoltaicas, a forma tradicional de recolha de dados por cablagem torna-se, cada vez mais, um problema, quer pela degradação do sinal elétrico ao longo do comprimento dos cabos, quer pelo facto de, estando enterrado, estar à mercê de roedores e outros, quer estejam no ar sujeitos às condições climáticas, quer pela própria dificuldade de instalação dos cabos, sendo necessário a adoção de novos métodos de transmissão para minorar estes problemas. Nesse sentido, o desenvolvimento do IoT-Internet das coisas, veio obrigar ao desenvolvimento de novas soluções, com a introdução de sensores que enviam os dados em formato digital, por radio frequência, para um controlador/computador central que depois os envia para a internet para serem analisados e monitorizados em qualquer parte do mundo.

1.1 Motivação

A motivação especial em realizar esta dissertação, desenvolver um sistema de monitorização de centrais solares fotovoltaicas, prendeu-se com os seguintes motivos principais:

- Perceber as técnicas e tecnologias atuais para monitorização de centrais solares fotovoltaicas.
- Num mundo em que os conhecimentos de engenharia têm de ser cada vez mais integrados, perceber e implementar um sistema que englobasse os domínios elétrico, eletrónico, microcontroladores, propagação de ondas eletromagnéticas, transmissão digital, computação e armazenamento de dados em servidores na internet.

- Compreender e atestar a importância das incertezas nas medições, requisito cada vez mais imposto na implementação de sistemas de qualidade e controle definidos em normas internacionais, nomeadamente em processos de monitorização de grandezas físicas.
- Implementar na prática, mesmo que em escala reduzida, um sistema de monitorização de um sistema fotovoltaico que incorpore os domínios das diversas engenharias.

1.2 Objetivo

O objetivo desta dissertação consistiu em:

- Analisar métodos de monitorização de centrais solares fotovoltaicas;
- Analisar a importância das incertezas na medição de grandezas associadas à monitorização de centrais solares fotovoltaicas;
- Propor um sistema de monitorização por IoT de centrais solares fotovoltaicas;
- Implementar, na prática, um sistema de monitorização por IoT de centrais solares fotovoltaicas;
- Obter resultados experimentais do sistema implementado, fazer a análise do mesmo e propor oportunidades de melhoria.

1.3 Estrutura

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma:

Capítulo 1 – Introdução às energias renováveis, referindo o processo de descarbonização na UE, com particular realce para o desenvolvimento mundial das centrais solares fotovoltaicas.

Capítulo 2 – Apresentação de diversos métodos de monitorização, dando particular destaque à norma ISO IEC 61724-1 e a desenvolvimentos e estudos recentes.

Capítulo 3 – Apresentação do sistema proposto e dos componentes e soluções usadas no sistema de monitorização por IoT. Nomeadamente, medição das grandezas relevantes, processamento de sinal, transmissão por ondas eletromagnéticas com modulação do tipo LoRa, base de dados e tratamento de dados, análise e visualização dos dados de monitorização.

Capítulo 4 – Apresentação do sistema implementado e resultados obtidos.

Capítulo 5 – Apresentação de conclusões relevantes e possíveis trabalhos futuros para melhoria do sistema implementado.

Bibliografia/Referências.

Capítulo 6 - Anexo 1 – Estudo do cálculo de incertezas associado a medições.

Capítulo 7 - Anexo 2 – Análise teórica de componentes/parâmetros de monitorização.

2 MONITORIZAÇÃO – Centrais solares fotovoltaicas

A energia solar é uma fonte de energia que sempre mereceu atenção por parte da comunidade científica. Porém, só na última década, com o desenvolvimento de tecnologias que permitiram reduzir o custo da implementação, se assistiu a um crescimento muito acentuado da potência instalada. Com o aumento das áreas de implementação das centrais solares fotovoltaicas torna-se cada vez mais importante a monitorização das mesmas, nomeadamente dos parâmetros físicos relevantes.

A implementação, só por si, de centrais solares fotovoltaicas não garante, do ponto de vista energético, um eficaz retorno do investimento ou mesmo eficiência do projeto. Estas só se tornam sustentáveis quando são operadas para terem um bom desempenho, e com retornos razoáveis relativamente ao investimento. Para o garantir deve-se monitorizar continuamente o seu desempenho. A monitorização de instalações solares fotovoltaicas pode ser feita com utilização de mão-de-obra ou, da atual tendência, de utilização de sistemas de monitorização remota. No entanto, os métodos de monitorização a adotar podem variar em função da dimensão do parque solar, do local onde se encontra, da disponibilidade e custo de recursos técnicos e humanos. A monitorização contínua permite quantificar a energia máxima possível para as condições meteorológicas do momento, a existência de defeitos, falha de componentes, assim como outras ocorrências. Com o tratamento destes dados é possível quantificar e analisar as perdas de energia, fiabilidade do sistema, influência do clima, e adotar medidas preventivas para minorar os problemas. Nesse sentido, deve-se monitorizar continuamente o desempenho das centrais solares, concentrando-se na identificação das condições de funcionamento e na manutenção necessária que deve ser levada a cabo para adequar o desempenho a um nível ótimo.

A monitorização contínua permite reportar os dados sobre as energias máximas possíveis no local, gerações de energia, parâmetros climáticos ambientais, temperaturas dos componentes do sistema fotovoltaico, frequências de ocorrência de falhas, componentes defeituosos num sistema, ou qualquer outra influência. Com esses dados registados pode-se facilmente quantificar e analisar as perdas de energia associadas a aspetos de fiabilidade e influência climática para tomar medidas precoces de acordo com as questões operacionais.

As novas centrais solares fotovoltaicas têm um tempo de serviço espetável de 20 a 40 anos, sendo natural uma diminuição do seu rendimento ao longo do tempo de vida que pode ser de cerca de 0,25% ao ano, podendo com isso significar uma perda de 5% ao fim de 20 anos, e uma perda média energética de 2,5%/ano [5]. A aquisição de dados de monitorização ao longo dos anos, desde o início da sua implementação, permite analisar a degradação do sistema e antecipar o decréscimo de rendimento.

2.1 Diagrama tipo de centrais solares fotovoltaicas

A disposição típica de centrais solares fotovoltaicas e os componentes de monitorização que as integram, de uma forma simplificada, é a descrita na figura 2.1.

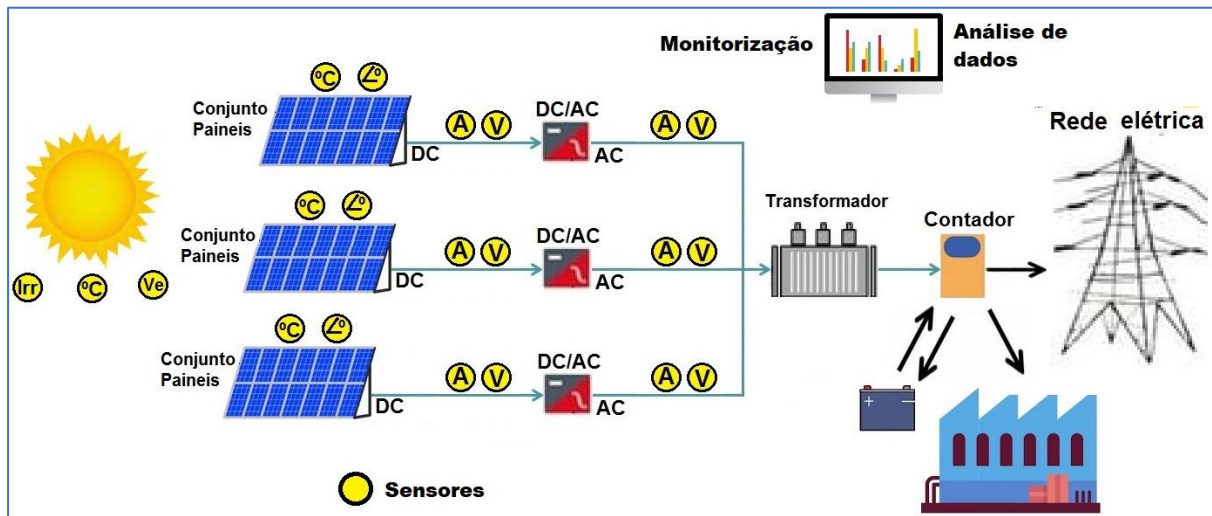


Figura 2.1 - Parque solar fotovoltaico - Diagrama

A energia radiada pelo sol é absorvida pelos painéis solares, que são ligados em conjuntos, em série para aumento da tensão de saída, e em paralelo para aumento da corrente. Geralmente, cada conjunto de painéis é ligado a um inversor DC/AC para ser ligado a um transformador elevador de tensão que por sua vez liga à rede elétrica particular ou ao operador de rede.

A fronteira com a rede elétrica é geralmente efetuada por um aparelho de medida que pode também ter a capacidade de desviar a energia para autoconsumo, carregamento de baterias, fornecimento de energia a uma unidade fabril, residencial, ou mesmo entrega à rede. O sistema de monitorização dos painéis solares até ao transformador pode conter vários sensores, sendo os mais usuais os referidos na figura 2.1, nomeadamente:

- ☀️ • Medição da irradiância solar [W/m²]
- °C • Medição da temperatura atmosférica e/ou dos painéis [°C]
- Ve • Medição da velocidade do vento [m/s]
- A • Medição da corrente elétrica, que pode ser efetuada no lado DC e/ou AC [A]
- V • Medição da tensão elétrica, que pode ser efetuada no lado DC e/ou AC [V].
- ° • Medição do ângulo de inclinação dos painéis [°]

Todos estes sensores deverão estar conectados para envio dos dados das medições para uma unidade central ou sistema informático para serem visualizados, analisados ou arquivados.

2.2 Comparação de potências de conjuntos de painéis

As figuras 2.2 e 2.3 exemplificam duas formas simples de monitorização. Ambas medem os valores de corrente e tensão de conjuntos de painéis para se ter a potência gerada em cada instante e efetuar a respetiva comparação dos valores de tensão, corrente e/ou potência à saída dos painéis, valores DC, ou à saída dos inversores, valores AC. No caso de existir um sistema mecânico para orientar a face dos painéis com a inclinação solar, o ângulo de inclinação também é monitorizado.

Os valores de medição fornecidos pelos diversos sensores, geralmente em tensão, são convertidos através de um ADC - conversor analógico digital, para gerar um correspondente sinal digital. Sendo hoje em dia usual encontrar no mercado sensores que incorporem ADC. O sinal digital é depois transmitido a uma unidade central de processamento dos dados dos sensores, para análise, arquivo, e visualização numa interface gráfica.

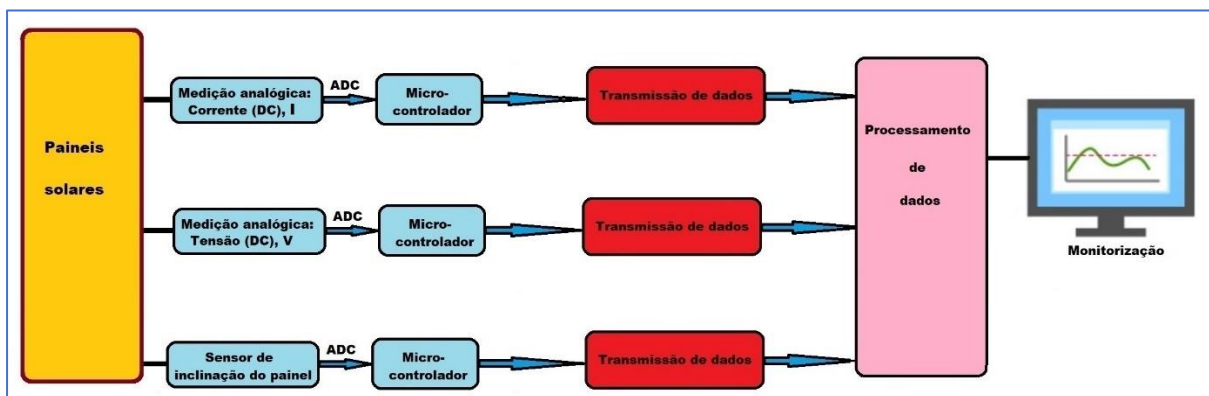


Figura 2.2 - Monitorização com medição de valores elétricos DC

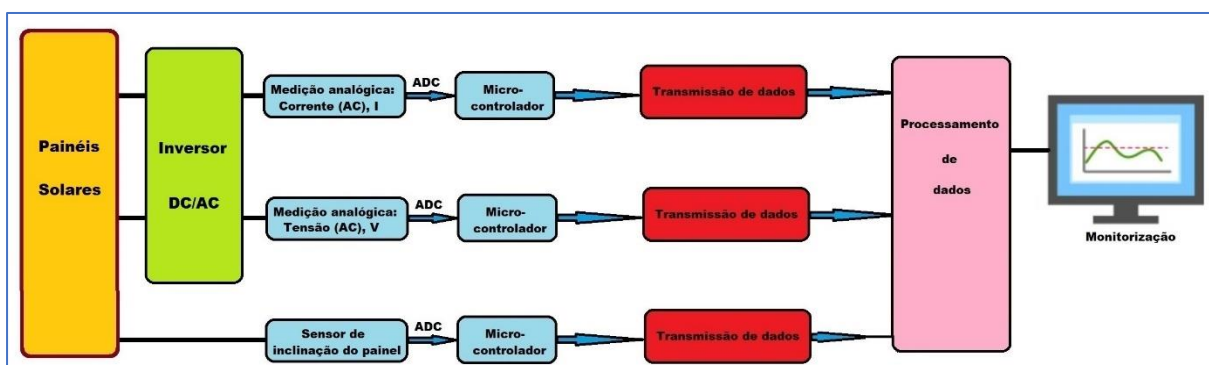


Figura 2.3 - Monitorização com medição de valores elétricos AC

A diferença entre os sistemas de monitorização da figura 2.2 e 2.3 reside no facto de neste último, os sensores das medições elétricas serem colocados após o inversor DC/AC. A opção de se efetuar as medições após os inversores DC/AC permite monitorizar a ligação elétrica aos inversores assim como o funcionamento dos mesmos.

Os conjuntos de painéis têm de estar na mesma configuração, para que os valores possam ser

comparáveis, nomeadamente:

- Inclinação solar do painel;
- Número de painéis solares por conjunto;
- Mesmo tipo de painéis solares, marca e modelo;
- Tipo de ligação, série e/ou paralelo.

A inclinação solar pode ser um problema em função do terreno, ou base de assentamento, devendo ser compensada em função do declive do solo ou da base de assentamento dos painéis.

2.3 Comparação com valores teóricos

Uma forma mais evoluída de monitorização é por comparação dos valores medidos com os valores teóricos dos painéis, obtido com base nas suas características técnicas [6], como exemplificado na figura 2.4.

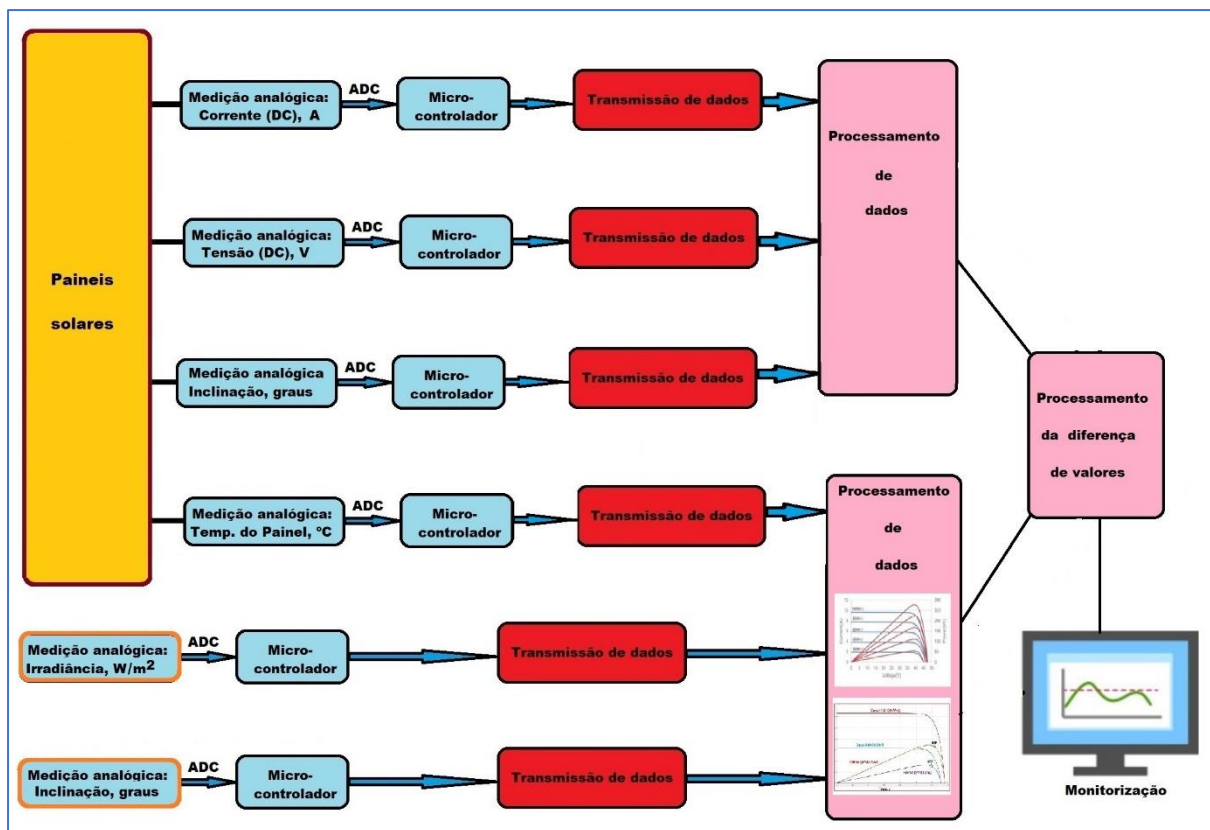


Figura 2.4 - Monitorização por comparação com valores teóricos

Medindo diretamente a temperatura do painel, ou por aproximação, medindo a temperatura ambiente, assim como a irradiância, é possível estimar, com base nas características técnicas dos painéis, qual a potência máxima que estes podem fornecer. Por comparação com os valores medidos extraídos diretamente dos painéis é possível detetar falhas de rendimento e procurar as causas.

2.4 Norma ISO IEC 61724-1:2017

A Comissão Eletrotécnica Internacional publicou em 2017 a norma IEC 61724:2017 [7] que estabelece as linhas gerais, equipamentos, métodos e terminologia para controlo do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Destina-se a sensores, instalações, precisão dos equipamentos de medição, aquisição de dados e sua frequência, controlos de qualidade, cálculos de parâmetros e métricas de desempenho.

A norma pode igualmente servir de base a outras normas que se baseiam em dados recolhidos, assim como servir de referencial normativo para certificação por uma entidade certificadora. As secções seguintes fazem um resumo e interpretação dos requisitos mais relevantes deste referencial normativo.

2.4.1 Classes de monitorização do desempenho

Conforme descrito na tabela 2.1, são definidos diversos parâmetros de avaliação que podem ser agrupados em 3 classes de monitorização do desempenho, a selecionar em função da dimensão do parque solar e objetivos do gestor do parque.

As classes A e B são mais apropriadas para centrais solares de grande dimensão, enquanto a classe C ou inclusive a B, são indicadas para soluções residenciais ou comunitárias.

Tabela 2.1 - IEC 61724-1: Classificação de classes de sistemas de monitorização

Parâmetros de avaliação	Classe A	Classe B	Classe C
Avaliação de desempenho básico do sistema	X	X	X
Documentação da garantia de desempenho	X	X	
Análise da perda de rendimento do sistema	X	X	
Avaliação da interação com rede elétrica	X		
Localização de defeitos	X		
Avaliação da tecnologia fotovoltaica	X		
Medição precisa da degradação do parque fotovoltaico	X		

No caso de centrais solares fotovoltaicas não certificadas por uma entidade terceira, ou cujo responsável do parque solar não invocar a conformidade com a norma IEC 61724:2017, os parâmetros de avaliação são propostos em função da classe, podendo o gestor do parque optar por monitorizar apenas os que achar mais adequados à sua realidade e objetivos.

2.4.2 Definições e parâmetros de medição relevantes

Algumas das definições e parâmetros de medição importantes considerados pela norma, são:

- **Rácio de sujidade, SR (“Soiling Ratio”)** – Razão entre a potência do momento gerada por um conjunto de painéis solares, e a potência espectável caso esse conjunto de painéis estivesse lavado e isento de pó e/ou terra. Medição da potência à saída dos painéis, valores

DC. $\frac{E_{DC} [Wh]}{E_{DC(limpas)} [Wh]}$. Em que E_{DC} – Potência à saída dos painéis e $E_{DC(limpas)}$ – Potência à saída dos painéis com a face limpa.

- **Nível de sujidade** - Fração de perda de potência devido à sujidade, dado por 1-SR. Num conjunto de painéis exemplarmente limpos, e sem perdas, SR seria igual a “1” e, consequentemente, o nível de sujidade igual a “0”.

Rácio de desempenho, PR

De entre os vários parâmetros estabelecidos na norma, o Rácio de desempenho, PR, “Performance Ratio” é o parâmetro de medição mais importante para medir o desempenho de uma central solar fotovoltaica. Em resumo a fórmula apresenta um quociente entre dois rácios

- Energia fornecida, AC, fornecida à rede, e a energia, DC, à saída dos painéis nas condições STC, e
- Irradiância rececionada, e a irradiância nas condições STC

Fornece o quociente entre a energia gerada e a teórica de uma central solar fotovoltaica

A fórmula, contabilizando as diversas energias para um dado período de tempo, é a seguinte:

$$PR = \frac{\frac{E_{AC} [Wh]}{E_{DC(STC)} [Wh]}}{\frac{Irr [W/m^2]}{Irr_{STC} \left[\frac{1000 W}{m^2} \right]}} \quad (2.1)$$

Em que:

- E_{AC} - Energia fornecida na ligação à rede, W.h;
- $E_{DC(STC)}$ – Energia DC à saída dos painéis nas condições STC;
- STC - Temperatura das células fotovoltaicas=25 °C, irradiância=1000 W/m² e espectro de radiação definido na IEC 60904-3:2019 - *Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*;
- Irr – Valor de irradiância no local, W/m²;
- Irr_{STC} – Valor de irradiância nas condições STC, 1000 W/m²;

Na prática, no caso de uma central solar fotovoltaica, com i conjuntos de painéis, PR é calculado pela contabilização das energias em diversos períodos, k, cada um com um intervalo de tempo t_k .

$$PR = \frac{\frac{\sum_{i,k} [Pac_{i,k} \times t_k]}{\sum_{i,k} [Pdc_{i,k} \times t_k]}}{\frac{\sum_{i,k} [Irr_{i,k}]}{\sum_i Irr(STC)_i}} \quad (2.2)$$

Em que:

- K – Índice da medição efetuada;
- t_k – Intervalo de tempo da medição k, s;

- i - Conjuntos de painéis solares cada um ligado a um inversor com saída AC;
- $Irr_{i,k}$ – Medição de irradiância no intervalo de tempo k , num dado conjunto i de painéis;
- $Irr(STC)_i$ - Valor de irradiância de referência nas condições STC, 1000 W/m^2 no conjunto de painéis i
- $Pac_{i,k}$ – Potência fornecida pelo conjunto de painéis i , na medição k , no ponto de ligação à rede, valores AC;
- $Pdc_{i,k}$ - Potência fornecida pelo conjunto de painéis i , na medição k , valores DC, nas especificações STC.

O índice PR é calculado contabilizando os valores medidos de cada conjunto de painéis e os valores de referência das especificações dos painéis. Esta fórmula apresenta várias vantagens:

- Permite comparar a eficiência de diferentes centrais solares fotovoltaicas;
- É independente dos valores de irradiância do local;
- Inclui as perdas óticas, perdas nas ligações dos conjuntos de painéis, perdas na conversão DC para AC e outras perdas energéticas;
- É independente da temperatura ambiente;
- Permite comparar a eficiência de diferentes centrais solares fotovoltaicas;
- Permite quantificar a "saúde" das centrais solares fotovoltaicas, i.e. a sua degradação no tempo.

A potência requerida por sistemas de alinhamento de painéis, componentes do sistema de monitorização e outros sistemas auxiliares devem ser consideradas como perdas de potência do sistema e descontados nos valores de Pac .

Este parâmetro de avaliação, PR, tem como maior fonte de incerteza a dificuldade em efetuar medições precisas de irradiância total, direta e difusa, grandeza cujos sensores têm geralmente uma incerteza da medição relevante comparativamente às grandezas elétricas. Veja-se a título de exemplo os valores de incerteza da tabela 2.2 para a classe B.

2.4.3 Incerteza de medição

De acordo com a ISO IEC 61724-1:2017 as medições efetuadas devem incluir avaliações das incertezas e serem extensivas à gama de valores das grandezas medidas, com exceção da temperatura cuja gama deve ser superior à gama de temperaturas em que o sistema venha a operar.

O cálculo da incerteza das medições deve ser efetuado de acordo com ISO/IEC 98-1, que é a adoção do guia [8] JCGM 100:208 - Guia para a incerteza na medição, publicado pelo BIPM - Organização internacional de Pesos e Medidas. A tabela 2.2 permite observar que para cada tipo de grandeza a ser medida estão estabelecidos valores máximos de incerteza em função da gama de medição e da classe, A, B ou C, de desempenho de monitorização.

Tabela 2.2 - IEC 61724-1: Incertezas de medição de grandezas medidas

Grandeza	Classe A	Classe B	Classe C
Irradiância*	Incerteza $\leq \pm 3\%$ de (100 a 1500) W.m ⁻²	Incerteza $\leq \pm 8\%$ de (100 a 1500) W.m ⁻²	----
Temperatura do painel**	Incerteza $\leq 2\text{ }^{\circ}\text{C}$		
Temperatura ambiente**	Incerteza $\leq 1\text{ }^{\circ}\text{C}$		
Vento	Incerteza $\leq 0,5\text{ m/s}$ para velocidade $\leq 5\text{ m/s}$ Incerteza $\leq 10\%$ para velocidade $> 5\text{ m/s}$		
Valores DC (I, V, P)	Incerteza $\leq \pm 2\%$	----	Qualquer
Valores AC (I, V, P)	Incerteza $\leq \pm 2\%$	Incerteza $\leq \pm 3\%$	Qualquer
*Não são aceites fotodiodos, LDR; **Inclui o condicionamento de sinal			

Observa-se na tabela 2.2 valores de incerteza maiores que as resoluções usuais nos equipamentos de medição. Sinal que os valores das incertezas estabelecidos visam contabilizar toda a cadeia de medição, desde o local em que é feita a medição até chegar ao equipamento de medição.

Exemplo: Na medição de temperatura do painel solar, alguns aspetos que podem trazer incertezas à medição são: o tipo de sensor, tipo de ligação física do sensor ao painel, impedância do cabo de ligação do painel e a sua influência com a temperatura, resolução do ADC e o próprio equipamento de medição.

Os sensores ou sistemas de condicionamento de sinal devem ser calibrados previamente ao início da sua utilização, assim como estabelecida, no mínimo, uma frequência de calibração de acordo com as indicações do fabricante. É recomendado, periodicamente, o cruzamento dos valores de equipamentos similares para atestar desvios de medição. Um certificado de calibração fornece o erro do equipamento ao longo de uma gama de valores, assim como a incerteza associada a essa gama.

A incerteza associada às medições é uma ciência, que pela sua importância na credibilidade dos valores medidos, e pelo facto de nos dias de hoje, ser requisito normativo na grande maioria das normas técnicas publicadas, é-lhe dedicado um capítulo específico nesta dissertação, ANEXO 1.

2.4.4 Consumo de potência

A potência requerida pelo sistema de alinhamento dos painéis, componentes do sistema de monitorização e outros sistemas auxiliares devem ser consideradas como perdas de potência do sistema e não como carga alimentada pelo parque solar.

2.4.5 Inspeção e documentação

Centrais solares fotovoltaicas da classe A ou B devem ser inspecionadas anualmente, enquanto as de classe C de acordo com os requisitos específicos do gestor do parque. A inspeção deve avaliar danos nos sensores ou deslocação dos mesmos, presença de humidade ou vermes no interior dos

pequipamentos, ligações elétricas dos sensores, e em geral, sensores de temperatura soltos, componentes fragilizados pelo sol e outros potenciais problemas.

O sistema de qualidade associado à monitorização do desempenho deve ter documentado as especificações de todos os componentes do sistema, incluindo sensores e condicionamento eletrónico dos sinais. O sistema de manutenção deve ter documentado a limpeza dos sensores, dos painéis solares e outras superfícies relevantes. Devem ser mantidos registos de eventos extraordinários, como sejam a alteração de componentes, recalibração de sensores, alteração do sistema de aquisição de dados, alterações no sistema global, falhas, avarias ou acidentes.

A frequência de monitorização assim como o registo dos dados é estabelecido segundo as diferentes classes de desempenho. Como se exemplifica na figura 2.5, a norma define:

- **Intervalos de amostragem** - Tempo entre duas medições sucessivas, dados de um sensor ou outro dispositivo de medição
- **Intervalos de registo** - Tempo entre dois registos, e respetivo arquivo, de dados sucessivos provenientes de sensores

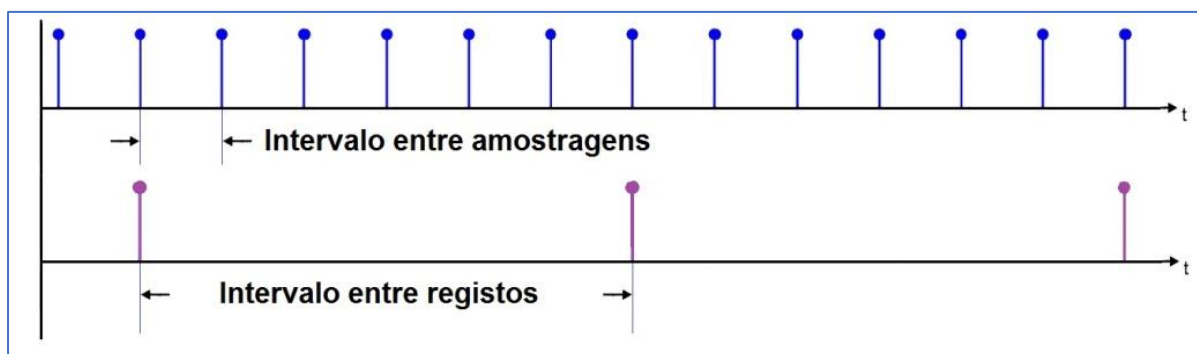


Figura 2.5 - IEC 61724-1: Intervalos de amostragem e de registo

Os intervalos são definidos em função da classe de desempenho de monitorização, A, B ou C, como se mostra na tabela 2.3.

Tabela 2.3 - IEC 61724-1: Períodos de amostragem e registo

Parâmetros	Classe A	Classe B	Classe C
Máximo intervalo de amostragem			
- Irradiância, temperatura, vento e medições elétricas	3 s	1 minuto**	1 minuto**
- Sujidade, chuva, neve e humidade	1 minuto	1 minuto**	1 minuto**
Máximo intervalo entre registos	1 minuto	15 minutos	60 minutos
** - Estes tempos podem ser diferentes no caso de medições meteorológicas com base em sensores não terrestres (Ex: medições por satélite)			

Como exemplo, no caso da classe de desempenho B, as medições elétricas devem ser realizadas no máximo a cada minuto, e guardados os seus valores no máximo após 15 minutos. Pelo que se houver uma perda na ligação na transmissão dos dados, perde-se, no máximo, 15 minutos de informação.

2.5 Estudos e desenvolvimentos recentes

Nos últimos anos muitos têm sido os estudos académicos, inclusive com aplicação prática em pequena ou larga escala, que investigadores têm concebido no sentido de obter uma melhor, mais eficiente, mais económica, monitorização das centrais solares fotovoltaicas.

Neste âmbito, em [9] foi proposto um sistema que foi designado de *IoT based solar energy solar energy monitoring system*.

O conceito de IoT neste estudo, com implementação prática, consistiu na monitorização de um pequeno painel solar, e envio desses dados para uma base de dados localizada na internet, para que pudesse ser acessível em qualquer ponto. Assim como o desenvolvimento de programas para computador pessoal, com painéis de controlo incluído, para acederem a esses dados em qualquer ponto com ligação à internet.

Em resumo, o IoT aqui desenvolvido consistiu em:

- Enviar os dados de monitorização, por comunicação sem fios, no caso Wi-Fi, do microcontrolador central para a internet, e
- arquivo e acesso a dados disponíveis na internet em tempo real através da plataforma de internet “Thing Speak” [10].

O esquema de implementação, retirado da publicação, está representado na figura 2.6

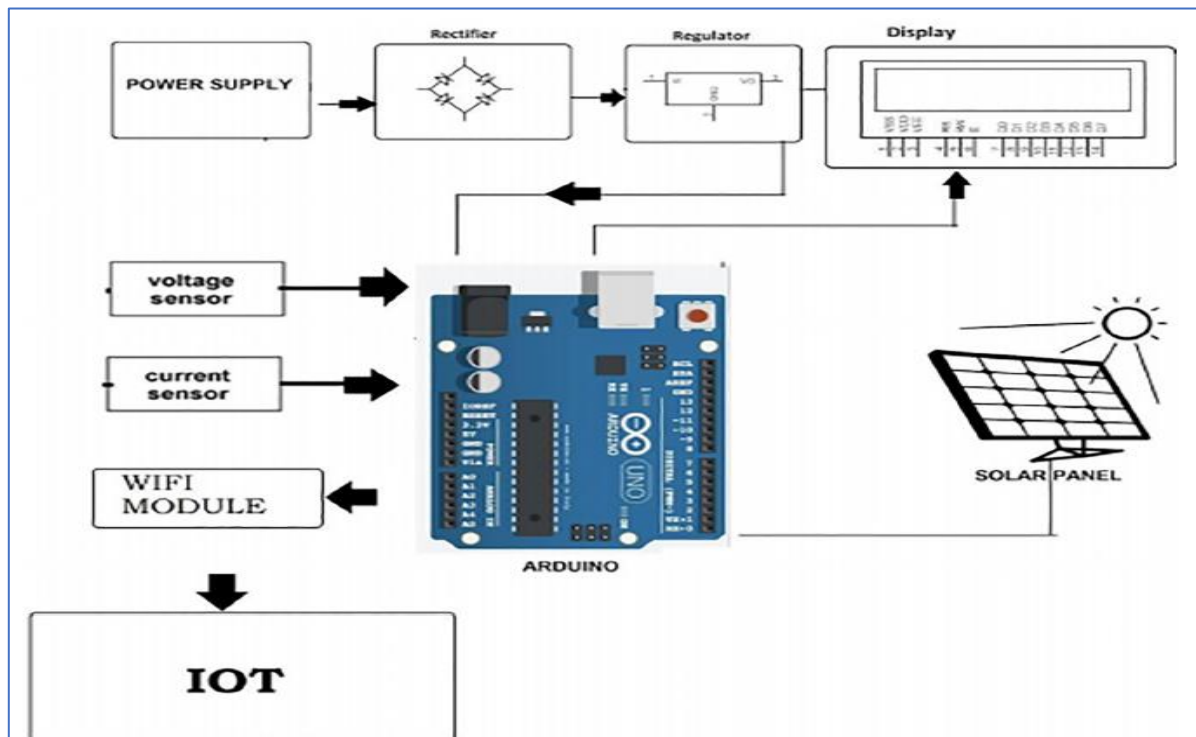


Figura 2.6 - Esquema implementado. Extraído de [9]

A transmissão das medições dos sensores, em formato analógico, foi efetuada por cablagem a um microcontrolador, Arduino Uno, que incorpora um ADC para conversão digital dos dados. O objetivo principal consistiu em monitorizar, em tempo real, os valores de tensão, corrente e

temperatura, utilizando a plataforma de internet “ThingsSpeak” tornando-os acessíveis em qualquer ponto. Esta plataforma, com custo de utilização, permite guardar dados de monitorização enviados e está especialmente vocacionada para trabalhar com o programa MATLAB, através do qual é possível, com adequada programação, aceder aos dados, criar painéis de controlo, e efetuar análise dos dados.

Esta solução proposta é especialmente interessante para utilizadores com profundo conhecimento de programação em MATLAB.

Uma outra proposta baseada em IoT também foi apresentada em [11]. O projeto de IoT nesta publicação consistiu em monitorizar, com implementação prática, uma central solar fotovoltaica.

Neste sistema o IoT desenvolvido consistiu essencialmente em:

- Enviar os dados de monitorização, por comunicação sem fios, no caso Wi-Fi, do microcontrolador central para a internet.
- Arquivo e acesso a dados disponíveis na internet em tempo real através de páginas criadas para o efeito.

Os diversos sensores instalados transmitem os dados das medições por cabo a um microcontrolador, Raspberry Pi, que tem incluído um ADC para conversão dos dados em formato digital.

Para a medição de temperatura foi usado um LM35, um anemómetro para medição da velocidade do vento e um LDR, resistência dependente da luz, para medir a iluminância.

Através de comunicação por cabo, com protocolo Modbus [12], foi efetuada a comunicação com os diversos inversores para obtenção dos valores de tensão corrente, potência e falhas elétricas.

O esquema de implementação, retirado da publicação, está representado na figura 2.7

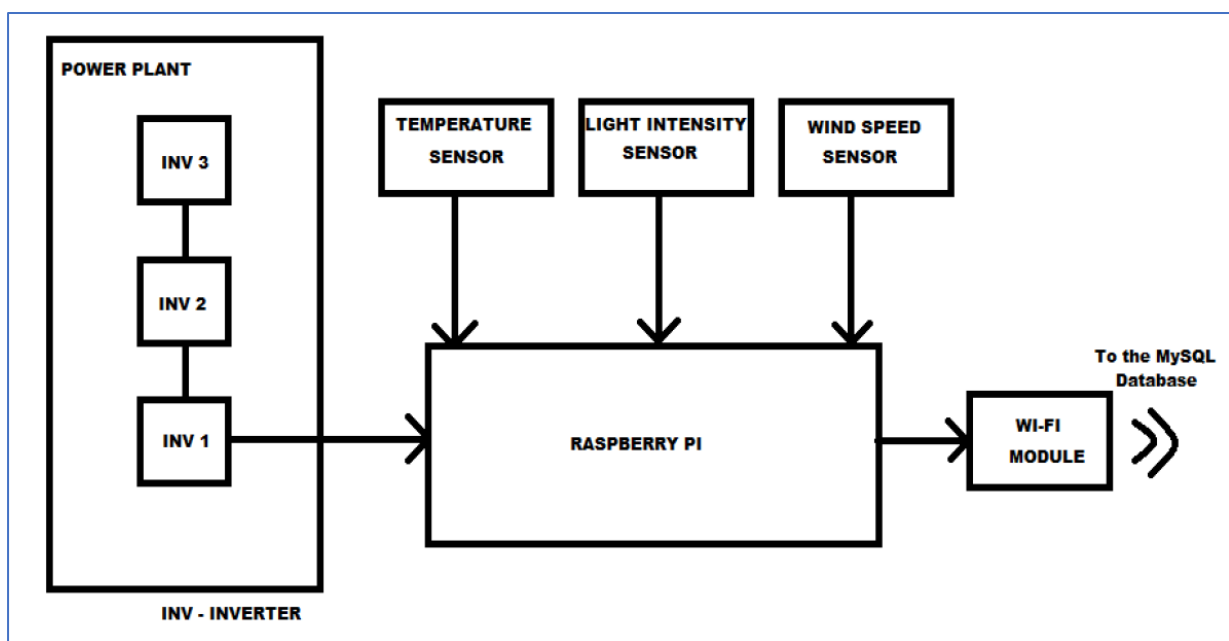


Figura 2.7 - Esquema implementado. Extraído de [11].

Ao microcontrolador foi ligado um módulo de Wi-Fi para envio dos dados para uma página de internet criada para o efeito e que contem uma base de dados, MySQL. Foi desenvolvida uma página de internet, programada com painéis de controlo que acedem à base de dados, para se poder monitorizar os dados em tempo real.

Três centrais solares fotovoltaicas em dois países distintos (Alemanha e Brasil) foi proposto em [13]. Este tinha por objetivos:

- Envio dos dados de monitorização, por comunicação sem fios, Wi-Fi, de microcontroladores intermédios, ligados a conjuntos de painéis, para o microcontrolador central, que os envia para a internet também por Wi-Fi.
- Arquivo e acesso a dados arquivadas num servidor próprio na internet, com a base de dados MySQL, para visualização em tempo real através programas alojados em computadores com ligação à internet.

Nas diversas centrais solares são monitorizados, por grupos de painéis solares, a temperatura diretamente no painel solar através de termopares do tipo Pt100 [14] e a radiação através de um piranómetro LP02 [15]. Todas estas medições são transmitidas por cabo a microcontroladores intermédios, marca ESP32 [16], que por sua vez os envia por Wi-Fi para um microcontrolador central, marca ESP8266.

O microcontrolador central, ESP8266 [17], para além de receber os dados dos microcontroladores intermédios, tem conectado o sensor de velocidade do vento, anemómetro NRG #40C [18], e o sensor de temperatura ambiente e humidade, modelo DHT11 [19]. Todos estes dados são enviados para a internet por Wi-Fi para uma base de dados localizada em servidor próprio para poderem ser acessíveis a computadores com acesso à internet.

O esquema de implementação, retirado da publicação, está representado na figura 2.8

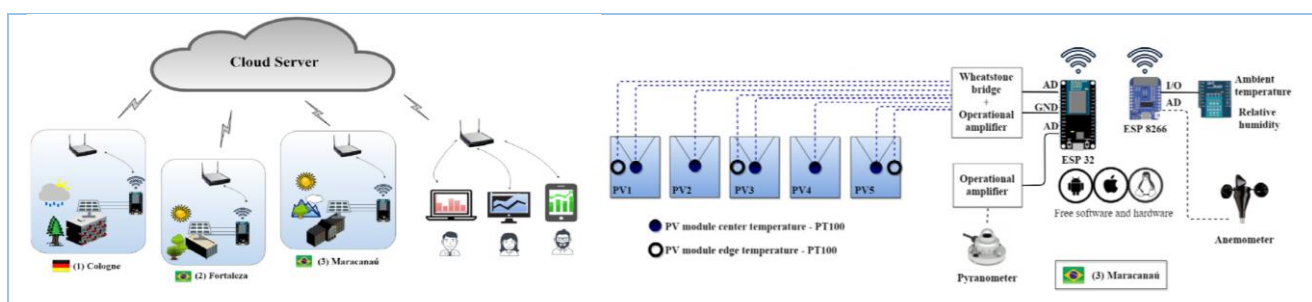


Figura 2.8 - Esquema implementado. Extraído de [13]

Algumas particularidades interessantes deste projeto são as seguintes:

- Preocupação de seleção de microcontroladores de baixo consumo, com ADC e placa Wi-Fi incorporados, próximos dos grupos de painéis a monitorizar;
- Medição de temperatura diretamente nos painéis e com sensores de elevada qualidade, Pt100;
- Medição de irradiância com sensores de acordo com a ISO 9060;

- Para minorar erros da medição, amplificação do sinal analógico do sensor de irradiância para coincidir com a gama de tensão de entrada no ADC;
- Para minorar erros da medição, programação da gama de tensão de entrada do ADC, para coincidir com a gama de sinais analógicos provenientes dos sensores;
- Calibração da resposta, tensão de entrada – sinal digital, dos ADC, para verificação da linearidade da resposta, e respetiva programação para utilização somente na zona linear.
- Utilização de uma página de internet dedicada onde se localiza o servidor que aloja a base de dados, que pode ser acedida por qualquer computador para monitorização das três centrais em tempo real.

O estudo efetuou uma análise comparativa dos diversos tipos de comunicação sem fios e tipos de modulação, como se mostra na figura 2.9 retirada da publicação.

Wireless technology	Coverage	Data rate	QoS	Bandwidth	Latency	Deployment cost	End-device cost
WLAN-WiFi (IEEE802.11n)	<100 m	<300 Mbps	High	20–40 MHz	75 ms	> \$ 20/WLAN router	~ \$ 3
LoRa LoRaWAN (LPWAN)	2–10 km (urban); 40 km (rural); <400 km (line of sight)	EU: 300 bps – 50 kbps US: 900– 100 kbps	Low	125 kHz and 250 kHz	82 ms	> \$ 100/gateway > \$ 1000/base station	> \$ 10 (module + antenna)
SigFox (LPWAN)	3–10 km (urban); 30–50 km (rural); 1000 km (line of sight)	10–100 bps	Low	100 Hz	82 ms	~ \$ 200 (Gateway and base station needed) Data transfer charged (<\$1/month)	\$ 5–10 (microcontroller + radio)
WPAN-ZigBee (IEEE802.15.4)	10–100 m	250 kbps	Medium	2 MHz	50 ms	~ \$ 100 (coordinator, router module)	> \$ 20
NB-IoT (LPWAN)	1 km (urban); 10 km (rural)	200 kbps	High	200 kHz	75 ms	Antenna coverage needed; Licensed LTE; Data transfer charged (<\$ 1/month for 100 kb)	\$7–12
LTE-M (Cellular)	<35 km antenna (worldwide)	<1 Gbps	High	1.4–20 MHz	50 ms	Antenna coverage needed; Licensed LTE; Data transfer charged (<\$ 3–5/month for 1 MB)	\$10–15

Figura 2.9 - Comparação por tipo de comunicação sem fios. Extraído de [13].

Observa-se que a comunicação LoRa face às restantes tem: maior alcance, maior tempo para envio das comunicações na ordem das dezenas de ms, o que é irrelevante no envio de dados muito espaçados no tempo, e menor largura de banda, à semelhança da Sigfox, que não é relevante no caso de baixas taxas de transmissão. A qualidade do serviço, QoS, definido na figura 2.9 é um parâmetro qualitativo, de perceção do utilizador.

Uma proposta em monitorizar, como implementação prática e comunicação LoRa, o sistema de limpeza automática da face dos painéis foi apresentada por [20].

Este sistema consistia essencialmente em:

- Transmissão sem fios por transmissores-recetores LoRa ligados aos robots de limpeza dos painéis, para transmissão de dados dos diversos sensores neles incorporados, nomeadamente, medição das condições climatéricas, sensor de sujidade, proximidade e corrente;
- Receção dos dados por diversos transmissores-recetores LoRa com envio para a rede

LoRaWan, para serem arquivados no servidor da internet “NetWork Server” dessa rede.

- Através da rede da internet “LoRaWan”, e desde que devidamente identificado, é possível aceder a todos os dispositivos nele ligados, reconfigurá-los ou ter acesso à informação que eles transmitem.

A cada robot foi ligado um microcontrolador ATmega 328 com Transmissor-receptor LoRa SX1276, em placa de circuito desenvolvida especificamente para o efeito. Estes equipamentos enviam os seus dados para diversos microcontroladores Rasperry Pi ligados a transmissores-receptores LoRa SX1276 [21], que os envia para a base de dados “Network Server” da rede LoRaWan, permitindo o acesso aos mesmos pela internet e a todos os dispositivos ligados na rede LoRaWan.

O esquema de implementação, retirado da publicação, está representado na figura 2.10

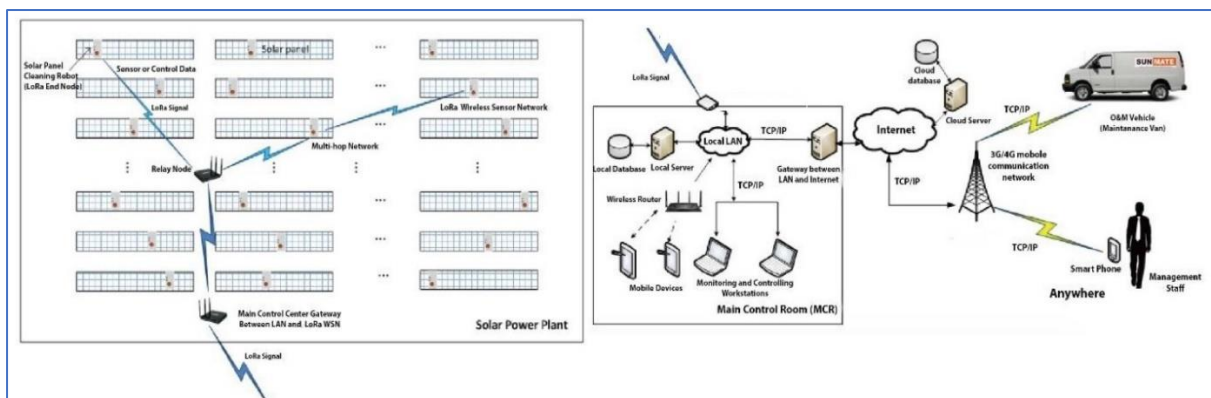


Figura 2.10 - Esquema implementado. Extraído de [20].

Na figura 2.11 são mostradas duas foto aéreas retiradas da publicação onde é possível ver o alcance da comunicação em terreno plano, imagem da esquerda, ou em meio urbano, imagem da direita.



Figura 2.11 - Alcance da comunicação. Extraído de [20].

Aspetos relevantes deste trabalho são:

- A utilização da banda ISM;
- Implementação na prática numa central solar fotovoltaica, no caso, Índia;
- Validação das comunicações do tipo LoRa até 5,8 km em espaço livre, e 2,36 km em zona urbana;

- Por se usar uma rede de internet proprietária, LoRaWan, pode ter custos de utilização, e por ser acessível a muitos utilizadores pode colocar em causa eventuais problemas de segurança.

Apesar de se destacar os diversos sistemas já apresentados, existem outras propostas de monitorização de centrais fotovoltaicas. Em [22] é apresentada uma abordagem de deteção automática de falhas que consiste na análise de características estáticas do painel. Assim é estudado o impacto do mau funcionamento no gerador fotovoltaico no desempenho do campo fotovoltaico e, portanto, nas características $I - V$. Um trabalho em que foi apresentado um sistema de deteção de falhas que monitoriza o valor da corrente e da potência, a fim de obter uma comparação da sensibilidade dos dados do conjunto dos painéis solares fotovoltaicos com os dados de um sistema de conversão de potência foi proposto por [23]. Este sistema deteta a redução da produção devido a falhas. Um método baseado essencialmente na medição da tensão de saída e temperatura foi desenvolvido por [24]. Este sistema permite detetar de falhas do tipo curto-circuito, circuito aberto, a diferenciação entre essas falhas e o sombreamento parcial. Os autores do trabalho [25] propuseram um método que analisa o efeito de falhas na potência, corrente e tensão com base na avaliação do espectro de frequências, harmónicas, dos sinais eléctricos. Esta abordagem determina falhas exatas e perdas de energia. Permitindo também a monitorização dos parâmetros do módulo no ponto de máxima potência. Como o sistema de monitorização requer apenas parâmetros de corrente e tensão de funcionamento, não necessita de sensores de temperatura e irradiância, o que reduz os seus custos. Um dos problemas associados aos sistemas solares fotovoltaicos, nomeadamente os associados às bases móveis que permitem manter os módulos solares fotovoltaicos sempre perpendiculares aos raios solares. Assim, em [26] foi apresentado um sistema baseado em processamento de imagem para detetar falhas nestas bases móveis. Por exemplo, através de uma câmara é feita a comparação entre os diversos módulos, sendo que caso exista alguma que não se encontre alinhada com a maioria considera-se como estando em falha. Outro trabalho baseado no processamento de imagem foi também proposto por [27]. Este trabalho baseia-se numa série de algoritmos de processamento de imagem que são aplicados a uma imagem com edifícios, a fim de obter a forma das superfícies dos telhados e deduzir as orientações das suas áreas parciais, para verificar se as áreas dos telhados podem ser usadas em aplicações fotovoltaicas

3 SISTEMA PROPOSTO

O sistema proposto consistiu em implementar um sistema de monitorização, por IoT, aos painéis solares fotovoltaicos presentes no laboratório de Energias renováveis do Instituto Politécnico de Setúbal. Recorrendo a opções, equipamentos e soluções, de custo reduzido, mas cujos princípios de funcionamento podem ser transportados e representativos de implementação em soluções mais complexas, de maior dimensão, superior exatidão e precisão na monitorização.

A figura 3.1 esquematiza o sistema proposto.

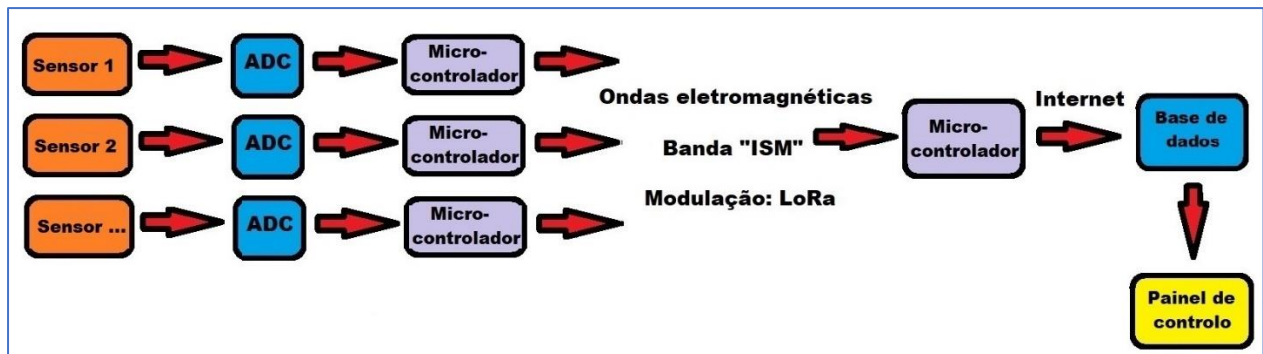


Figura 3.1 - Sistema de monitorização proposto

Na emissão, os dados de cada sensor, com saída analógica, deverão ser convertidos por um ADC para serem descodificados e analisados por um microcontrolador que os envia por transmissão sem fios através da banda ISM com modulação LoRa.

Na receção, uma antena ligada a um microcontrolador recebe os dados, descodifica-os e analisa-os antes de os enviar para uma base de dados na internet, para que possam ser acessíveis em qualquer ponto e visualizáveis através de painéis de controlo.

A figura 3.2 explica em maior detalhe as opções propostas

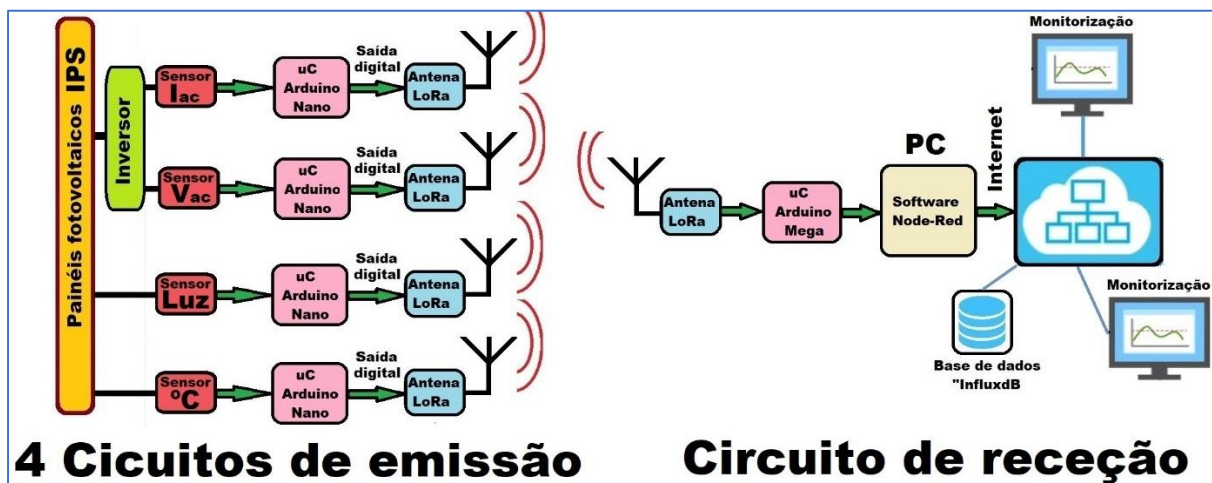


Figura 3.2 - Sistema de monitorização proposto - detalhe

Em particular foram consideradas as seguintes opções

Sensores:

- **Frequência das medições** - Medições de sensores com período de amostragem de 1 minuto, que é a frequência mínima estabelecida na ISO 61724-1.
- **Medição da tensão e corrente AC à saída dos inversores** - Monitorização dos mesmos e cálculo da potência, tornando possível detetar defeitos elétricos até à saída do inversor. Caso a medição fosse efetuada antes do inversor, medição DC, seria possível, comparando com as características técnicas do painel, verificar se os mesmos estavam na máxima potência para as condições climáticas do momento, e, conseqüentemente, detetar eventuais defeitos no funcionamento do algoritmo MPPT – Seguidor de valor de conversão de energia ótima.
- **Medição da luminância e/ou irradiância** - Medição da energia solar incidente nos painéis solares com o objetivo de poder comparar a radiação/luminosidade com potência gerada. Cujo valor deverá ser tanto maior quanto maior for a irradiância/iluminância. A comparação com os dados técnicos do painel, permitiria comparar o valor teórico da potência dos painéis nas condições climáticas do momento, com o valor medido, e aquilatar a degradação dos painéis ou sujidade na face.
- **Medição da temperatura ambiente** - Para, indiretamente, saber a temperatura dos painéis, cujo valor influencia o desempenho dos mesmos. A eventual medição diretamente nos painéis permitiria uma medição mais exata das suas temperaturas.

Conversão e análise dos dados das medições:

- **Microcontrolador Arduino Nano** – Com capacidade de ser programado para análise dos dados, identificar a relação “dados da medição - sensor”, e cálculo dos valores RMS da tensão, corrente e potência. A utilização de um melhor microprocessador, e.g. maior frequência de relógio do CPU, unidade central de processamento, e maior capacidade de memória, não iria influenciar a análise e conversão dos dados.
- **ADC** – Conversor analógico digital de 10 bits integrado no Arduino Nano, para conversão dos sinais analógicos dos sensores em correspondentes valores digitais de 0 a 1023 estados lógicos. A utilização de um ADC com maior resolução, superior a 10 bits, permitiria uma melhor resolução das medições efetuadas.

Banda de comunicação sem fios usada:

- **ISM – Investigation Scientific and Medical** – Esta banda, de utilização livre no espaço europeu, está limitada em potência de emissão, fator de utilização e largura de banda. A limitação de potência não é significativa para transmissões a curta distância sem grandes obstáculos na linha de vista. O reduzido fator de utilização também não é limitação no caso de transmissão de dados com períodos de transmissões bastante superior ao tempo de transmissão. A reduzida largura de banda, 125kHz, não é relevante para transmissões na ordem dos Kbits/s.

Técnica de modulação:

- **LoRa** – Acrónimo de “Long Range”, sistema de comunicações sem fios de baixa potência, que utiliza a modulação de espalhamento espectral denominada “Chirp spread spectrum”. Esta técnica de modulação, adaptada para operar na banda ISM, comparativamente a outras concorrentes, como sejam a Sigfox [28] ou Zigbee [29], permite descodificar sinais abaixo do nível de ruído, permitindo com isso maiores alcances de transmissão.

Antenas:

- **Antenas LoRa** – Por já conterem um receptor-transmissor, Semtech SX1276, configurado para transmitir de acordo com as especificações da banda ISM e modulação LoRa.

Conversão e análise dos dados na receção:

- **Microcontrolador Arduino Mega** – Com maior capacidade de programação que o Arduino Nano, programado para analisar a receção dos dados e verificação que os mesmos não estão corrompidos. Caso se tenha muitos sensores a enviar dados, um microcontrolador com maior frequência de relógio do CPU, unidade central de processamento, teria óbvias vantagens.

Configuração dos dados a enviar para a base de dados:

- **Node-Red** – Para criar a “String”, cadeia de caracteres, “valor da medição-tipo de medição,” a enviar para a base de dados na internet de acordo com os requisitos de configuração da mesma.

Base de dados:

- **InfluxDB** – Localizada na internet para poder acessível em qualquer ponto com acesso à internet. De utilização sem custos para reduzido arquivo de dados e baixa de transmissão dos mesmos. Capaz de igualmente criar painéis de controlo, definidos pelo utilizador, para monitorização dos dados recebidos. Para monitorização em contínuo durante longos períodos de tempo, terá de se contratualizar o serviço ou criar uma base de dados num domínio privado na internet para poder ser acessível em qualquer ponto. Neste último caso, pode-se criar um painel de controlo através de uma aplicação, localizada num computador com acesso à internet, para aceder à base de dados.

Muitos dos sistemas de monitorização são constituídos por componentes e soluções provenientes de diferentes fabricantes e tecnologias de funcionamento, que têm de ser selecionados em função das características específicas do parque solar a monitorizar, como seja, a dimensão, potência, condições climáticas ou custo da mão de obra para manutenção. Um aspeto comum a todos os parâmetros, hoje em dia, é a necessidade de todos eles terem de comunicarem em formato tipo digital, para facilmente poderem ser integrados em sistemas de computação para análise, visualização, arquivo e transmissão.

Os capítulos seguintes descrevem os componentes e soluções adotadas na implementação prática do sistema de monitorização proposto, tendo como prioridade a qualidade do processo de monitorização, mas assente em soluções e componentes facilmente acessíveis no mercado e de reduzido custo.

3.1 Medição de corrente

A medição da corrente, por ser um dos fatores do cálculo da potência, é um dos parâmetros essenciais da monitorização de uma central solar fotovoltaica. Foi feita a **medição AC através de um transformador**, por se ter optado por medir a corrente proveniente dos painéis à saída do inversor.

No caso de medições de corrente DC um dos sensores usuais é através do efeito de Hall, cujo princípio de funcionamento é descrito no capítulo ANEXO 2, Capítulo 7.1.3.

A opção de se efetuar a medição por um transformador tem a grande vantagem de não ser necessário interromper o circuito elétrico.

O circuito de medição de corrente AC por transformador é exemplificado na figura 3.3

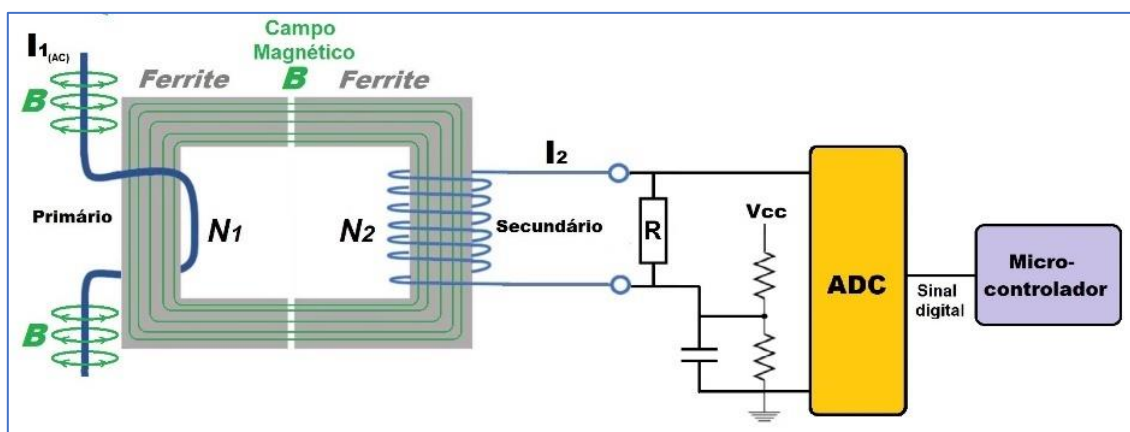


Figura 3.3 - Medição de corrente AC: Por transformador, para leitura por ADC

A resistência R, assim como os demais componentes elétricos, deverão ser selecionados para se ter um valor em tensão dentro da gama de valores aceites pela entrada analógica do ADC. O cálculo destes parâmetros é efetuado no capítulo 7.2.1.

Foi adotado o **transformador de corrente YHDC SC013-000 CT** [30], com as seguintes características técnicas:

- Corrente máxima no primário: 100 A;
- corrente máxima no secundário: 50 mA;
- Erro de medição: $\pm 3\%$ na gama de medição.

O sinal resultante da medição, sinusoidal, é depois transmitido ao ADC que o envia, já em formato digital, para o microcontrolador, que, através de programação específica, faz uma amostragem do sinal e calcula o valor RMS.

Incerteza de medição - De acordo com os dados do fabricante o transformador possui um erro intrínseco de $\pm 3\%$ na sua gama de medição. Valor que só por si, a título de exemplo, faz com que não possa ser aceite para as classes de Monitorização A e B estabelecidas na ISO IEC 61724-1:2017.

Adicionalmente, o resultado final da medição é igualmente afetado pela contribuição dos erros associados ao:

- circuito eletrônico a montante do transformador, que é função da precisão dos componentes usados, do circuito em si, e
- da amostragem do sinal e respetivo cálculo do valor RMS pelo microcontrolador.

Por forma a quantificar o erro associado ao conjunto de medição, transformador + circuito eletrónico + cálculo do valor RMS, deve se submeter todo o sistema de medição a uma calibração num laboratório acreditado com rastreamento a padrões internacionais, para quantificação do erro da medição. Uma outra possibilidade seria efetuar o cálculo teórico com base na teoria descrita no ANEXO 1, capítulo 6.2 – Cálculo da incerteza de medição.

3.2 Medição de tensão

A medição da tensão para além de ser um indicador do estado de funcionamento dos painéis solares, por ser um dos fatores do cálculo da potência, é um dos parâmetros essenciais da monitorização de uma central solar fotovoltaica. Foi adotado a **medição AC através de um transformador**, por se ter optado por medir a tensão proveniente dos painéis à saída do inversor.

A opção de efetuar a medição por um transformador tem a grande vantagem de não ser necessário interromper o circuito elétrico.

O sistema de medição da tensão AC com transformador é exemplificado na figura 3.4

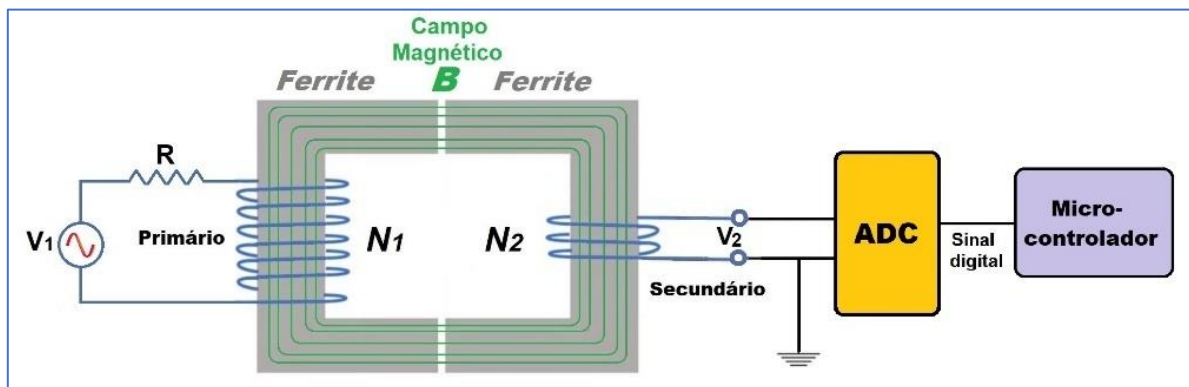


Figura 3.4 - Medição de tensão AC: Por transformador, para leitura por ADC

No sistema implementado foi usado o sensor ZMPT101b [31] que inclui um transformador de tensão. De acordo com as indicações do fabricante, o sensor apresenta as seguintes características técnicas

- Tensão AC máxima de entrada: 1000 V;
- Corrente máxima de saída: 2 mA;
- Sem histerese na gama de medição;
- Erro da medição: Não declarado.

O sinal resultante da medição, sinusoidal, é depois transmitido à entrada analógica do ADC que o envia, já em formato digital para o microcontrolador, que, através de programação específica, faz uma amostragem do sinal e calcula o valor RMS.

Uma análise mais detalhada do circuito de medição é descrito no capítulo 7.2.1.

Incerteza de medição - O fabricante não declara o erro do equipamento, facto que só por si, a título de exemplo, faz com que não possa ser aceite para as classes de Monitorização A e B estabelecidas na ISO IEC 61724-1:2017.

Ao não ser não declarado o erro do equipamento, significa que o mesmo pode não estar concebido para apresentar valores de medição com erro controlado durante o seu funcionamento e na gama de medição. Este facto leva a que o erro do sistema de medição, mesmo que calculado ou obtido após calibração, não seja garantia que a dispersão de valores das medições esteja controlada.

3.3 Medição de temperatura

A temperatura é uma grandeza que está quase sempre presente em qualquer medição física, e com influência no resultado na maioria das medições. No caso de painéis solares fotovoltaicos a temperatura influencia de forma considerável a curva I-V, e, conseqüentemente, a potência de saída, como se pode ver na figura 3.5 [32].

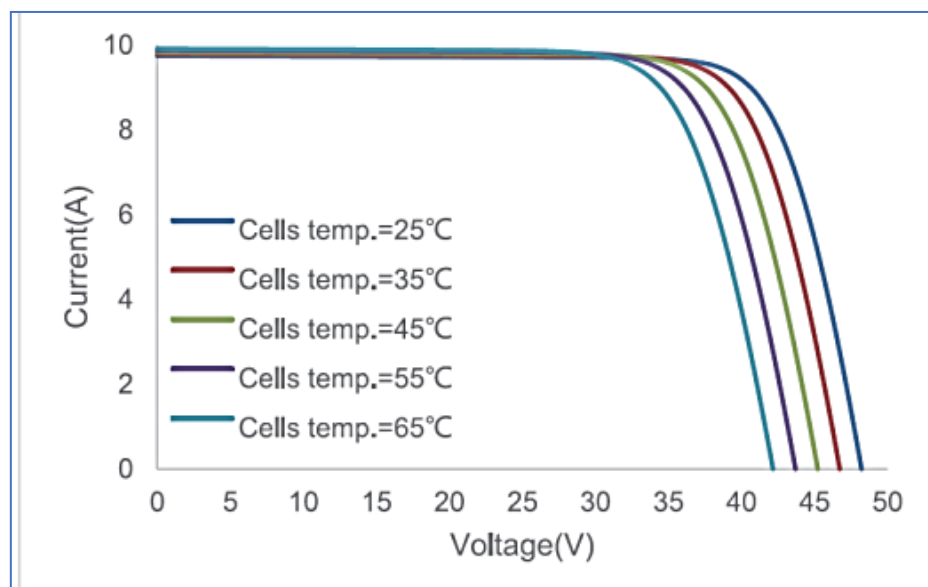


Figura 3.5 - Relação entre a temperatura e V-I do painel solar. Extraído de [32]

O aumento da temperatura das células solares faz diminuir o seu rendimento e, conseqüentemente, o rendimento dos painéis solares fotovoltaicos e das centrais solares fotovoltaicas.

Nos dias de hoje, para medição da temperatura com precisão, são usados termopares ou termómetros de resistência, RTD, para os quais existem normas específicas que definem diversas classes e correspondentes erros de medição admissíveis. Um maior detalhe sobre o funcionamento destes sensores é dado no ANEXO 2, capítulo 7.3.

No sistema implementado foi medida a temperatura ambiente usando o integrado **LM35**, [33], por ser de baixo custo e com uma saída em tensão linear proporcional à temperatura que o rodeia.

Dados técnicos declarados:

- Resolução: 10,0 mV/°C, aproximadamente
- Linear na gama de temperaturas (-55 a 150) °C,
- Erro: $\pm 0,5$ °C em torno de 25 °C

O sistema de medição da temperatura é exemplificado na figura 3.6.

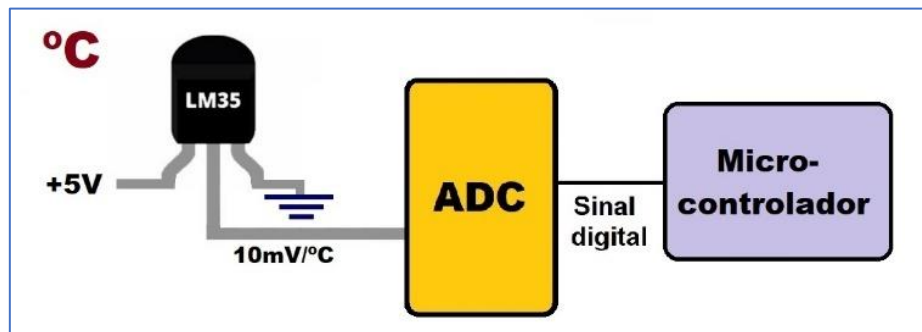


Figura 3.6 - Medição de temperatura: LM35 e circuito de medição

A tensão de saída do integrado LM35, por ter amplitude em tensão dentro da gama de entrada do ADC, (0 a 5) V, é ligado diretamente à entrada deste, com conversão pelo microcontrolador para o valor correspondente de temperatura.

Incerteza de medição - O fabricante não declara o erro do equipamento numa gama de temperaturas, facto que só por si, a título de exemplo, faz com que não possa ser aceite para as classes de Monitorização A e B estabelecidas na ISO IEC 61724-1:2017.

Igualmente, ao não declarar o erro para valores diferentes de 25 °C, significa que o mesmo pode não estar concebido para apresentar valores de medição com erro controlado a temperaturas diferentes de 25 °C. Este facto leva a que o erro do sistema de medição, mesmo que calculado ou obtido após calibração, não seja garantia que a dispersão de valores esteja controlada.

3.4 Medição de irradiância

A medição da irradiância permite saber qual a energia solar que chega aos painéis solares.

No sistema implementado foi usado um LDR – Resistência dependente da luz, que mede a iluminância e não a irradiância, face à enorme diferença de custo relativamente a sensores de irradiância, como os piranómetros ou pireliómetros.

Se a irradiância é a grandeza física que mede a energia em todos os comprimentos de onda por unidade de área, W/m², [34] a iluminância, medida em lumens por unidade de área, lm/m², ou lux, é a grandeza que mede a energia de todos os comprimentos de onda discerníveis ao olho humano, i.e.,

as cores, com diferentes fatores de ponderação ao longo do espectro para serem proporcionais à sensibilidade humana [35]. A figura 3.7 exemplifica as duas grandezas.

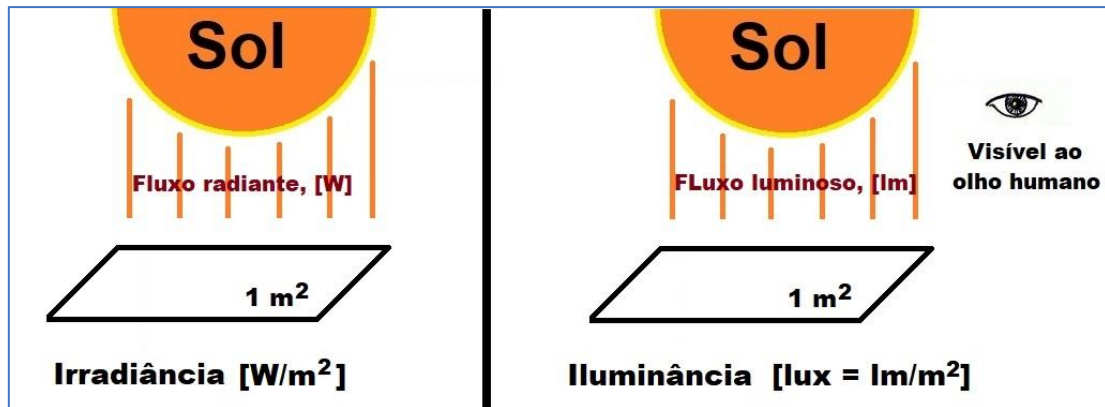


Figura 3.7 - Irradiância e iluminância

É possível ver na figura 3.8 que os LDR são pouco precisos e com sensibilidade não constante ao longo do espectro de radiação eletromagnética, apresentando resposta dentro da gama da radiação visível, e, conseqüentemente, com a luminosidade. [36], [37].

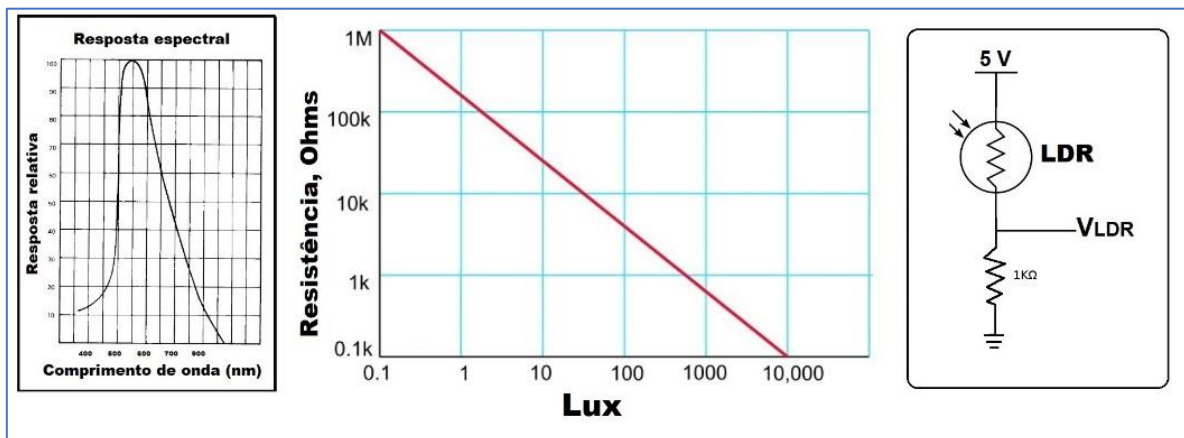


Figura 3.8 - LDR – Características e circuito. Extraído de [36] e [37]

Os LDR para além do baixo custo comparativamente a sensores de irradiância, são muito fáceis de implementar num circuito, como se pode ver na figura 3.9, sendo sobretudo indicados para obter uma resposta aproximada em função da luminosidade, medida em lux, e um valor grosseiro de irradiância.

O sistema de medição da luminosidade é exemplificado na figura 3.9

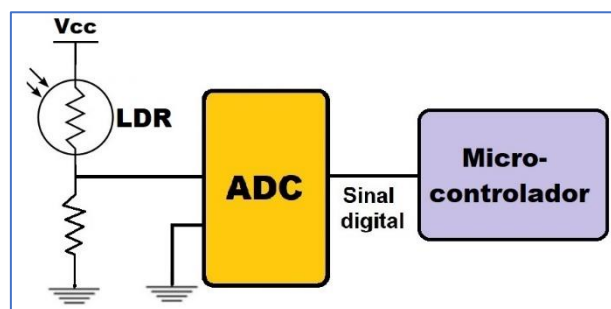


Figura 3.9 - Medição de luminosidade - Circuito de medição

Com o valor de V_{cc} inferior ao valor máximo da tensão admissível no ADC, a queda de tensão no LDR pode ser medida diretamente pelo ADC. O valor convertido é depois transmitido ao microcontrolador para dar um valor relativo de iluminância.

Incerteza de medição - A norma ISO IEC 61724-1:20217 não permite a utilização de LDR para medição da irradiância. Não sendo o LDR um sensor de irradiância não faz sentido calcular o erro da sua medição.

No ANEXO 2, capítulo 7.4, é descrito o funcionamento dos pireliómetros e piranómetros assim como os mais recentes desenvolvimentos destes últimos.

3.5 Medição de inclinação

O custo associado à aquisição deste tipo de sensores, levou a que não fosse implementado no presente sistema.

Os sensores de inclinação são usados para sistemas que seguem a trajetória do Sol. Estes sistemas, de um ou mais eixos, seguem a deslocação do sol ao longo do dia, ou a altura solar ao longo do dia e ano, respetivamente. Em ambos os casos é necessário efetuar a medição dos respetivos ângulos, que na maioria dos casos já vem incluído com o sistema motorizado que faz a rotação dos painéis, se existente. O custo da implementação de um sistema destes e respetivos sensores deve ser bem equacionado, em virtude do seu custo inicial, consumo de energia e necessidade periódica de manutenção mecânica e elétrica.

No capítulo ANEXO 2, capítulo 7.5, é explicado a influência da inclinação solar, face à normal da face dos painéis solares, e cálculo da perda energética por reflexão na face dos painéis solares.

3.6 Processamento de sinal

Os sinais provenientes de sensores de medição utilizados no sistema implementado eram do tipo analógico, tendo de ser convertidos para formato digital através de um ADC - conversor analógico-digital.

No sistema implementado foram utilizados como conversores ADC os microcontroladores da Série ATMega associados a placas eletrónicas, “boards”, do fabricante Arduino, por já conterem esses conversores ADC.

Em particular, foram usadas as placas Arduino Mega 2560 Rev3 [38] e Arduino e Arduino Nano [39]. Tendo em ambos os casos incorporados um ADC as seguintes características:

- Entrada analógica: Gama de medição com amplitude de 5 V;
- Saída digital: $10 \text{ bits} = 2^{10} = 1024$ estados lógicos.

O que permitem ter uma *Resolução* $= \frac{5V}{2^{10}} = 4,9 mV$.

No ANEXO 2, capítulo 7.7, é explicado em maior detalhe as vantagens e funcionamento dos ADC.

Incerteza de medição - O erro associado à conversão digital, devido à resolução é de 1/1024, i.e., 0,1% aproximadamente. Porém, este erro, de 0,1 %, é apenas aplicável se o sinal analógico do sensor utilizar toda a gama de tensão da entrada do ADC. Caso contrário, se for usado apenas uma fração da gama de tensão da entrada analógica do ADC, o erro resultante será proporcional ao inverso dessa fração.

De acordo com o ANEXO 2, capítulo 7.7 e fórmula 7.25, a incerteza dos ADC usados é de:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\text{Gama de medição}}{2^{N+1}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{5V}{2^{10+1}} = 1,4 \times 10^{-3}, \text{ ou } 0,14\% \quad (3.1)$$

Igualmente se deve quantificar a eventual não linearidade de resposta da entrada analógica do ADC, que introduzirá erros na medição.

3.7 Canal de transmissão - Ondas eletromagnéticas

A transmissão de dados em formato digital proveniente dos sensores de uma central fotovoltaica é geralmente realizada por um dos seguintes suportes:

- Com fios – Através de cabos;
- Sem fios – Através de ondas eletromagnéticas.

A transmissão por fios acarreta problemas acrescidos quando a dimensão das centrais solares fotovoltaicas aumenta de área. A emissão de sinais de pequena amplitude, em tensão ou corrente, provenientes dos sensores, por cabos, normalmente enterrados, à mercê de roedores e outros, por muitas centenas de metros, conduz à perda de sinal.

A transmissão por ondas eletromagnéticas permite obviar aos suprarreferidos constrangimentos da comunicação por cabo, sendo ideal para transmissão à distância.

Nesse sentido, no sistema implementado, foi usado a propagação do sinal por ondas eletromagnéticas, fazendo uso da banda ISM-Industrial, Scientific and Medical. A banda ISM é uma banda de frequências na EU que pode ser operada sem necessidade de licença. Em Portugal, a banda ISM, está disponível para ser usada livremente, porém, com restrições ao nível da largura de banda como se mostra na tabela 3.1.

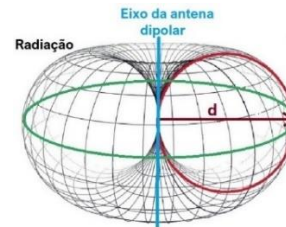
Tabela 3.1 - Canais de frequência na banda ISM na EU

Frequência da portadora		Largura de banda
861,1 MHz		125 kHz
868,3 MHz		125 kHz e 250 kHz
867,1 MHz	868,5 MHz,	125 kHz
867,3 MHz	867,5 MHz	
867,7 MHz	867,9 MHz	

A norma europeia *ETSI EN 300 220-3-1 V2.1.1 (2016-12) - Electromagnetic compatibility and Radio spectrum Matters (ERM); Short Range Devices (SRD); Radio equipment to be used in the 25 MHz to 1000 MHz frequency range with power levels ranging up to 500 mW*, e que é seguida na UE, define outras limitações à transmissão nestas bandas de frequências, e que são exemplificadas na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Resumo de parâmetros relevantes na banda ISM

Parâmetro	Exigência
Duty Cycle	Dispositivos que operem na gama de frequências de 863 MHz a 870 MHz, o ciclo de funcionamento não deverá exceder 0,1% por canal num período de 1 hora, podendo ser de 1% caso a transmissão esteja na banda 865-868MHz
Diretividade das antenas	2dBi máximo
Potência de transmissão	25 mW (14 dBm) para largura de banda limitada a 100 kHz ou 0,5 mW (27 dBm) se limitado a largura de Banda <25 kHz
Técnica de modulação	Livre
<p><i>Nota: dBi em decibel, representa o ganho em diretividade de uma antena relativa a uma antena isotrópica, que emite radialmente com a mesma potência em todas as direções. A título comparativo, uma antena dipolar sem perdas, diagrama de radiação à direita [40] tem uma diretividade de 2,15 dBi.</i></p>	



Para transmissão dos sinais foi usado a transmissão do tipo **LoRa**, acrónimo de Long Range, sendo especialmente apropriada para comunicações com baixas taxas de transmissão e poucos dados a transmitir, e, conseqüentemente, reduzida necessidade de largura de banda, como é o caso do sistema implementado. Maior detalhe sobre este tipo modulação no ANEXO 2, capítulo 7.6.3.2.

Os equipamentos que operam neste tipo de comunicação, LoRa, têm de estar certificados pela LoRa Alliance® [41] de acordo com normas técnicas próprias, como forma de garantir que cumprem com os requisitos legais da banda ISM.

Para transmissão foi usada a antena, aprovada pela LoRa Alliance, que se mostra na figura 3.10 [42].:

- REYAX RYLR896 [43]

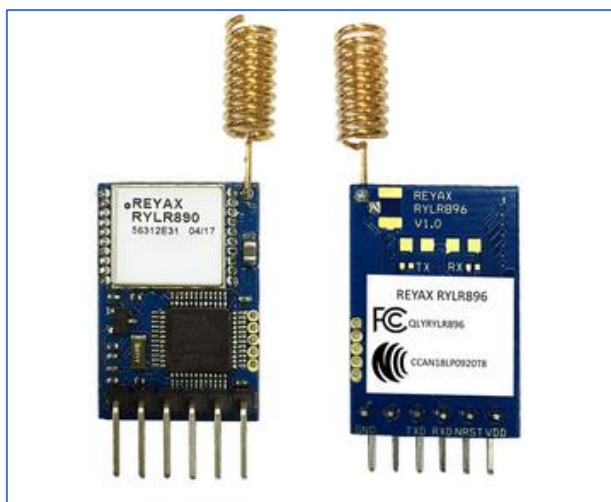


Figura 3.10 - Antena LoRa, REYAX 896. Extraído de [43]

Esta antena do fabricante REYAX Technology corporation Ltd, com diretividade máxima de 2dBi, possui o transmissor-receptor, aprovado pela LoRa Alliance:

- Semtech SX1276 [21]

que já está programado para funcionar com modulação do tipo LoRa, e de acordo com as regras da EU na banda dos 868 MHz, nomeadamente ao nível da potência de transmissão, fator de utilização e largura de banda.

Através de códigos específicos, a antena pode ser programada em diversos parâmetros, como sejam:

- potência do sinal: (0-15) dBm que corresponde (1-25) mW;
- fator de espalhamento: níveis SF7 a SF12, para definição da taxa de transmissão e alcance;
- endereço: (0 a 65535) endereços possíveis;
- largura de banda: (125 ou 250) kHz;
- taxa de transmissão: (300 a 115200) bits/s;
- modo de funcionamento: emissor, recetor ou ambos.

O fator de espalhamento selecionado, faz variar o alcance, taxa de transmissão, tempo no ar e o consumo de energia. A tabela 3.3 [44] mostra os diversos valores para cada SF possível

Tabela 3.3 - Relação SF, taxa de transmissão, alcance e tempo no ar. [44] e [73]

SF	Taxa de transmissão (bps)	Alcance (km)	Tempo no ar (ms)	Consumo de energia
SF7	5470	2	61	Menor
SF8	3125	4	113	
SF9	1760	6	205	
SF10	980	8	371	
SF11	440	10	823	
SF12	250	15	1483	Maior

Nota: Exemplo de transmissão de 11 bytes para uma largura de banda de 125kHz e f=868MHz

O valor **limite de sensibilidade**, que define o valor mínimo que o sinal deve ter na recepção para poder ser decodificado com sucesso, depende igualmente do fator de espalhamento, SF. Os valores limites na largura de banda de 125 KHz estão representados na tabela 3.4 [45]

Tabela 3.4 - Valores limites de sensibilidade para diferentes valores de SF

SF	Limite sensibilidade (dBm)	SF	Limite sensibilidade (dBm)
7	-123	10	-132
8	-126	11	-134
9	-129	12	-137

A análise à transmissão por ondas eletromagnéticas, o tipo de atenuações a que está sujeito, e uma análise mais detalhada sobre transmissão do tipo LoRa no ANEXO 2, capítulo 7.6.2 e 7.6.3.

3.8 Computação, análise de dados e visualização

É sobretudo neste domínio que mais se tem evoluído na monitorização de centrais solares fotovoltaicas. A colocação de cada vez mais sensores, com correspondente envio de dados, juntamente com o histórico, permite ter cada vez mais dados para análise. Estes dados, se colocados em bases de dados na internet, podem ser avaliados em qualquer parte do planeta, contribuindo para desenvolver programas de análise de dados por programadores, investigadores ou empresas.

Foi usada a base de dados “**InfluxDB CCloud**” [46], que localizada na internet, após a devida autenticação, permite o seu acesso em qualquer ponto com ligação à internet. Permite guardar grandes quantidades de dados e, sem grandes necessidades de programação, construir painéis de controlo para visualização de parâmetros relevantes.

Os dados a serem enviados necessitam de ser previamente formatados de acordo com requisitos específicos da base de dados, tendo-se para o efeito usado o programa, instalado em computador, “**Node-Red**” [47]. Esta aplicação permite formatar os dados para envio para diversas plataformas na internet de acordo com os seus requisitos específicos.

De utilização sem custos até uma determinada quantidade de dados, e taxa de transferência, a base de dados **InfluxDB CCloud** permite, num intervalo de tempo definido pelo utilizador, a

- **Computação** dos valores estatísticos de cada série individual de dados, temperatura, tensão corrente, potência e luminosidade. Não permite correlacionar diferentes séries de dados, como seja efetuar cálculos entre eles. E.g., o valor da potência, produto da medição da corrente pela tensão, tem de ser fornecido como uma série dados à semelhança das outras medições.
- **Análise** de series individuais de dados em função de critérios pré-estabelecidos para criação de alertas, se necessário
- Criação de **painéis de controlo** definidos pelo utilizador, para visualização das medições dos sensores relevantes. E.g., histórico de medições, valor máximo, mínimo, média, etc.

4 SISTEMA IMPLEMENTADO

Com vista a dar resposta ao sistema proposto, foi implementado o seguinte conjunto de componentes e respetivo esquema de ligações, que se representa na figura 4.1.

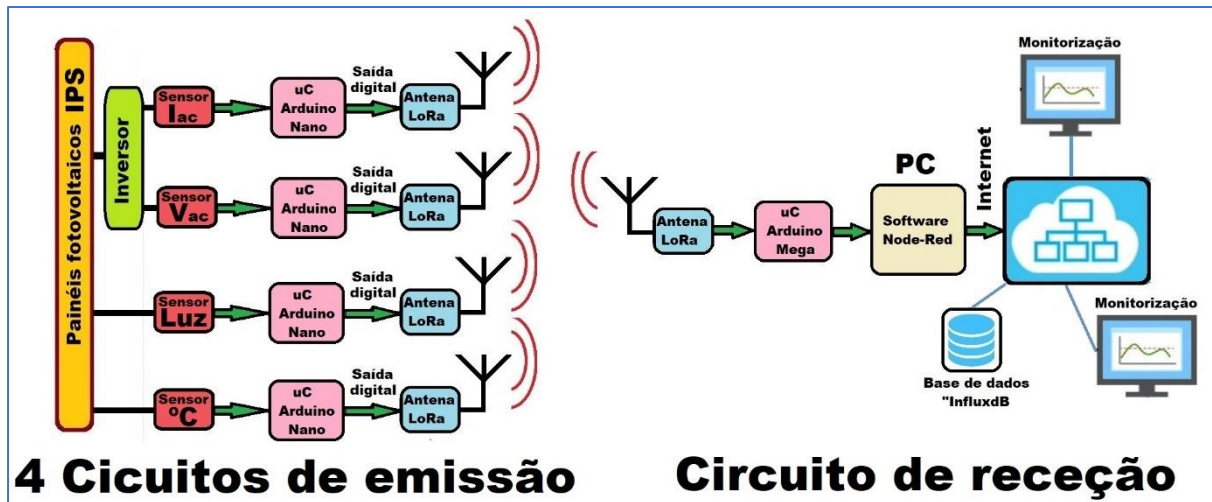


Figura 4.1 - Fluxograma da montagem experimental

Circuito de emissão:

Na saída AC do inversor ligado aos painéis fotovoltaicos foram ligados os sensores de tensão e corrente. A temperatura ambiente e luminosidade são igualmente medidos por sensores. Os sinais analógicos dos sensores são transmitidos a um respetivo microcontrolador que faz de ADC, e que ligado a uma antena LoRa, transmite os dados em formato digital.

Circuito de receção:

Uma antena LoRa, configurada para receção, recebe os dados dos diversos sensores. Transmite os dados para um microcontrolador que os valida, ou não, no caso de haver erros, e os descodifica, e.g. identificação do sensor e valor da medição. Esses dados são fornecidos a um computador com o programa "Node-Red", instalado em computador, que os formata para serem aceites por uma base de dados na internet, no caso, "InfluxDB". A base de dados arquiva os dados, e é configurada com um painel de controlo com os parâmetros mais relevantes, para se monitorizar em tempo real em qualquer ponto com ligação à internet.

4.1 Equipamentos usados

Na implementação do sistema proposto foram usados os seguintes equipamentos:

- **Painéis fotovoltaicos:** Conjuntos de painéis fotovoltaicos presentes no laboratório D351 do Campus do IPS;
- **Sensor de irradiância:** Resistência dependente de luz, ou foto-resistor, LDR. Impedância no escuro $>1\text{M}\Omega$ e com luz intensa $<1\text{ k}\Omega$. [48];

- **Sensor de temperatura:** Sensor de temperatura LM35. Sinal de saída: 10 mV/°C. [33];
- **Sensor de corrente:** Transformador de corrente YHDC SC013-000 CT. Corrente máxima no primário: 100 A, corrente máxima no secundário: 50 mA. [30];
- **Sensor de tensão:** Sensor transformador de tensão AC, ZMPT101b. Tensão AC máxima de entrada: 1000 V, corrente máxima de saída: 2 mA. [31];
- **Microncontrolador com ADC de 10 bits para ligação aos sensores:** Arduino Nano [49];
- **Microcontrolador com ADC de 10 bits para receção:** Arduino Mega [50];
- **Antenas LoRa:** RYLR896 [43];
- **LCD com matriz de 4x20 caracteres.**

4.2 Esquemas de ligação

Os esquemas de ligação dos diversos componentes foram os seguintes:

- **Sistema eletrónico de receção:** Microcontrolador + Antena + LCD

As figuras 4.2 e 4.3, mostram, respetivamente, uma fotografia e o circuito eletrónico do sistema de receção. A antena envia os dados recebidos para o microcontrolador que os analisa, verifica a integridade dos mesmos, e mostra-os no LCD com comunicação do tipo I2C. Nomeadamente, o conjunto caracteres rececionado, o endereço do sensor que enviou a mensagem e o valor da medição. Esses dados são depois enviados para um computador para posterior visualização e arquivo.

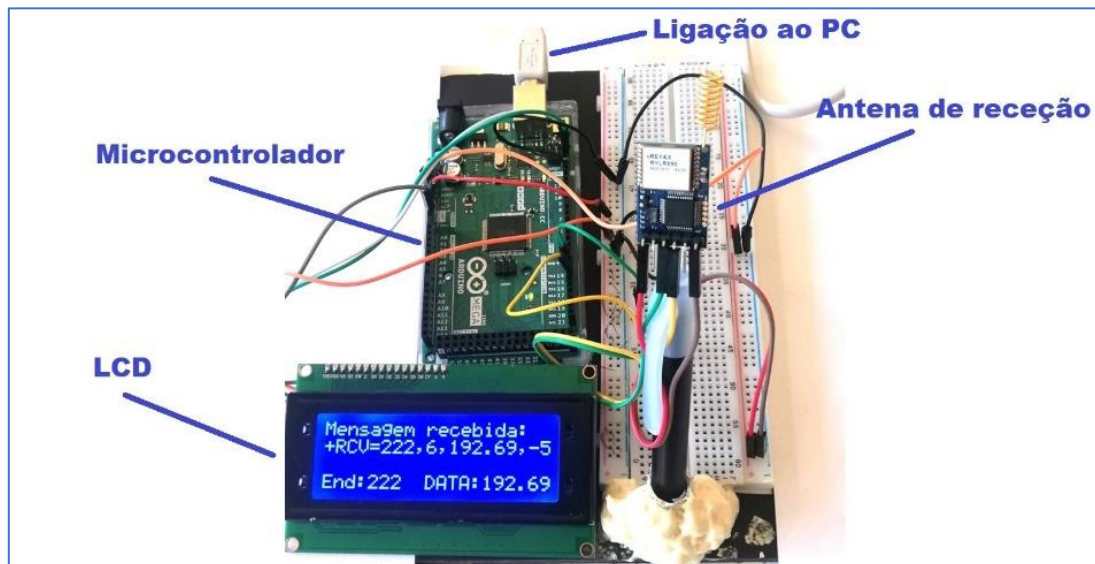


Figura 4.2 - Sistema de receção – Fotografia

Na figura 4.2 o LCD mostra a receção do conjunto de caracteres: “+RCV=222, 6, 192,69, -5”, a que corresponde na prática:

- Endereço: 222. Correspondente ao endereço do sensor de medição de corrente
- Valor da medição: 192,69. Com gama de valores em mA

As ligações elétricas do sistema eletrónico de receção estão representadas na figura 4.3.

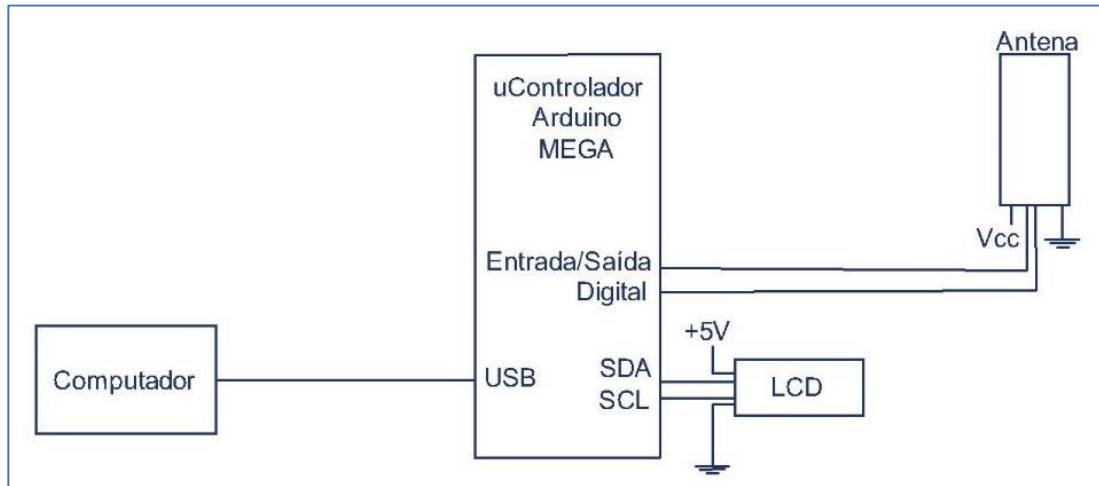


Figura 4.3 - Sistema de recepção – Circuito eletrônico

Os dados após serem analisados no microcontrolador são enviados pela porta USB para o computador, e para o LCD através das portas específicas da comunicação do tipo I2C, SDA-porta para envio de dados, e SCL-porta para sincronismo de relógio.

- **Medição de tensão:** Sensor de tensão + Microcontrolador + Antena

As figuras 4.4 e 4.5, mostram, respectivamente, uma fotografia e o circuito eletrônico do circuito de medição de tensão AC, à saída do inversor. A tensão AC é convertida, através do sensor em tensão DC, com uma amplitude de (0 a 5) V adaptada à entrada analógica ADC do microcontrolador. O microcontrolador calcula o valor RMS e envia esse dado, juntamente com o endereço do sensor, pela antena, para ser rececionado pelo sistema de recepção.

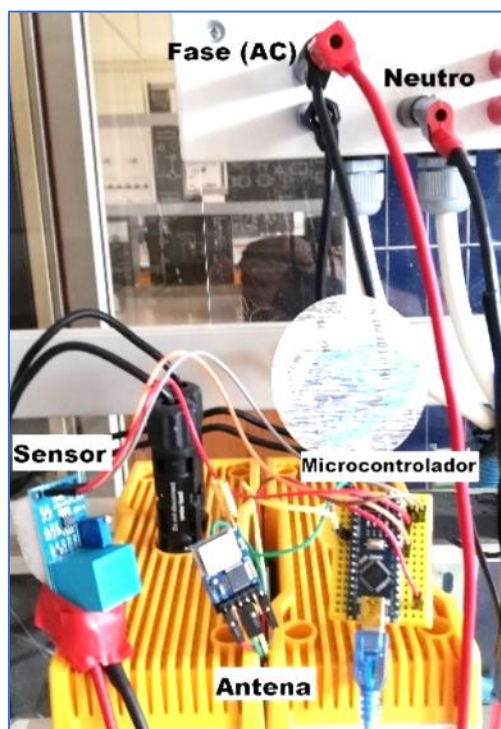


Figura 4.4 - Medição de tensão – Fotografia

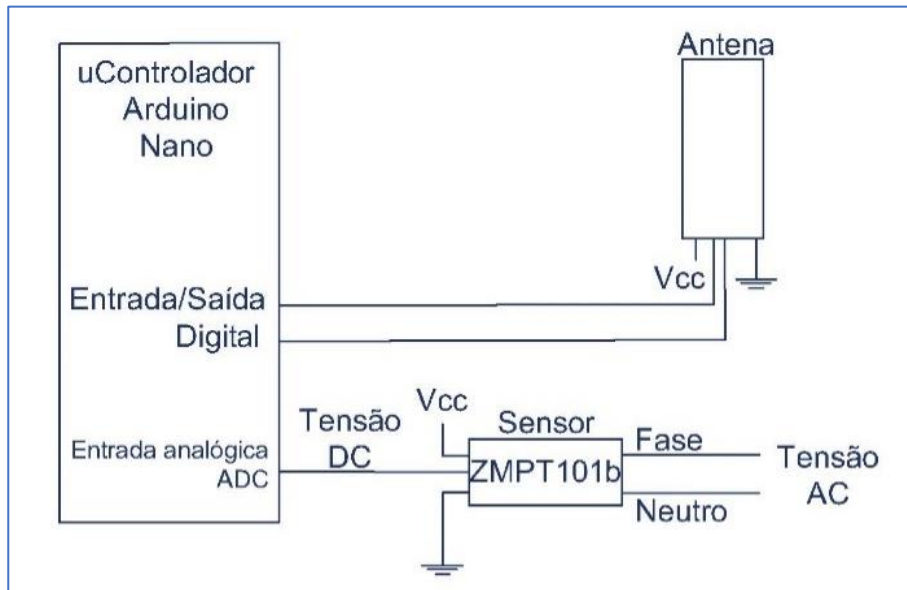


Figura 4.5 - Medição de tensão – Circuito eletrônico

- **Medição de corrente:** Sensor de corrente + Microcontrolador + Antena

As 4.6 e 4.7, mostram, respetivamente, uma fotografia e o circuito eletrônico do circuito de medição de corrente AC, à saída do inversor. A corrente AC é convertida, através do sensor, em tensão DC com uma amplitude de (0 a 5) V adaptada à entrada analógica ADC do microcontrolador. O microcontrolador calcula o valor RMS e envia esse dado, juntamente com o endereço do sensor, pela antena, para ser rececionado no sistema de receção.

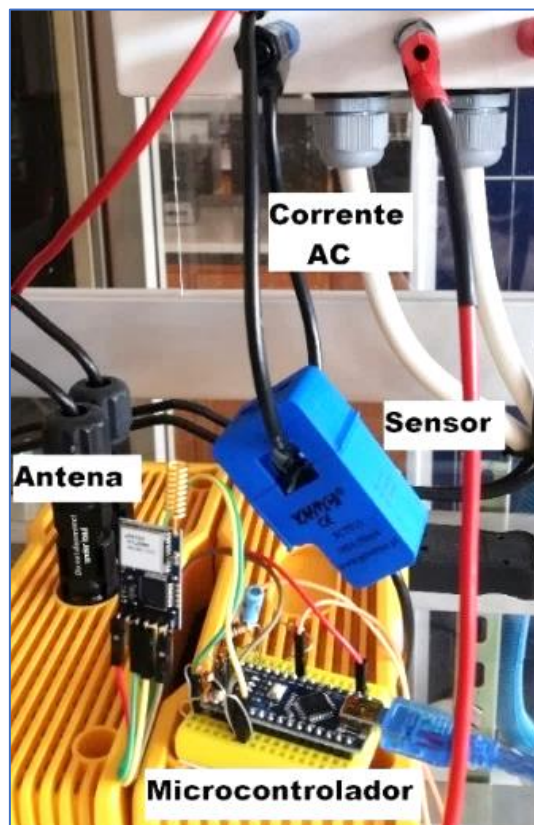


Figura 4.6 - Medição de corrente – Fotografia

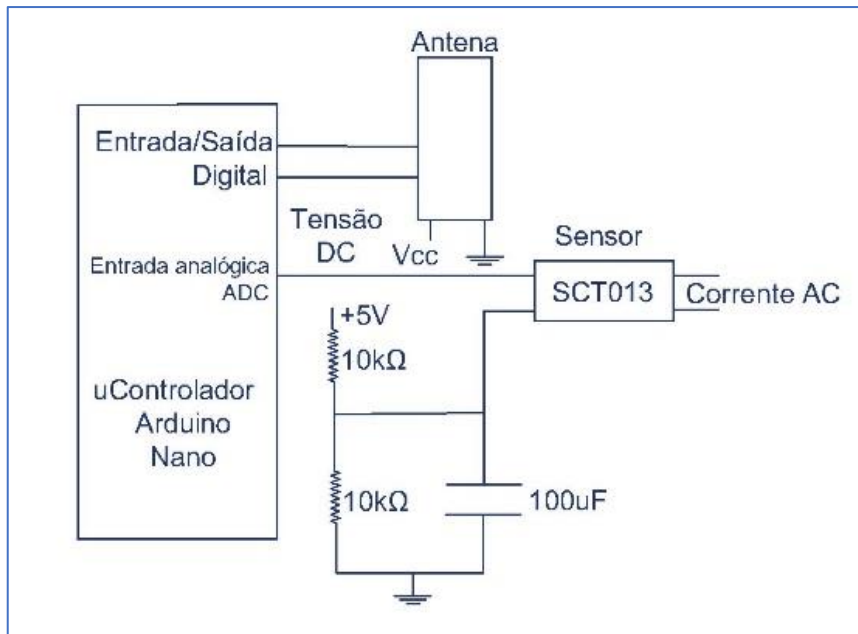


Figura 4.7 - Medição de corrente – Circuito eletrônico

- **Medição de luminosidade:** Sensor de luminosidade, LDR, + Microcontrolador + Antena

As figuras 4.8 e 4.9, mostram, respetivamente, uma fotografia e o circuito eletrônico do circuito de medição de luminosidade. O LDR varia a resistência interna em função da luminosidade, e, conseqüentemente, o valor da tensão na entrada analógica do ADC do microcontrolador, com amplitude de (0 a 5) V. O microcontrolador converte o valor para digital e envia esse dado, juntamente com o endereço do sensor, pela antena, para ser rececionado no sistema de recepção.

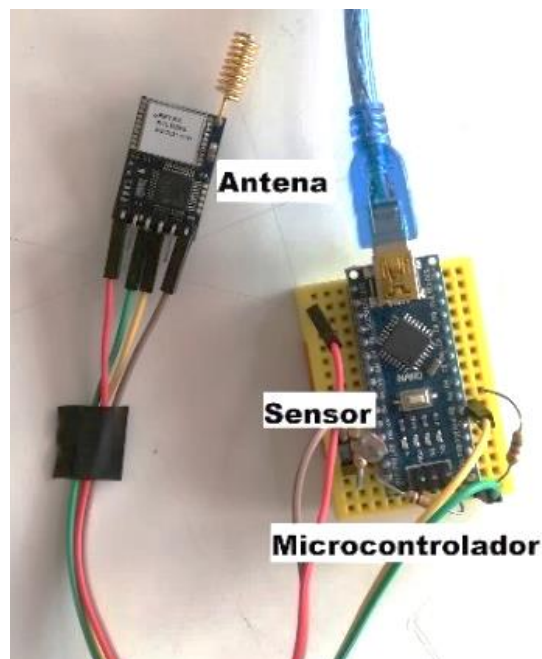


Figura 4.8 - Medição de luminosidade – Fotografia

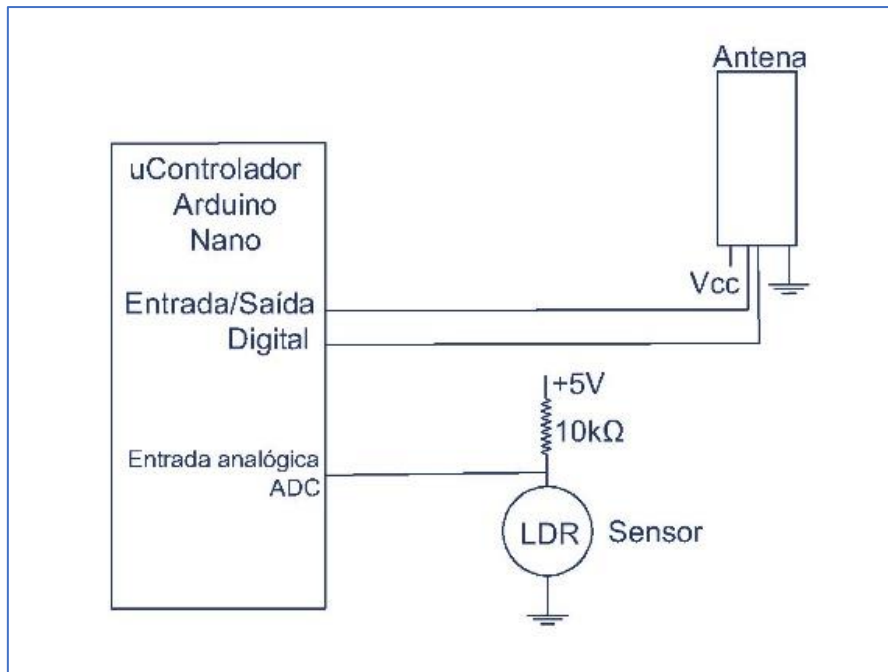


Figura 4.9 - Medição de luminosidade – Circuito eletrônico

- Medição de temperatura:** Sensor de temperatura + Microcontrolador + Antena
 As figuras 4.10 e 4.11, mostram, respectivamente, uma fotografia e o circuito eletrônico do circuito de medição de temperatura. O LM35 varia a tensão de saída com a temperatura, que é fornecida na entrada analógica com amplitude de (0 a 5) V do ADC do microcontrolador. O microcontrolador faz a conversão para °C e converte o dado para formato digital para ser enviado, juntamente com o endereço do sensor, pela antena, para ser rececionado pelo sistema de receção.

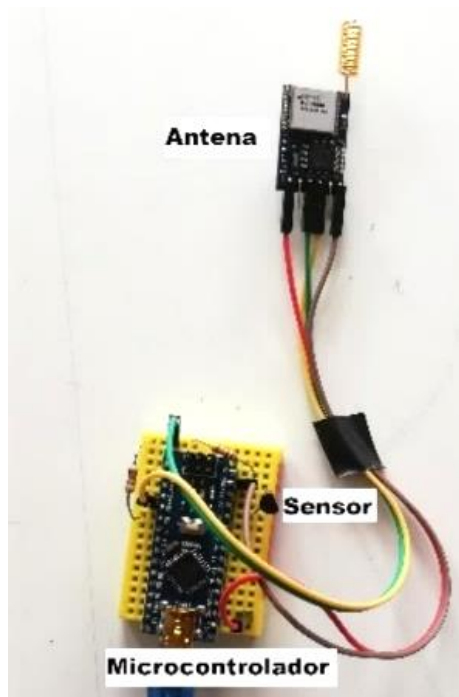


Figura 4.10 - Medição de temperatura – Fotografia

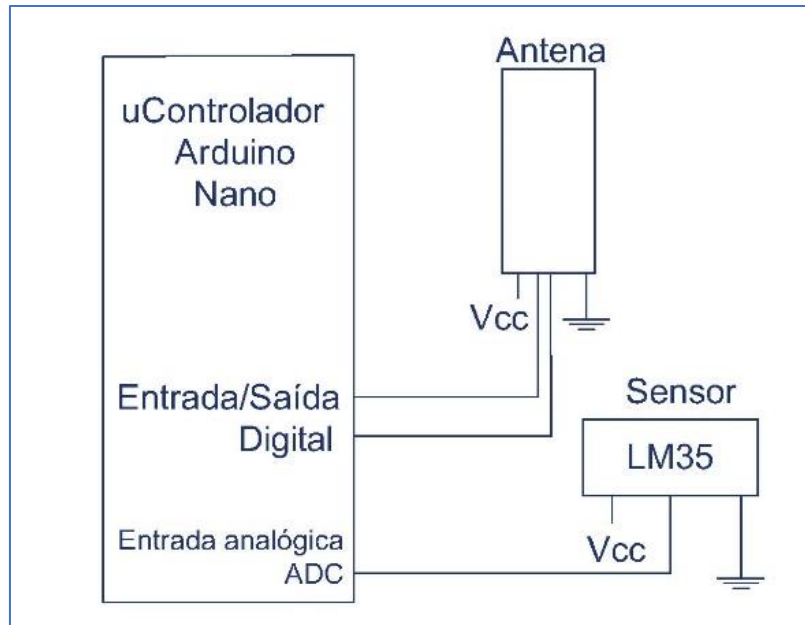


Figura 4.11 - Medição de temperatura – Circuito eletrônico

4.3 Programação

Os diversos microcontroladores necessitam de ser programados para conversão dos dados a enviar ou a receber.

4.3.1 Programação dos microcontroladores dos sensores

Na figura 4.12 são apresentados os fluxogramas de programação dos microcontroladores ligados aos sensores de tensão, corrente, temperatura e luz.

No caso dos sensores de tensão e corrente é necessário, numa primeira fase, “calibrar” o valor de saída do sensor, comparando-o com a indicação de um multímetro que serve de referência, ajustando-se para o efeito um parâmetro de programação.

Para as antenas emissoras associadas a cada sensor, deverá ser enviado ao transceiver associado à antena, juntamente com o dado da medição, o:

- Endereço do sensor que efetuou a medição;
- Endereço da antena receptora;
- Largura de banda;
- Potência da transmissão;
- Valor de SF;
- Taxa de erro;
- Frequência da portadora.

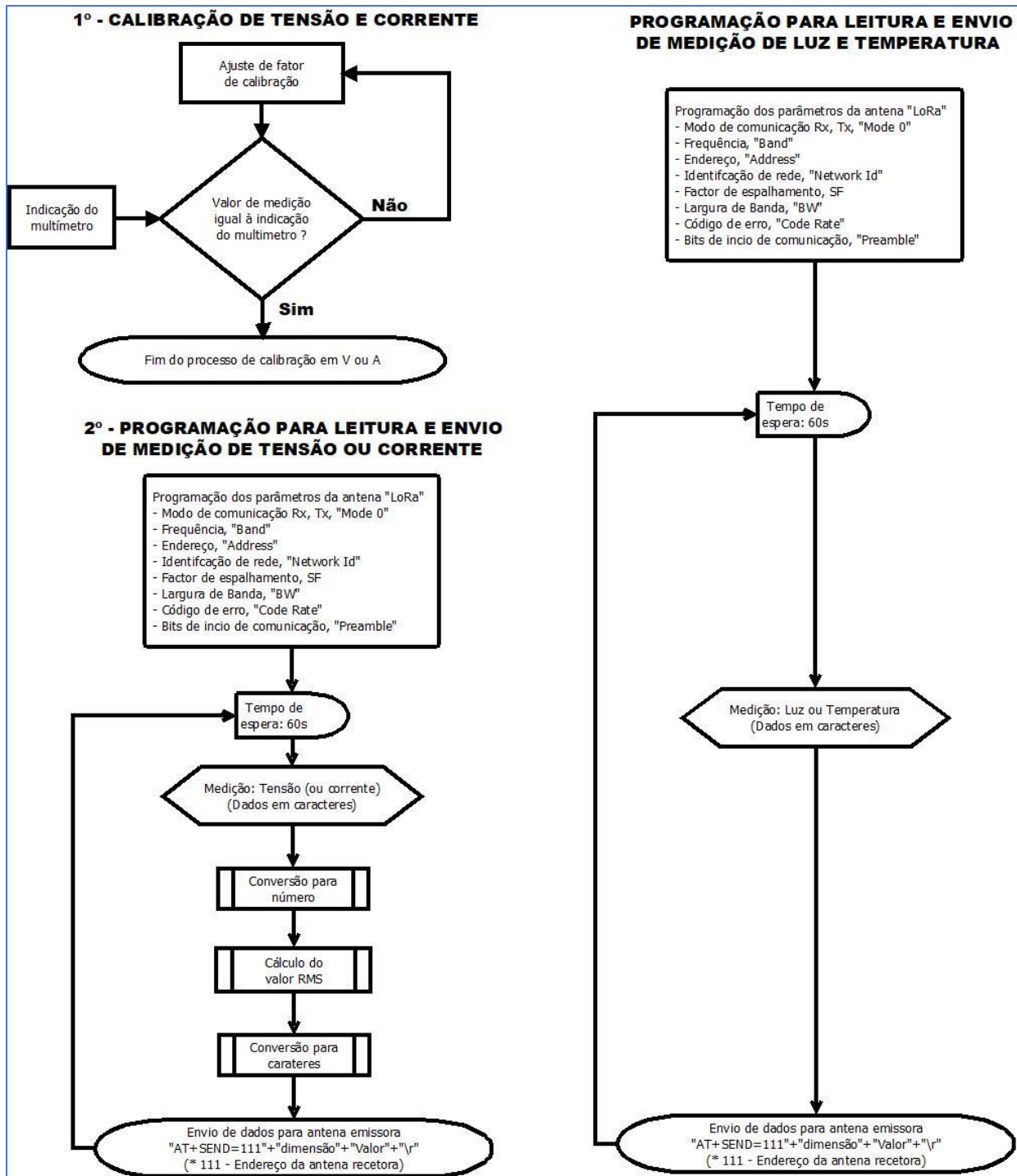


Figura 4.12 - Programação: Fluxograma de leitura e envio dos dados dos sensores

Todos os dados são enviados para o endereço "111" que é o endereço da antena recetora.

4.3.2 Programação do microcontrolador da recepção de dados

Este microcontrolador faz a ligação entre os dados rececionados na antena LoRa recetora, avaliação e tratamento dos mesmos, e envio para o software "Node-Red" instalado em computador. O fluxograma de programação é ilustrado na figura 4.13.

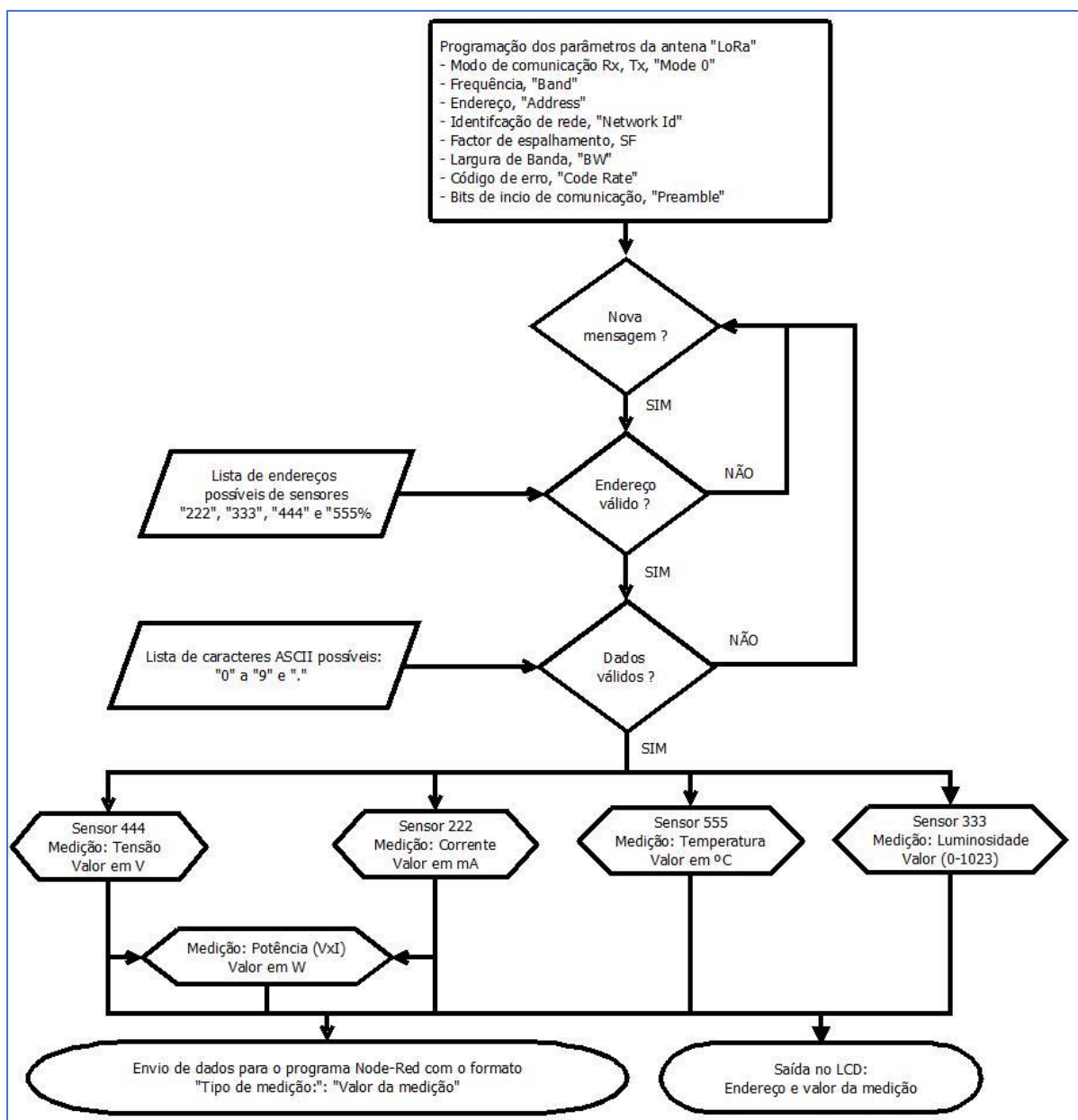


Figura 4.13 - Programação: Fluxograma da recepção de dados dos sensores

Sempre que é rececionada uma transmissão proveniente de um dos sensores, tensão, corrente, luminosidade ou temperatura, o LCD, presente no sistema de recepção, indica a cadeia de caracteres rececionada assim como o endereço e valor da medição.

A figura 4.14 fornece um exemplo da visualização no LCD de uma transmissão proveniente do sensor de tensão, com endereço 444, e medição de 224,25 V, valor RMS. Medição efetuada à saída do inversor dos painéis fotovoltaicos.

A visualização no LCD dos valores das medições rececionadas tinha apenas como objetivo a confirmação que os dados estavam a ser rececionados e o sistema estar a funcionar, não tendo como propósito a recolha dos valores das medições.



Figura 4.14 - LCD - Exemplo de recepção do valor de tensão

4.3.3 Programação do programa “Node-Red”

Os dados enviados pelo microcontrolador chegam ao programa “Node-Red”, instalado em computador, para formatação dos dados compatível com a base de dados “InfluxDB Cloud”, para onde são enviados, localizada na internet. A programação é do tipo fluxograma, feita através de uma interface gráfica, associando blocos com funções pré-definidas, mas que necessitam de ser reprogramadas pelo utilizador em função das necessidades específicas. A figura 4.15 mostra a programação realizada. Os comentários a preto indicados pelas setas a azul, foram acrescentadas na figura para descreverem qual revelam qual a função realizada em cada passo.

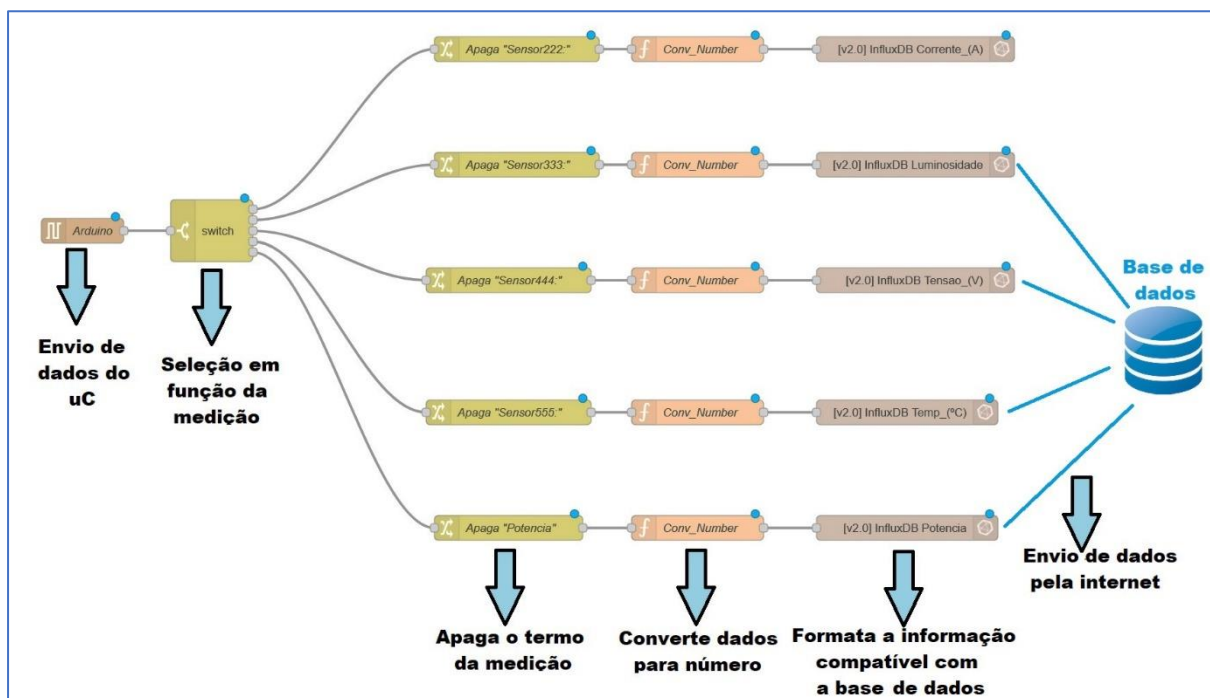


Figura 4.15 - Node-Red: Fluxograma de programação

Os dados enviados para a base de dados têm de ir com o formato e valor final. Uma vez que a base de dados não faz cálculos entre medições, e.g. valor da potência = corrente x tensão, apenas apresentando os dados rececionados e podendo fazer tratamento estatístico de cada série de dados de medição.

4.4 Painel de controlo para monitorização dos dados

A base de dados localizada na internet usada neste trabalho, InfluxDB Cloud, e, em consequência, acessível, desde que devidamente autenticado, por computador, em qualquer ponto com ligação à internet, não faz cálculos entre as diversas medições, apenas tratamento estatístico dos dados de cada série de medições. Possível criar painéis de controlo, para monitorização dos dados, de acordo com o interesse do utilizador.

Para visualização da monitorização aos painéis solares foi programado, na base de dados, um painel de controlo com os seguintes mostradores:

1. Indicação do valor da corrente e tensão AC (RMS) atual;
2. Manómetro com a potência AC (RMS) atual com escala até 500 W, valor máximo do inversor;
3. Indicação do valor de potência AC (RMS) atual;
4. Gráfico, com histórico da potência e luminosidade. Para verificar a relação entre a potência e a luminosidade, e detetar eventuais falhas;
5. Histórico dos valores de corrente. Permitindo detetar problemas na medição da corrente;
6. Histórico dos valores da tensão. Permitindo detetar problemas na medição da tensão;
7. Valor atual da temperatura.

O tempo de histórico, assim como a frequência de atualização do painel de monitorização, pode ser alterado em qualquer altura, em função do interesse do utilizador e sem perda de dados.

Com esta base de dados é possível configurar alertas para, por exemplo, detetar avarias nos sensores:

- Valor de tensão ficar a zero e a corrente não, sinal que o sensor de tensão está defeituoso;
- Valor de corrente ficar a zero e a tensão não, sinal que a ligação elétrica está cortada;
- Se a tensão ou corrente ficar acima de um determinado valor;
- Valor de potência abaixo de certo valor, para determinadas condições de temperatura, radiação e inclinação solar.

Porém, alguns alarmes só fazem sentido com histórico de dados, para se poder definir valores confiáveis de alertas, como seja por exemplo, para uma dada radiação e temperatura, detetar um valor de potência bastante inferior ao histórico nessas condições. Sinal que os painéis podem estar sujeitos ou existência de outra anomalia.

4.5 Resultados experimentais

Nas secções seguintes apresentam-se os resultados experimentais.

4.6 Painel de controlo

Na base de dados foi criado um painel de controlo que se mostra na figura 4.16.

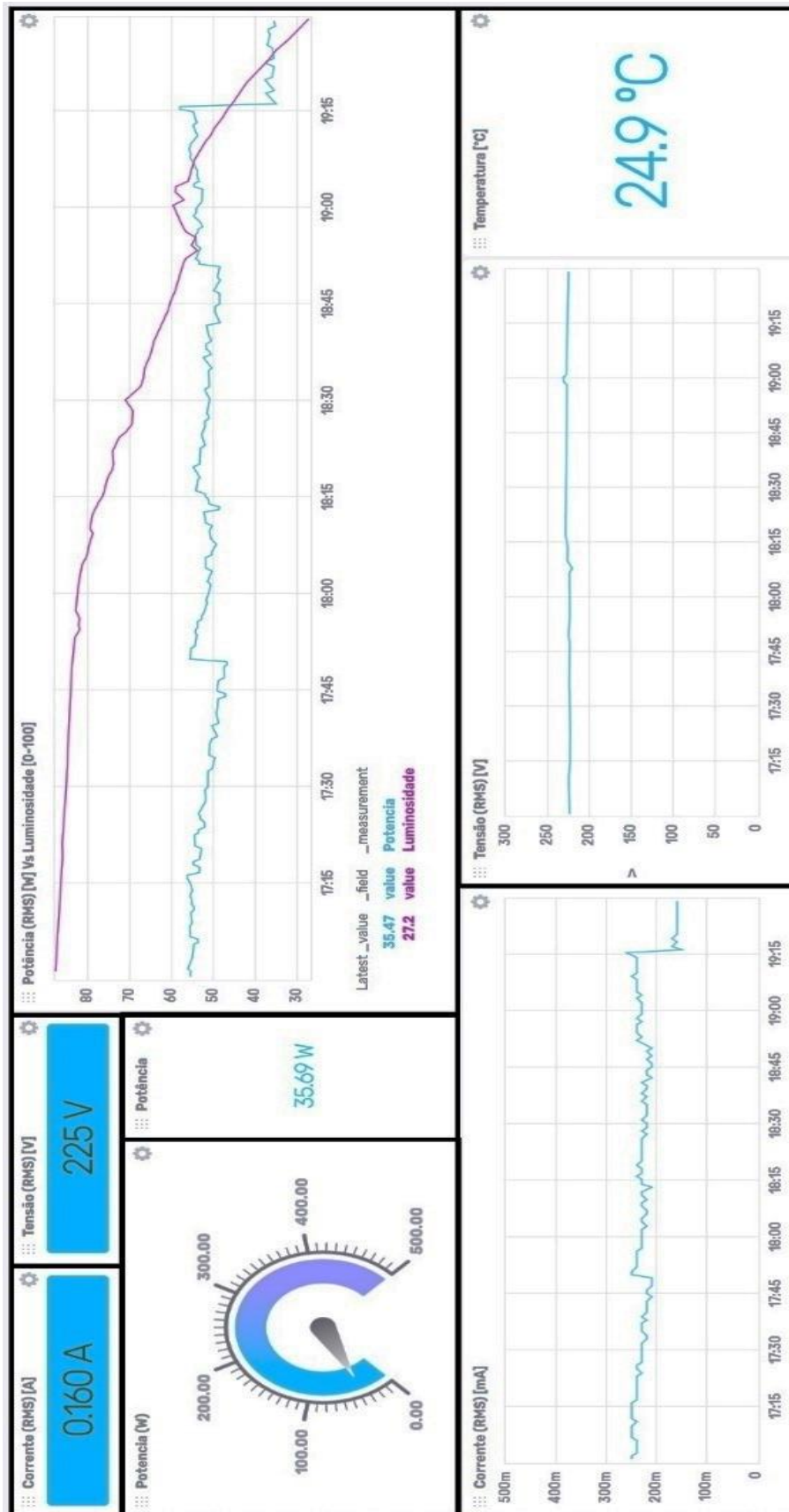


Figura 4.16 - Painel de controlo criado para monitorização

É possível ver na figura 4.16 um conjunto de dados entre as 17h00 e as 19h30 do dia 24-09-2021.

Nomeadamente:

- Histórico simultâneo da variação da potência e luminosidade;
- Valores instantâneos de corrente e tensão;
- Valor instantâneo da potência atual com manómetro limitado a 500 W por ser essa a potência máxima do inversor monitorizado;
- Histórico de valores de corrente e tensão;
- Valor instantâneo da temperatura.

Os dados apresentados no painel de controlo da figura 5.16, podem ser vistos com uma maior ou menor base de tempo, e seleção de períodos anteriores ao tempo atual.

Uma análise mais detalhada dos dados da figura 5.16 permite ver, às 17h50 aproximadamente, uma variação abrupta da corrente, de cerca de 20%, de 48 mA para 58 mA, sem que tenha havido variação significativa da luminosidade que o justifique. Porém, deve ser tido em linha de conta que o sensor de corrente usado tinha uma gama de medição de (0 a 30) A, que o valor da variação, 10m A, corresponde a 1/3000 da gama de medição do instrumento, e de acordo com os dados do fabricante, pode apresentar um erro de ± 3 %. Todos estes parâmetros podem “camuflar” a variação do valor de tensão medido, sendo apenas resultado da variação intrínseca do instrumento. Igualmente o facto de os painéis não sofrerem qualquer limpeza há vários anos, a sujidade acumulada na face pode afetar de forma imprevisível a energia solar absorvida.

Mas, é precisamente com a monitorização dos dados e análise do seu histórico que é possível detetar singularidades/anomalias e efetuar análises posteriores para encontrar explicações dos fenómenos.

4.7 Utilização no exterior - Alcance

Fazendo percorrer a antena de receção pelas imediações do campus do IPS, foi testado o alcance da emissão dos dados dos sensores, localizados no laboratório D351.

Na figura 4.17, a estrela de David define a posição do laboratório, os traços a vermelho indicam os limites até onde era possível continuar a receber os dados, e a preto, as zonas onde não se recebia sinal ou os dados vinham corrompidos.

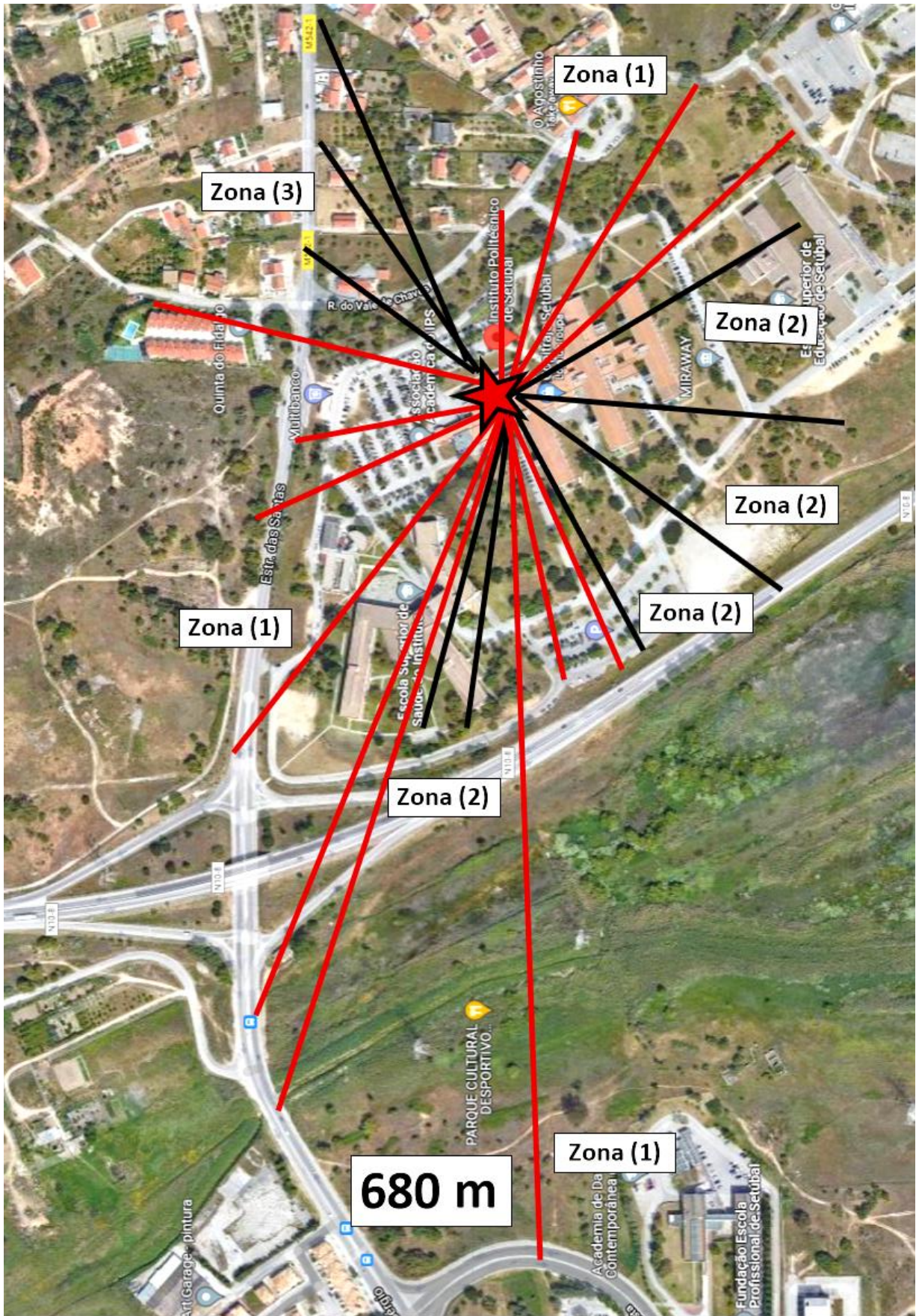


Figura 4.17 - Alcance da receção no exterior

Constatou-se que:

- **Zona (1)** – Propagação sem grandes obstáculos na linha de vista, tendo possível rececionar sinal até 680 m (medição pelo Google maps).;
- **Zona (2)** – Propagação com atenuação na linha de vista, sempre que o sinal tem de atravessar diversos edifícios.;
- **Zona (3)** – Propagação com atenuação total na linha de vista, virtude da existência de elevações no solo, i.e., obstruções superiores a 60% na Zona de Fresnel.

O fabricante da antena indica que para o fator de espalhamento de espalhamento usado, SF=7, é possível transmissões em linha de vista até 2 km. Para transmissões mais longas é sugerido usar fatores de espalhamento superiores, 8 a 12.

4.8 Utilização no interior – Alcance

Foi igualmente testado a receção do sinal dentro do edifício fazendo percorrer a antena recetora, programada com SF=7, ao longo dos corredores. O resultado é mostrado na figura 4.18.

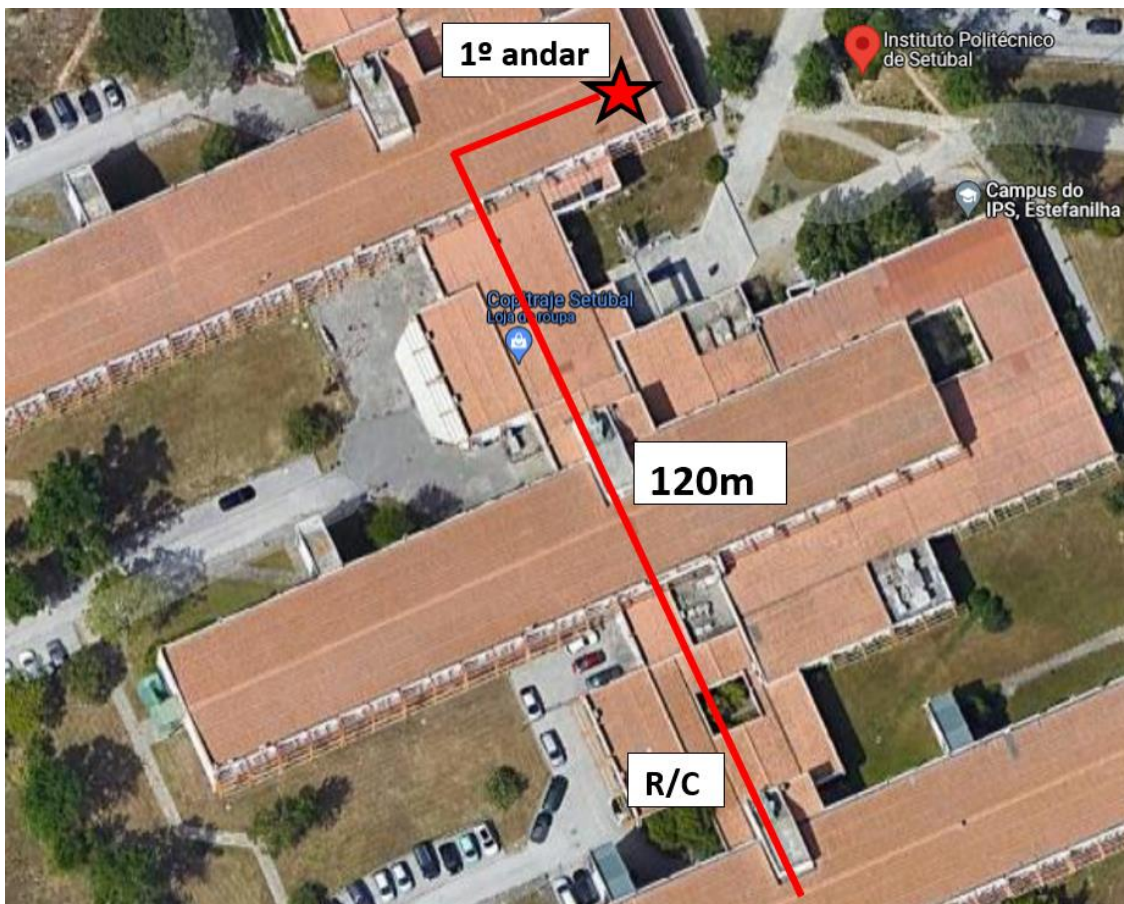


Figura 4.18 - Alcance da receção no interior do edifício

A estrela de David localiza o laboratório, e o traço encarnado o percurso percorrido. Foi possível percorrer cerca de 120 m, (medição pelo Google maps,) com plena receção ao fim do corredor no piso inferior ao laboratório. Tendo-se perdido sinal quando se passou para um piso mais inferior.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho permitiu retirar as seguintes conclusões:

5.1 Custo de implementação

O custo da implementação deste sistema foi reduzido, constituindo-se na aquisição de antenas, microcontroladores e sensores disponíveis no mercado com baixa precisão. A implementação para níveis empresariais deverá ter em conta outras vertentes, como o acondicionamento dos sensores, antenas, e microcontroladores, para sua proteção do meio ambiente, chuva, humidade e sol.

Os microcontroladores poderão ser ainda mais básicos que os usados neste trabalho, que são de uso geral com diversas entradas e saídas não usadas, assim como outras finalidades. Ainda que não tivesse sido opção neste projeto, os microcontroladores em virtude de terem várias entradas ADC podiam ter sido usados para receber o sinal de vários sensores, diminuindo com isso o investimento e aumentando o número de dados de monitorização.

5.2 Análise de dados da monitorização

Apesar de não terem sido recolhidos dados de monitorização em quantidade significativa, devido ao custo associado à utilização da base de dados, que é função da quantidade de dados enviados, ficou demonstrado que é possível fazer relevantes correlações entre várias grandezas e visualizá-las num painel de controlo. Nomeadamente:

- Variação da potência com a irradiância, e/ou temperatura dos painéis;
- Caso se tivesse as especificações dos painéis fotovoltaicos, e um sensor de irradiância, era possível, com os valores de irradiância e temperatura, saber a potência máxima teórica e verificar a diferença para o valor de potência gerado em cada instante;
- Quantificar as perdas de potência ao longo do ciclo de vida, comparando valores de potência para as mesmas condições atmosféricas;
- Detetar singularidades no comportamento do sistema de medição, como sejam diminuição ou aumento de potência sem ter havido razões para tal, sinal que pode haver alguma falha no sistema. *Exemplo: Nos dados da monitorização detetar-se uma variação de 20 % de potência sem que os valores de luminância e temperatura se tenham alterado.*

5.3 Aplicações

Ficou demonstrado que este sistema pode ser perfeitamente usado em centrais solares fotovoltaicas para monitorização das mesmas, uma vez:

- As centrais solares fotovoltaicas estão implementadas, regra geral, em superfícies planas e sem grandes obstáculos, permitindo boa transmissão de ondas eletromagnéticas na linha de vista;
- Pode-se afirmar que este sistema, com a configuração estabelecida neste trabalho, consegue efetuar transmissões até 0,68 km sem obstáculos relevantes na linha de vista, tornando possível ser aplicado a áreas de implementação de 1,45 km², com o recetor colocado no centro da área. Porém, de acordo com as especificações técnicas da antena, se configurada com outros parâmetros, pode alcançar distâncias até 10 km, sensivelmente, correspondente a poder cobrir uma área de 314 km², com o recetor colocado no centro da área.

Pode-se afirmar igualmente que o sistema pode ser usado em situações de monitorização similares à das centrais solares fotovoltaicas, i.e., sem grandes obstáculos na linha de vista, como sejam:

- Controlo de níveis de parques de reservatórios de fuel, gás e outros;
- Controlo agrícola, como seja a concentração de água no solo;
- Níveis de água em diques, rios, lagos.

O sistema demonstrou igualmente poder ser usado para soluções no interior de edifícios, embora condicionado a uma avaliação caso a caso para se aquilatarem as atenuações, como sejam:

- Sistemas de controlo de intrusão;
- Detecção de incêndio em edifícios;
- Presença de monóxido de carbono ou outros agentes;
- Presença de pessoas;
- Controlo de stocks.

Qualquer uma das situações anteriormente referidas não é praticável por exemplo com sistemas Wi-Fi, que têm alcances mais reduzidos que a transmissão do tipo LoRa e com atenuações superiores.

5.4 Comparações com outros sistemas

A quantidade de bytes transmitidos provenientes de sensores que monitorizam centrais solares fotovoltaicas é muito pequena. De acordo com a norma ISO IEC 61724-1, os sensores devem transmitir o valor da medição a cada minuto.

Supondo, como exemplo, o envio pela antena LoRa usada neste trabalho, a “Data” “147,3”, isto significa 5 caracteres, ou 5 bytes. Adicionalmente, a comunicação LoRa obriga ao envio de outros dados, com a seguinte sintaxe: +RCV=<Address>,<Length>,<Data>,<RSSI>,<SNR>, que pode corresponder na prática ao seguinte exemplo, com 23 bytes, tirado dos dados técnicos da antena, “+RCV=50,5,HELLO,-99,40”. “HELLO” tem a mesma dimensão, em bytes, que “147.3”, i.e, 5 bytes. Consequentemente, no total são enviados 23 bytes. Com uma frequência de medição de 1 minuto, tem-se 184 bits/minuto (23bytes x 8 bits/byte), ou seja, uma taxa de transmissão de 3bits/segundo sensivelmente. Não sendo, portanto, necessárias grandes taxas de transmissão como as usadas na comunicação Wi-Fi.

Em comparação, a utilização da rede Wi-Fi para este tipo de comunicações, ainda que podendo ser utilizada, apresenta várias nuances, como sejam:

- Transmite na banda dos 2,4 GHz, em vez dos 868MHz do LoRa, o que implica maiores atenuações, porque quanto maior a frequência da portadora mais elevadas são as perdas;
- A taxa de transferência é na ordem 50Mbps, e, conseqüentemente, quanto maior a taxa de transmissão, estatisticamente, maior probabilidade de ocorrência de erros na transmissão. Uma pequena quantidade de erros, caso ocorram numa transmissão vídeo ou áudio poderão não ser perceptíveis, por não ser relevante, por exemplo, a troca de alguns pixels na cor de uma imagem, ou a troca de algumas letras num discurso. Porém, na transmissão de dados de sensores, a troca de um carácter significa o envio de um valor de medição errado com as conseqüências que tal pode acarretar;
- O sistema LoRa permite valores de SNR negativos ao contrário do Wi-Fi, possuindo em conseqüência um nível mais baixo de sensibilidade;
- A banda de emissão do Wi-Fi está totalmente sobrecarregada de equipamentos, com o conseqüente ruído electrónico e interferências na transmissão. O facto das antenas Wi-Fi não estarem limitadas na directividade, melhora a transmissão, porque aumenta a densidade de energia na direcção privilegiada, mas por outro lado provoca maiores interferências, i.e., ruído a outros sinais;
- A banda ISM, em torno dos 868MHz, é uma banda de livre utilização com pouca utilização em Portugal, o que contribui para uma diminuição do ruído nessas transmissões.

5.5 Trabalhos futuros

O trabalho desenvolvido apresenta inúmeras possibilidades de melhoria futura como sejam

Para melhoria da contabilização da energia gerada:

- Limpeza profunda da face dos painéis fotovoltaicos;
- Adoção de um sensor de irradiância em detrimento do sensor de iluminância;
- Adoção de sensor, ou sensores, de irradiância capaz de medir a radiação directa e difusa;
- Adoção de sensor de corrente com gama de medição próxima dos valores a medir. No trabalho foi usado um sensor de (0 a 30) V para medir correntes na ordem da centena de amperes;
- Adoção de um sensor de temperatura que permita medir directamente a temperatura no painel, e não, como foi realizado no trabalho, medição da temperatura ambiente;
- Verificação da linearidade de resposta do ADC através de calibração e limitar, se for o caso, à medição na gama linear;
- Utilização de sensores com precisão declarada pelos fabricantes na gama de utilização, preferencialmente de acordo com normas internacionais para o tipo de instrumento em causa, para quantificar a precisão e exatidão das suas medições. E efetuar a respetiva calibração para verificar que operam efetivamente dentro dos valores de erro declarados;
- Quantificação da incerteza da medição em todos os sistemas de medição, temperatura,

tensão, corrente, irradiância e inclinação solar.

Ao nível da avaliação dos dados de monitorização:

- Cálculo do rácio de desempenho, PR, definido pela norma ISO EN 61724-1:2017, com correspondentes tempos de aquisição de dados, e utilização de equipamentos de medição de acordo com as características definidas pela norma, que permita avaliar a qualidade do sistema de painéis solares;
- Cálculo, em cada instante, do valor teórico de potência, com base nos dados técnicos dos painéis, tendo por base os valores em tempo real, de temperatura, inclinação solar e irradiância;
- Comparação em tempo real, entre o valor teórico de potência para as condições do momento, temperatura, inclinação solar e irradiância, e o valor de potência medido;
- Utilização sem custos, ou subscrição, de uma base de dados que seja acessível em qualquer ponto da internet, que permita guardar os dados de monitorização por períodos alargados, ou
- Desenvolvimento de uma base de dados, acessível pela internet, para arquivo e posterior acesso dos dados de monitorização;

Ao nível da programação

- Desenvolvimento da programação no microcontrolador da receção, para codificar os dados por forma a poderem ser enviados diretamente para a base de dados na internet sem necessidade de reprogramação intermédia pelo programa Node-Red;
- Criação de uma aplicação para telemóvel que permita aceder e visualizar os dados de monitorização da base de dados.

Ao nível dos circuitos eletrónicos associados aos sensores:

- Em detrimento da utilização de microcontroladores integrados em placas de uso geral, exemplo Arduino, desenvolvimento de placas de circuito eletrónico com utilização de microcontroladores com ADC incluído, para redução de consumo;
- Desenvolvimento de um pequeno sistema de painel fotovoltaico com bateria, e eletrónica associada, para alimentação das placas de circuito eletrónico referidas em cima;
- Desenvolvimento de invólucros para os sensores e/ou placas de circuitos eletrónico ligadas aos sensores localizados no exterior, que não afetem a qualidade da medição e sejam resistentes às condições climáticas.

Ao nível global:

- Implementação do sistema de monitorização de acordo com uma das classes de monitorização estabelecidas na norma ISO 61724:2017 a uma central solar fotovoltaica em funcionamento, implementada numa área de pelo menos algumas centenas de metros quadrados, com colocação de diversos sensores espalhados pela instalação, para verificação do sistema de monitorização através da comunicação LoRa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIA

- [1] European Commission, "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT," Bruxelas, 2021.
- [2] "Solar Power Europe," [Online]. Available: <https://www.solarpowereurope.org/>. [Acedido em 08 08 2021].
- [3] Solar Power Europe, "Global Market Outlook 2021-2025," Bruxelas, 2021.
- [4] "Top 5 Largest Solar Power Plants of the World," [Online]. Available: <https://www.solarinsure.com/largest-solar-power-plants>. [Acedido em 09 08 2021].
- [5] PES - Power and Energy Solutions, "Magazine: PES SOLAR/PV Industry Optimization," *Potencial Induction Degradation*, pp. 58-61, 2020.
- [6] Sergiu Spataro, Dezso Sera, Tamas Kereks, Remus Teodorescu, "Diagnostics method for photovoltaic systems based on I-V measurements," *Solar Energy*, pp. 29-44, 3 06 2015.
- [7] International Electrotechnical Commission [IEC], IEC 61724-1:2017 - Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring, 2017.
- [8] BIPM - Bureau International des Poids et Mesures, Evaluation of measurement data - Guide to the Expression of Uncertainty (GUM), 1 ed., BIPM, 2008, p. 134.
- [9] Gaikar Vilas Bhau a, Radhika Gautamkumar Deshmukh b, T. Rajasanthosh kumar, Subhadip Chowdhury d, Y. Sesharao e, Yermek Abilmazhinov, "IoT based solar energy monitoring system," 21 7 2021.
- [10] ThingSpeak, "ThingSpeak for energy monitoring," [Online]. Available: https://thingspeak.com/pages/energy_monitoring. [Acedido em 30 Nov 2021].
- [11] Kanaga Durga Deenadayalan; A. Arunraja; S. Jayanthi; Suresh Selvaraj, "IoT based Remote Monitoring of mass Solar Panels," em *2020 International Conference on Electronics and Sustainable Communication Systems (ICESC)*, 2020.
- [12] "Modbus," [Online]. Available: <https://modbus.org/>.
- [13] Renata I. S. Pereira; Sandro C. S. Jucá; Paulo C.M.Carvalho, "IoT embedded systems network and sensors signal conditioning applied," 29 03 2019.
- [14] Kamet Trading B.V., "Pt100 Sensors, a platinum resistance thermometer," [Online]. Available: <https://kamet-trading.com/pt100-sensor/>. [Acedido em 2021 12 07].
- [15] Hukseflux India Thermal sensors, "LP02 Piranometer," [Online]. Available: <https://www.huksefluxindia.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/lp02-pyranometer>. [Acedido em 2021 12 07].

- [16] ESPRESSIF SYSTEMS (SHANGHAI) CO. LTD, “ESP32,” [Online]. Available: <https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32>. [Acedido em 2021 12 05].
- [17] ESPRESSIF SYSTEMS (SHANGHAI) CO. LTD., “ESP8266,” [Online]. Available: <https://www.espressif.com/en/products/socs/esp8266>. [Acedido em 2021 12 05].
- [18] NRG Systems, “NRG #40C Anemometer,” [Online]. Available: <https://www.tande.com.tw/ins- img-anemometer/specs-nrg40c.pdf>. [Acedido em 2021 12 07].
- [19] Components 101, “DHT11 - Temperature and humidity sensor,” [Online]. Available: <https://components101.com/sensors/dht11-temperature-sensor>. [Acedido em 2021 12 07].
- [20] Akash Chavan, Ketan Patil, Saurabh Pusadkar, Rohan Hendre, Prof. Shabda Dongaonkar, “LoRa Communication for Autonomous Solar panel Cleaning Robots,” 1 07 2020.
- [21] Semtech, “Semtech SX1276,” [Online]. Available: <https://www.semtech.com/products/wireless- rf/loro-core/sx1276>. [Acedido em 07 Dez 2021].
- [22] Y. Hirata, S. Noro, T. Aoki and S. Miyazawa, “Diagnosis photovoltaic failure by simple function method to acquire I–V curve of photovoltaic modules string,” em *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.
- [23] M. Baba, T. Shimakage and N. Takeuchi, “Examination of fault detection technique in PV systems,” em *Intelec 2013; 35th International Telecommunications Energy Conference, SMART POWER AND EFFICIENCY, 2013*.
- [24] N. Gokmen, E. Karatepe, S. Silvestre, B. Celik, P. Ortega, “An efficient fault diagnosis method for PV systems based on operating voltage-window,” em *Energy Conversion and Management, vol. 73 (2013)*.
- [25] M. González, B. Raison, S. Bacha and Long Bun, “Fault diagnosis in a grid-connected photovoltaic system by applying a signal approach,” em *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2011*, Novembro 2013.
- [26] T. G. Amaral, V. Fernão Pires, A. J. Pires, “Fault Detection in PV Tracking Systems Using an Image Processing Algorithm Based on PCA,” em *Energies, vol. 14, Issue 21*, Novembro 2021, pp. 1-18.
- [27] K. Mainzer, S. Killinger, R. McKenna, W. Fichtner, “Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques,” em *Solar Energy, vol. 155*, Outubro 2017, pp. 561-573.
- [28] Sigfox. [Online]. Available: <https://www.sigfox.com/en>.
- [29] Zigbee. [Online]. Available: <https://zigbeealliance.org/>.
- [30] “Non-Invasive Sensor: YHDC SCT013-000,” [Online]. Available: <https://www.poweruc.pl/blogs/news/non-invasive-sensor-yhdc-sct013-000-ct-used-with-arduino-sct-013>. [Acedido em 22 Set 2021].
- [31] “ZMPTB1101b Datasheet,” [Online]. Available: <https://innovatorsguru.com/wp-content/uploads/2019/02/ZMPT101B.pdf>. [Acedido em 22 Set 2021].

- [32] “Enfosolar,” [Online]. Available: <https://cdn.ensolar.com/Product/pdf/Crystalline/5dd2384fbaca6.pdf>. [Acedido em 02 Set 2021].
- [33] “LM35,” [Online]. Available: <https://www.ti.com/product/LM35>. [Acedido em 22 Set 2021].
- [34] NASA, “Solar Irrandiance,” [Online]. Available: https://www.nasa.gov/mission_pages/sdo/science/Solar%20Irradiance.html. [Acedido em 25 Set 2021].
- [35] “LUMINANCE AND CHROMATICITY,” [Online]. Available: https://colorusage.arc.nasa.gov/lum_and_chrom.php. [Acedido em 24 Set 2021].
- [36] “RS-Online,” [Online]. Available: <https://docs.rs-online.com/fb50/0900766b8001a9d6.pdf>. [Acedido em 9 Set 2021].
- [37] “Light Dependent resistor, (LDR),” [Online]. Available: <http://lednique.com/opto-isolators-2/light-dependent-resistor-ldr/>. [Acedido em 20 Set 2021].
- [38] Arduino, “Arduino Mega Rev3,” [Online]. Available: <https://docs.arduino.cc/hardware/mega-2560>. [Acedido em 2021 11 10].
- [39] Arduino, “Arduino Nano,” [Online]. Available: <https://store.arduino.cc/products/arduino-nano>. [Acedido em 20 Nov 2021].
- [40] M. Luz, “Apresentação trabalho em Telecomunicações em redes de Energia Eléctrica - Mestrado em Eng^a Elect. e computadores,” Setubal, 2020.
- [41] “LoRa Alliance,” [Online]. Available: <https://loro-alliance.org/>. [Acedido em 17 Jun 2021].
- [42] Reyax, “RYKR896,” [Online]. Available: <https://reyax.com/products/rylr896/>. [Acedido em 10 Nov 2021].
- [43] Reyax, “RYLR896,” [Online]. Available: <https://reyax.com/products/rylr896/>. [Acedido em 22 Set 2021].
- [44] The Things Network, [Online]. Available: www.thethingsnetwork.org/airtime-calculator. [Acedido em 11 11 2021].
- [45] The Things Network, “Spreading Factors,” [Online]. Available: <https://www.thethingsnetwork.org/docs/lorawan/spreading-factors/>. [Acedido em 26 Set 2021].
- [46] InfluxData Inc, “InfluxDB Cloud,” [Online]. Available: <https://www.influxdata.com/products/influxdb-cloud/>. [Acedido em 10 Nov 2021].
- [47] OpenJS Foundation, “Node-Red,” [Online]. Available: <https://nodered.org/>. [Acedido em 10 Nov 2021].
- [48] “Light Dependent Resistors, LDR,” [Online]. Available: <https://lednique.com/opto-isolators-2/light-dependent-resistor-ldr/>. [Acedido em 22 Set 2021].
- [49] Arduino, “Arduino Nano,” [Online]. Available: <https://store.arduino.cc/products/arduino-nano>. [Acedido em 22 Set 2021].
- [50] Arduino, “Arduino Mega 2560 Rev3,” [Online]. Available: <https://store.arduino.cc/products/arduino-mega-2560-rev3>. [Acedido em 22 Set 2021].

- [51] The Royal Swedish Academy of Sciences, "Albert Einstein - Biographical," [Online]. Available: <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/einstein/biographical/>. [Acedido em 18 Set 2021].
- [52] The Royal Society, "The 1919 eclipse results that verified general relativity and their later detractors: a story re-told," 21 10 2020. [Online]. Available: <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsnr.2020.0040>. [Acedido em 18 08 2021].
- [53] Governo de Portugal - Min da Economia e do Emprego, VIM - Vocabulário Internacional de Metrologia, Caparica: Instituto Português da Qualidade, 2012.
- [54] IAF - International Accreditation Forum, "About IAF MLA," [Online]. Available: <https://iaf.nu/en/about-iaf-mla/>. [Acedido em 15 Nov 2021].
- [55] RS Online, "RS Online - Shunts," [Online]. Available: <https://nz.rs-online.com/web/c/automation-control-gear/process-control/shunts/>. [Acedido em 21 Set 2021].
- [56] Safa Kasape, Thermoelectric effects in Metals: Thermocouples, McGraw-Hill, 2001.
- [57] Texas Instruments, "A basic guide to thermocouples measurement," [Online]. Available: <https://www.ti.com/lit/an/sbaa274/sbaa274.pdf>. [Acedido em 15 Nov 2021].
- [58] Thermometrics Corporation, "RTD Sensor accuracy and tolerance standards," [Online]. Available: <https://www.thermometricscorp.com/acstan.html>. [Acedido em 15 Nov 2021].
- [59] Geyer, William B. Stine and Michael, "The Power from the Sun," [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. [Acedido em 05 Set 2021].
- [60] Ammonit Measurement GmbH, "Pyranometer Delta-T Sunshine SPN1," [Online]. Available: https://www.ammonit.com/media/filer_public/36/8b/368b131a-983d-4cbb-95cd-d9f1f1d7d5cd/pyranometer_delta-t-sunshine_s65100.pdf. [Acedido em 14 10 2021].
- [61] Delta-T Devices Ltd, "Sunshine Pyranometer, Type SPN1," [Online]. Available: <https://delta-t.co.uk/>. [Acedido em 15 Nov 2021].
- [62] ISO - International Standard Organization, "ISO 9060:2018 - Solar Energy, Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct radiation," [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/67464.html>. [Acedido em 2021 11 15].
- [63] Gobar solar Atlas, [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Acedido em 2021 Nov 10].
- [64] Eugene Hecht, Óptica, Fundação Calouste Gulbenkian, 1991.
- [65] M. Born, Física Atómica, Fundação Calouste Gulbenkian, 1986.
- [66] F. L. Inc, "Multilayer Plastic Sheet for light pipe". Patente WO 02/08808 A1, 31 Jan 2002.
- [67] Miguel Luz, "Relatório da UC - Telecomunicações em Redes de Energia elétrica.," 2021.
- [68] IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, "IEEE Internet of Things Journal," [Online]. Available: <https://iee-iotj.org/>. [Acedido em 08 Set 2021].
- [69] NIST - National Institute of Standards and Technology, "Electromagnetic Signal Attenuation in Construction Materials," 1997.
- [70] The Things Network, "What are LoRa and LoRaWan?," [Online]. Available:

<https://www.thethingsnetwork.org/docs/lorawan/what-is-lorawan/>. [Acedido em 17 06 2021].

[71] Lora Alliance Inc, "Intellectual Property Rights Policy," 2 2 2017. [Online]. Available: <https://lora-alliance.org/wp-content/uploads/2021/01/LA-IPR-Policy.pdf>. [Acedido em 08 Set 2021].

[72] National Geographic, "Echo location is nature's built-in sonar. Here's how it works.," 3 2 2021. [Online]. Available: <https://www.nationalgeographic.com/animals/article/echolocation-is-nature-built-in-sonar-here-is-how-it-works>. [Acedido em 09 Set 2021].

[73] Semtech Corporation, "LoRa Developer Portal," 1 12 2019. [Online]. Available: https://lora-developers.semtech.com/uploads/documents/files/LoRa_and_LoRaWAN-A_Tech_Overview-Downloadable.pdf. [Acedido em 09 Set 2021].

[74] "LoRa," [Online]. Available: <https://lora.readthedocs.io/en/latest/#eirp-and-erp>. [Acedido em 26 Set 2021].

6 ANEXO 1: Incerteza das medições

Um fator muita vez negligenciado é a credibilidade das medições, ou por outras palavras, o valor da incerteza nas medições.

A metrologia é a ciência que estuda a medição e as suas aplicações, que permite contabilizar a incerteza associada à medição, e, conseqüentemente, numa medição se poder aquilatar as grandezas de influência, as suas contribuições no valor da incerteza, e dessa forma, poder intervir sobre o sistema de medição, alterando o método ou equipamentos para se reduzir o valor da incerteza de acordo com o desejado ou possível.

A importância do cálculo da incerteza numa medição pode ser atestada pela aceitação da Teoria da Relatividade Geral publicada por Albert Einstein em 1915 [51]. A mesma só foi aceite pela comunidade internacional quando o físico inglês Arthur Eddington numa excursão em 1919 à ilha de S. Tomé e Príncipe, conseguiu medir a curvatura dos raios solares na presença de um campo gravítico, no caso a Lua, num eclipse solar com uma incerteza de medição suficientemente baixa para provar a teoria [52]. A figura 6.1, com representação exagerada da flexão dos feixes solares, ilustra o fenómeno.

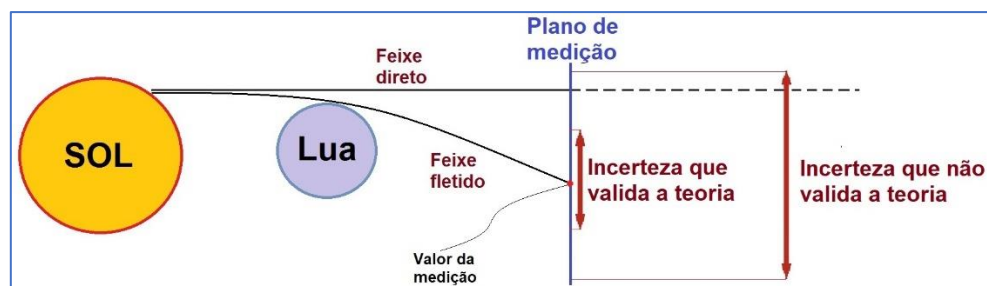


Figura 6.1 - Incerteza de medição: Flexão da luz

Caso a incerteza de medição do feixe fletido tivesse uma amplitude que incorporasse o valor do feixe direto não era possível validar a flexão do feixe e respetiva Teoria Geral da Relatividade.

Suponhamos, para melhor compreensão, alguns exemplos práticos de centrais solares:

Exemplo 1:

- Central solar de 100 MVA, com ligação à rede através de um
- Transformador com potência nominal de 100 MVA,

Ligação a linha de 30 kV, medido com incerteza de 1%,

- Corrente elétrica de 3,33 kA, medido com incerteza de 1%

Numa aproximação de primeira ordem, sendo a potência dada por $P=VI$, os erros das incertezas somam-se, tendo-se um erro final na potência de $\pm 0,2$ MVA.

$$P = VI \rightarrow \Delta P = \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial P}{\partial I} \Delta I = I \cdot \Delta V + V \times \Delta I = 3,33kA \times \frac{30kV}{100} + 30kV \times \frac{3,33kA}{100} \approx 2MVA$$

Tendo-se uma incerteza no valor da potência final de ± 2 MVA.

O que significa poder haver um diferencial na medição da energia e respectivo custo, entre o que a rede está a receber e o que está a ser contabilizado, de 4 MWh. Ao final do dia, 24h, são 96 MWh, e no final do ano, 365 dias, 35 GWh.

Exemplo 2:

- Central solar com potência de 20MW
- Conversor DC/AC de 100 KW, com incerteza de 1%, cada um ligado a
- 200 conjuntos de painéis solares

Sendo a potência total dada pelo somatório das potências individuais dos "i" inversores, $P = \sum P_i$, os erros da precisão somam-se.

$$P = \sum_i (P \pm \Delta P_i) \rightarrow \Delta P = \sum_i (\pm \Delta P_i) = 200 \times \frac{100kW}{100} = 200kW$$

Tendo-se um erro final na potência de $\pm 0,2$ MVA.

O que significa poder haver um diferencial na medição da energia e respectivo custo, entre o que a rede está a receber e o que está a ser contabilizado, 400 kWh. Ao final do dia, 24h, são 9,6 MWh, e do ano, 365 dias, 3,5GWh.

De forma não exaustiva, existem termos técnicos metroológicos que importa reter: [53]

Grandeza – Propriedade de um fenómeno dum corpo ou duma substância, que pode ser expressa quantitativamente sob a forma de um número e de uma referência. Ex: Tensão, corrente, etc.

Mensuranda – Grandeza que se pretende medir. Ex: A corrente no circuito.

Unidade de medida – Grandeza escalar real, definida e adotada por convenção, com a qual qualquer outra grandeza da mesma natureza pode ser comparada para expressar, na forma de número, a razão entre duas grandezas. As unidades de medida são designadas por nomes e símbolos atribuídos por convenção. Ex: Unidade de medida do inverso do segundo é o hertz (Hz), e da diferença de potencial é o volt (V)

Erro – Diferença entre o valor medido duma grandeza e o valor de referência.

Indicação – Valor fornecido por um instrumento ou sistema de medição.

Padrão de medição – Padrão de medição que é utilizado para calibrar instrumentos ou sistemas de medição.

Calibração de um instrumento de medida – Operação que permite estabelecer, com incerteza de medição associada, o erro entre as indicações do instrumento de medida e os fornecidos por padrões de referência. Nota: Não confundir calibração com ajuste do equipamento de medida. Ex: ajuste de zero ou "auto-calibração".

Exatidão – Grau de concordância entre um valor medido e o verdadeiro valor da mensuranda. Veja-se exemplo da figura 3.1.

Precisão – Grau de concordância entre indicações ou valores medidos, obtidos por medições repetidas, no mesmo objeto. Veja-se exemplo da figura 6.2



Figura 6.2 - Incerteza de medição: Precisão e exatidão

Incerteza de medição - É um parâmetro associado ao resultado de uma medição que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser razoavelmente atribuídos à medição. O grau de confiança de uma medição é dado pelo valor da incerteza associado à mesma.

Uma medição deve ser representada da seguinte forma:

$$\text{Valor da medição} \pm K \cdot U \quad (6.1)$$

Em que:

- K - Fator de expansão associado à percentagem de confiança que se tem no resultado
- U - Incerteza total da medição correspondente a um grau de confiança de 68%. I.e., um desvio padrão numa distribuição normal.

Na prática, existem dois métodos de calcular a incerteza associada a uma medição:

- **Calibração do sistema de medição** – Através da comparação com um padrão de referência
- **Cálculo da incerteza de medição** - Contabilização das contribuições das incertezas dos diversos componentes do sistema de medição para obtenção da incerteza total.

As duas seções seguintes explicam estes dois métodos.

6.1 Calibração

Dado um sistema de medição, que no caso mais simples pode ser apenas um instrumento de medição, e.g. multímetro, ligado a diversos componentes, exemplo, cabo elétrico, ADC, microcontrolador, etc., em que se pode supor, pelas indicações das especificações técnicas dos fabricantes desses equipamentos, que têm erros de medição controlados, uma forma de obter o erro do sistema de medição é submeter o mesmo a uma calibração.

Normalmente, as calibrações são realizadas com recurso a laboratórios externos que possuem grandezas de referência com erros muito baixos e rastreadas a padrões internacionais de nível superior, para servirem de comparação ao sistema de medição do qual se quer saber o erro.

O exemplo seguinte fornece um exemplo prático dos resultados de uma calibração a um sistema de medição de corrente.

Exemplo - Sistema de medição a calibrar: Painel solar → Sensor de Corrente AC (saída analógica) → cabo elétrico → ADC → Valor RMS da corrente por cálculo em microcontrolador.

A calibração consistiria em medir, com um sistema de medição de referência, o valor da corrente DC à saída do painel solar e compará-lo, na gama de medição pretendida, por hipótese (0 a 30) A, com o resultado dado pelo microcontrolador. A tabela 6.1 exemplifica a possível calibração deste sistema de medição de corrente na gama de (0 a 30) A.

Tabela 6.1 - Valores de calibração do sistema de medição de corrente

Valor de referência (A)	Valor medido (A)	Erro (A)	Erro relativo absoluto %
0,000	0,010	-0,010	1,0
1,000	0,985	0,015	1,5
5,000	5,009	-0,009	0,9
10,000	10,030	-0,030	3,0
20,000	20,021	-0,021	2,1
30,000	29,975	0,025	2,5

Pode-se constatar que o erro máximo relativo absoluto é de 3 %. Podendo se supor que o sistema de medição de corrente AC tem, na gama de medição (0 a 30) A, uma incerteza de $\pm 3\%$, para uma probabilidade de 95,45% de confiança na medição.

A probabilidade de 95,45% de confiança na medição, é a densidade de probabilidade usada em certificados de calibração emitidos por laboratórios acreditados, i.e. com rastreabilidade conhecida dos seus padrões de referência e sujeitos a auditorias anuais pela entidade acreditadora do país. Em Portugal, a entidade acreditadora é o IPAC-Instituto Português de Acreditação, que é membro do *IAF MLA – International Accreditation Forum, Multilateral Recognition Agreement*, [54] e dessa forma reconhecimento internacional de outras entidades acreditadores signatárias do IAF MLA.

6.2 Cálculo da incerteza de medição

O cálculo da incerteza de uma medição Y , inclui a avaliação das grandezas de entrada, X_i , que devidamente contabilizados permitem obter a incerteza final da medição.

No caso mais comum, em que as grandezas de entrada, X_i , não estão correlacionadas entre si, a sequência para cálculo da incerteza associado à medição são os seguintes, sequencialmente:

1. Estabelecimento do valor da mensuranda (grandezas de saída), Y , relativamente à(s) grandezas de entrada, X_i . Em que $Y = Y(X_1, X_2, \dots)$, e cada X_i com uma incerteza $u(X_i)$;
2. Se aplicável, cálculo das incertezas do Tipo A, e graus de liberdade associado;
3. Se aplicável, cálculo das incertezas do Tipo B, e graus de liberdade associado;
4. Cálculo dos coeficientes de sensibilidade, $C_i = \frac{\partial Y}{\partial X_i}$, associados a cada X_i ,

5. Cálculo da incerteza padrão, u , tal que $u^2(Y) = \sum_i [C_i^2 \cdot u^2(X_i)]$;
6. Determinação dos graus efetivos de liberdade de cada X_i ;
7. Determinação dos graus efetivos de liberdade, através da fórmula de Welch-Satterthwaite, para cálculo do valor de K , factor de expansão;
8. Apresentação do resultado final da medição e respetiva incerteza: Medição \pm K.u.

6.2.1 Incerteza do Tipo A

É um método de avaliação da incerteza baseado em análises estatísticas de séries de observações. Na maioria dos casos a melhor estimativa, ou valor expectável do valor medido de uma variável aleatória, é a média aritmética das “n” observações.

$$\text{Média, } \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_k \quad (6.2)$$

As observações individualmente podem diferir entre si em valor, devido a variações aleatórias em consequência de efeitos aleatórios. A variância experimental das “n” observações, que estima a variância experimental da distribuição de probabilidade, é dada por

$$\text{Variância experimental numa medição, } \sigma^2 = (x_k) = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2 \quad (6.3)$$

Com base no valor da variância é possível obter o desvio padrão da medição.

$$\text{Desvio padrão da amostra, } \sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2} \quad (6.4)$$

Suponha-se que temos um saco com “N” bolas cada uma marcada com um valor de medição, e que retiramos um conjunto de n bolas, com “n” < “N”, apontamos o valor médio numa bola branca que metemos noutra saco, e recolocamos as “n” as bolas no saco. Ao repetir a operação inúmeras vezes ficamos com um saco cheio de bolas brancas com o valor médio de cada medição. O desvio padrão da média das medições, σ_m , é dado por σ/\sqrt{n} , i.e.

$$\text{Desvio padrão da média, } \sigma_m = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (6.5)$$

Pode-se com isto dizer que a melhor estimativa do valor da medição é dado por:

$$\text{Valor médio } \pm \text{ incerteza } \therefore \bar{x} \pm \sigma_m \quad (6.6)$$

Um fator importante é o número de graus de liberdade, ν_i , associado à medição, que é dado por n-1, devendo o número de observações ser suficientemente extenso para assegurar que os valores calculados são uma razoável estimativa dos valores médios e variância.

Em níveis mais baixos de cadeias de calibração, em que os padrões de calibração são assumidos como sendo exatos, a incerteza de calibração pode resultar somente da análise estatística de série de medições, i.e., somente do Tipo A.

Exemplo:

A Tabela 6.2 exemplifica um conjunto de 20 medições, supostas independentes entre si, de uma resistência padrão de 100 Ω por um multímetro com resolução de 0,01 Ω .

Tabela 6.2 - Cálculo do valor de resistência e respetiva incerteza

Valores de resistência medidos, R_k (Ω)									
99.03	102.36	99.74	100.33	98.25	98.61	101.2	100.42	101.57	99.49
101.11	100.07	101.84	98.18	100.68	100.95	99.56	96.9	99.89	102.72
Média, $\bar{R} = 100,14 \Omega$			$\sigma (R_k)=1,49 \Omega$		Incerteza da média: $\sigma_m(R) = \sigma(\bar{R}) = \frac{\sigma(t_k)}{\sqrt{20}} = 0,33 \Omega$				
O resultado da medição deverá ser dado por: (Valor \pm incerteza) $\rightarrow R = (100,14 \pm 0,33) \Omega$ (Número de graus de liberdade, $\nu = 20 - 1 = 19$)									

Para medições supostamente independentes entre si, pode-se assumir uma função de densidade de probabilidade normal, relativamente aos valores das medições, cuja distribuição de probabilidade é dada pela figura 6.3.

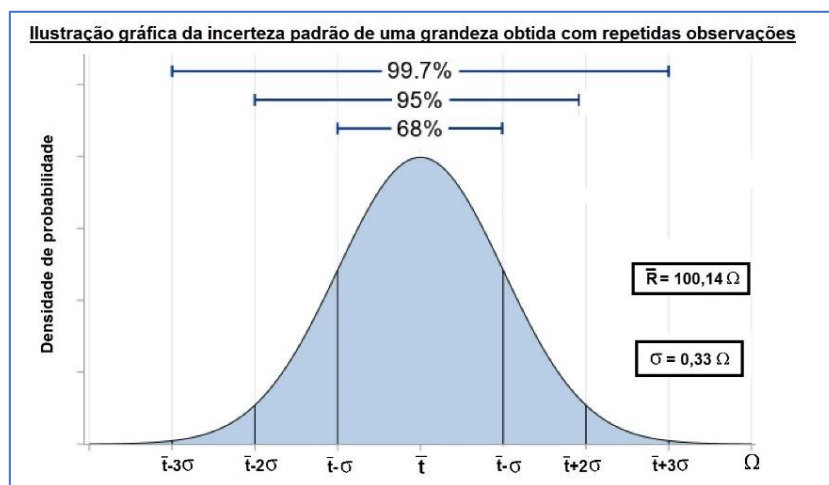


Figura 6.3 - Incerteza de medição: Tipo A - Distribuição de probabilidade

Com base na distribuição da figura 6.3 é possível saber a confiança da incerteza da medição em função do grau de confiança pretendido.

- Confiança de 68% \rightarrow Valores compreendidos entre: $(100,14 \pm 0,33) \Omega$
- Confiança de 95% \rightarrow Valores compreendidos entre: $(100,14 \pm 0,66) \Omega$
- Confiança de 99,7% \rightarrow Valores compreendidos entre: $(100,14 \pm 0,99) \Omega$

Naturalmente, do ponto de vista físico, ter uma confiança de 100% do valor da medição implica ter valores de incerteza compreendidos entre $\pm \infty \Omega$, i.e. $(100,14 \pm \infty) \Omega$.

6.2.2 Incerteza do Tipo B

É um método de avaliação da incerteza por outros meios que não o da análise estatística de séries de observações. Sendo baseada na informação disponível sobre a variabilidade possível da grandeza a medir. Exemplos de informação disponível sobre a variabilidade da grandeza são:

- dados de medições prévias
- especificações de fabricantes
- dados de referência ou provenientes de manuais
- dados de calibrações e outros certificados

Um caso comum é a medição ser obtida em equipamentos com indicação digital, em que só é possível estimar o valor medido entre valores limites superiores e inferiores, a_+ e a_- , correspondentes a uma resolução com amplitude $2a$. Nesse caso deve ser usada uma distribuição de probabilidade constante entre esses limites, porque todos os valores nesse intervalo são igualmente prováveis como se mostra na figura 6.4.

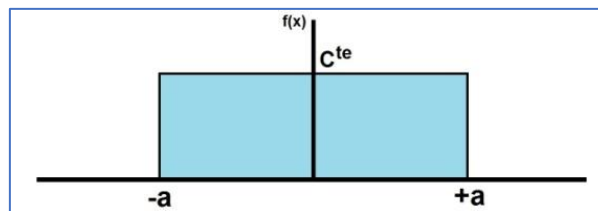


Figura 6.4 - Incerteza de medição - Distribuição quadrangular

Neste tipo de distribuição o valor médio passa a ser dado por

$$\text{Média, } \bar{x} = \frac{1}{2a} \int_{-a}^{+a} f(x) \cdot dx \quad (6.7)$$

A variância, ou incerteza, u , é dado por

$$\text{Variância, } \sigma^2(x) = \frac{\int_{-a}^{+a} (x - \bar{x})^2 \cdot f(x) \cdot dx}{\int_{-a}^{+a} f(x) \cdot dx} = \frac{1}{3} a^2 \quad (6.8)$$

O desvio padrão, ou incerteza, é dado por:

$$\text{Incerteza, ou desvio padrão, } \sigma(x) = \frac{1}{\sqrt{3}} a \quad (6.9)$$

Exemplo:

- Medição do valor de tensão de 100 V com multímetro com resolução de 1V, i.e., com $a = \pm 0,5$ V
- Valor da medição + incerteza associada: $(100 \pm 0,5/\sqrt{3})$ V \rightarrow $(100 \pm 0,29)$ V

6.2.3 Incerteza combinada

Com base na expressão matemática, $Y = Y(X_1, X_2, \dots)$, que estabelece o valor da mensuranda (grandeza de saída), Y , relativamente à(s) grandeza(s) de entrada, X_i , deverão ser calculados os coeficientes de sensibilidade C_i para se obter a contribuição para incerteza padrão $u(Y)$

$$C_i = \frac{\partial Y}{\partial X_i}; \quad u^2(Y) = \sum_i C_i^2 \cdot u^2(X_i) \quad (6.10)$$

Exemplo:

Suponha-se que se quer medir a diferença de potencial absoluto de um ponto à terra, com uma medida intermédia, nas condições da figura 6.5

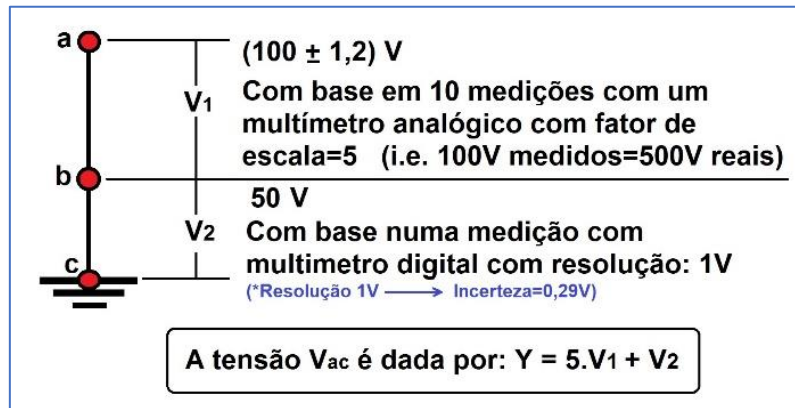


Figura 6.5 - Incerteza de medição – Medição de tensão

Os coeficientes de sensibilidade são iguais a

$$C_1 = \frac{\partial Y}{\partial V_1} = 5; \quad C_2 = \frac{\partial Y}{\partial V_2} = 1 \quad (6.11)$$

A contribuição individual para a incerteza padrão é

$$c_1 \cdot u_1 = 5 \times 1,2V = 6,0V; \quad c_2 \cdot u_2 = 1 \times 0,29V = 0,29V \quad (6.12)$$

E a incerteza padrão:

$$u(Y) = c_1 \cdot u_1 + c_2 \cdot u_2 = 5 \times 1,2 + 1 \times 0,29 = 6,29 V \quad (6.13)$$

O resultado final da medição é dado por

- Valor da medição + incerteza: (500x5 + 50 ± incerteza) V → (550 ± 6,29) V

6.2.4 Graus de liberdade efetivos, ν_{eff}

Para o cálculo da incerteza expandida é necessário quantificar os graus de liberdade eficazes, ν_{eff} , que são os graus de liberdade associado a cada grandeza medida com a respetiva incerteza através da fórmula de Welch-Satterthwaite [8]

$$\nu_{eff} = \frac{u^4}{\sum_{i=1}^N \frac{u_i^4}{\nu_i}} \quad (6.14)$$

- u – Incerteza final da medição, dado pela equação (6.10)
- u_i – Incertezas associadas às grandezas de entrada X_i
- ν_i – Graus de liberdade associados à grandeza de entrada X_i

Exemplo: No caso da medição como exemplo da secção anterior obtém-se o seguinte resultado:

$$v_{eff} = \frac{6,29^4}{\frac{6^4}{10} + \frac{0,29^4}{1}} = 12,1 \text{ graus de liberdade efetivos} \quad (6.15)$$

6.2.5 Fator de expansão, K

Com base na distribuição t-student, e dos graus de liberdade efetivos, v_{eff} , é possível saber qual o fator de expansão associado à incerteza para a percentagem de probabilidade pretendida. Em certificados de calibrações é usual referir incerteza de medição associada à probabilidade de 95,45%, equivalente a 2 desvios padrões na distribuição normal. Para esta probabilidade, quando os graus de liberdade tendem para $+\infty$, o valor do fator de expansão, K, tende para 2

Exemplo:

No caso da medição como exemplo da secção anterior, que se calculou como tendo 12 graus de liberdade, o fator de expansão pode ser obtido com base na tabela da figura 6.6. [8]

JCGM 100:2008						
Table G.2 — Value of $t_p(v)$ from the t -distribution for degrees of freedom v that defines an interval $-t_p(v)$ to $+t_p(v)$ that encompasses the fraction p of the distribution						
Degrees of freedom v	Fraction p in percent					
	68,27 ^{a)}	90	95	95,45 ^{a)}	99	99,73 ^{a)}
1	1,84	6,31	12,71	13,97	63,66	235,80
2	1,32	2,92	4,30	4,53	9,92	19,21
3	1,20	2,35	3,18	3,31	5,84	9,22
4	1,14	2,13	2,78	2,87	4,60	6,62
5	1,11	2,02	2,57	2,65	4,03	5,51
6	1,09	1,94	2,45	2,52	3,71	4,90
7	1,08	1,89	2,36	2,43	3,50	4,53
8	1,07	1,86	2,31	2,37	3,36	4,28
9	1,06	1,83	2,26	2,32	3,25	4,09
10	1,05	1,81	2,23	2,28	3,17	3,96
11	1,05	1,80	2,20	2,25	3,11	3,85
12	1,04	1,78	2,18	2,23	3,05	3,76
13	1,04	1,77	2,16	2,21	3,01	3,69
14	1,04	1,76	2,14	2,20	2,98	3,64
15	1,03	1,75	2,13	2,18	2,95	3,59

Figura 6.6 - Incerteza de medição: Distribuição t-Student

Com base na tabela da figura 6.6 é possível saber qual o fator de expansão, k , associado a cada percentagem de probabilidade. Para 16 graus de liberdade tem-se:

- Probabilidade 68,27% → $K=1,03$
- Probabilidade 90,00% → $K=1,75$
- Probabilidade 95,45% → $K=2,17$
- Probabilidade 99,73% → $K=3,54$

6.2.6 Incerteza expandida

O valor da medição e incerteza expandida é dada pela fórmula

$$\text{Medição} \pm U, \text{ com } U=K.u \quad (6.16)$$

Em que:

- K - Fator de expansão para a densidade de probabilidade escolhida
- U - Incerteza de medição

Nota: Geralmente é selecionada a densidade de probabilidade de 95,4 %

Exemplo:

No caso da medição como exemplo da secção anterior e nos valores fornecidos na tabela t-Student, têm-se como resultado final

- $550 \text{ V} \pm 2,17 \times 6,8 \text{ V} \rightarrow (500 \pm 15) \text{ V}$, para uma probabilidade de 95,45% de confiança na medição. Que é a densidade de probabilidade usada em certificados de calibração emitidos por laboratórios acreditados.

Para diferentes percentagens de probabilidade de confiança na medição, o valor final será, a título de exemplo:

- $550 \text{ V} \pm 1,04 \times 6,29 \text{ V} \rightarrow (500 \pm 6,54) \text{ V}$, para uma probabilidade de 68,27% de confiança na medição
- $550 \text{ V} \pm 3,76 \times 6,29 \text{ V} \rightarrow (500 \pm 23,4) \text{ V}$, para uma probabilidade de 99,73% de confiança na medição

Dependendo do grau de confiança que se pretende na incerteza da medição, assim é o valor de incerteza. **Uma certeza de 100% significaria uma incerteza a tender para o infinito, sinal que na natureza não existem medições 100% precisas.**

6.2.7 Resolução, precisão e exatidão da medição

É usual confundir-se resolução dos equipamentos de medição com a sua precisão e exatidão. Os fabricantes declaram, implicitamente, que a resolução apresentada pelos equipamentos seja coincidente com a sua precisão e exatidão. Porém, em particular em equipamentos com leituras digitais, alguns dos dígitos que aparecem são apenas “ruído eletrónico”. Num equipamento analógico esta analogia pode ser vista como o tremer da agulha que não permite separar dois traços da escala. Em consequência, na medição de valores em que seja requerida elevada confiança no valor da medição deve-se comprovar a precisão do equipamento de medida.

Exemplo:

Cálculo da exatidão precisão de um multímetro na medição de resistências em torno de 100 Ω , com base numa resistência padrão de 100,00 Ω . A tabela 6.3 mostra os valores de 20 medições, supostas independentes entre si, da resistência padrão.

Tabela 6.3 - Cálculo da exatidão e precisão, em resistência, Ω , de um multímetro

Valores de resistência medidos, R_k (Ω)									
99.03	102.36	99.74	100.33	98.25	98.61	101.2	100.42	101.57	99.49
101.11	100.07	101.84	98.18	100.68	100.95	99.56	96.9	99.89	102.72
Média = 100,14 Ω		$\sigma(R_k)=1,49 \Omega$		Incerteza da média: $\sigma_m(t) = \sigma(\bar{R}) = \frac{\sigma(R_k)}{\sqrt{20}} = 0,33 \Omega$					
A medição deverá ser dado por: (Valor médio da medição \pm incerteza) $\rightarrow R = (100,14 \pm 0,33) \Omega$									

Assumindo uma distribuição normal dos valores medidos, a função de densidade de probabilidade normal tem a forma da figura 6.7.

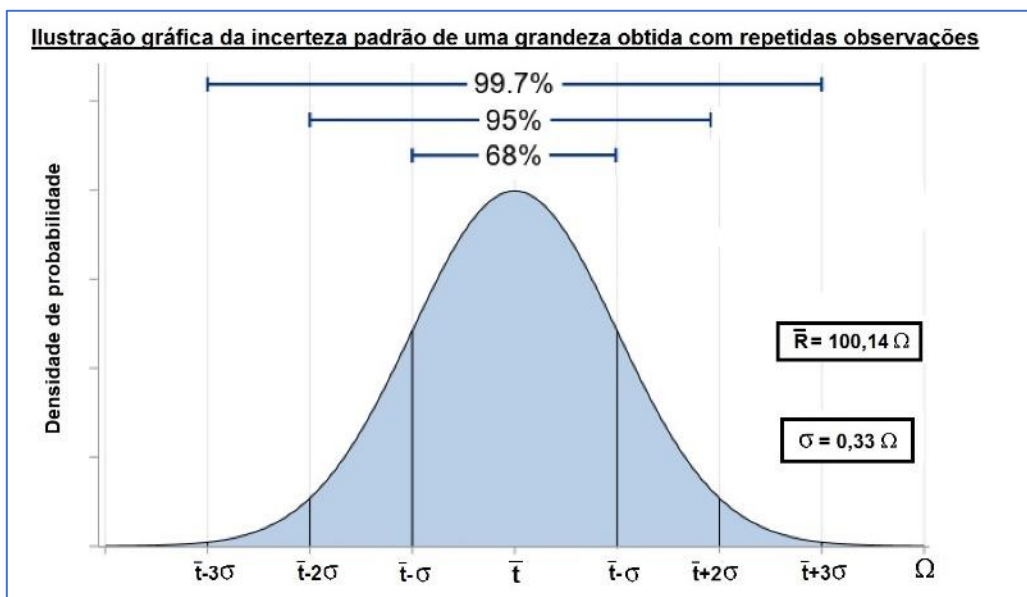


Figura 6.7 - Incerteza de medição: Tipo A - Distribuição de probabilidade

Conclui-se que na medição de valores de resistência na vizinhança dos 100 Ω , o multímetro tem as seguintes características metrológicas:

- Exatidão: Erro de +0,14 Ω
- Precisão: $\pm 0,33 \Omega$,

Ou seja, medições na vizinhança de 100 Ω :

- O valor da indicação do instrumento tem de ser reduzido em 0,14 Ω

É errado pensar que a resolução de 2 casas decimais, resolução do equipamento, é também a sua precisão. Porque na realidade ele apenas consegue separar medições distantes entre si de 0,33 Ω . Podendo-se inclusive supor que as indicações na casa das centésimas de Ohm constituem apenas ruído eletrônico do equipamento.

7 ANEXO 2: Análise teórica de componentes/parâmetros de monitorização

Os capítulos seguintes fazem uma análise teórica do funcionamento e bases científicas e/ou tecnológicas que suportam o funcionamento dos componentes do sistema de monitorização implementado.

7.1 Medição de corrente

Nas duas secções seguintes é descrito a solução adotada no sistema implementado, **medição AC através de um transformador**, por se ter optado por medir a corrente proveniente dos painéis à saída do inversor, e uma solução para **medição DC por divisor resistivo e Efeito de Hall**, por exemplo, antes da entrada nos inversores. É igualmente explicado o princípio de funcionamento de cada um dos métodos.

7.1.1 Medição AC – Por transformador

De acordo com a Lei de Ampere, $\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I$, i.e., uma corrente elétrica ao percorrer um condutor provoca um campo magnético, B, em seu redor. Igualmente, de acordo com a Lei de Faraday, $V = \oint \vec{E} \cdot d\vec{l} = -\frac{\partial}{\partial t} \iint B \cdot dS$, i.e., um campo magnético variando no tempo provoca uma diferença de potencial nas extremidades de um condutor, na sua vizinhança. A figura 7.1 ilustra os conceitos.

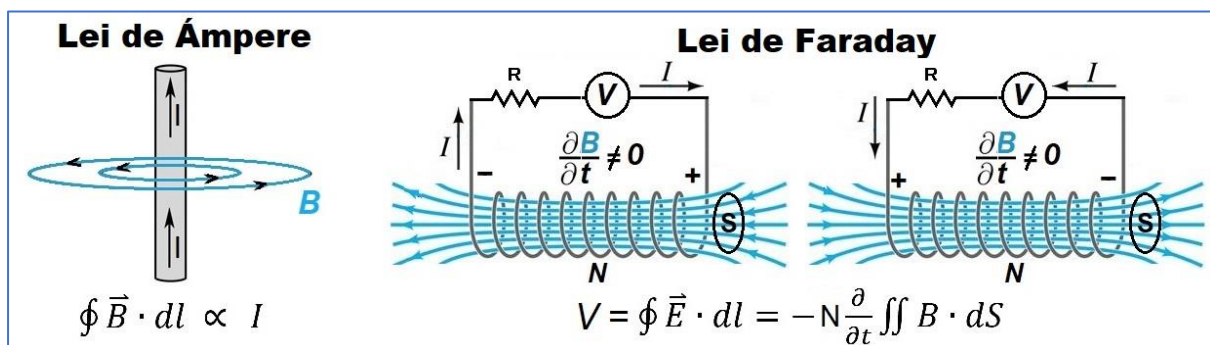


Figura 7.1 - Lei de Ampère e de Faraday

Se no caso da Lei de Ampère o fenómeno da criação de um campo magnético, B, em torno do condutor ocorre em corrente AC e DC, já na Lei de Faraday só existe a criação de um potencial para campos magnéticos variando no tempo, i.e. $\partial B/\partial t \neq 0$. No caso de espiras sujeitas a um campo B variando no tempo, o valor do potencial às suas extremidades é proporcional à área da superfície, S, envolvida

pelas espiras e ao número destas, N.

Estes dois fenómenos, juntamente com o facto dos campos magnéticos se reforçarem em materiais ferromagnéticos, devido ao alinhamento dos dipolos magnéticos aí presentes com o campo B, podem ser usados para medir o valor da corrente AC percorrida num circuito sem necessidade de o interromper, como exemplificado na figura 7.2.

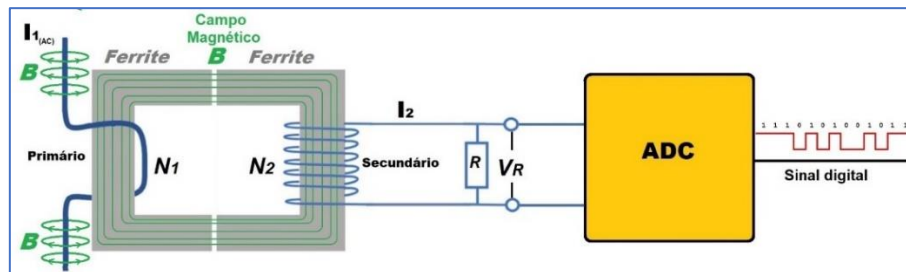


Figura 7.2 - Medição de corrente AC: Aplicação da lei de Faraday e Ampère

Uma corrente I_{AC} provoca ao longo do seu condutor um campo magnético B, cujas linhas de campo na presença de uma ferrite, material ferromagnético, percorrem toda a ferrite provocando uma diferença de potencial nas espiras do secundário. Essa diferença de potencial, V_R , pode ser medida com o auxílio de uma resistência de carga, R. A queda de tensão em R é, pois, proporcional ao valor da corrente I_{AC} , podendo esse valor ser convertido para um sinal digital por um ADC.

O valor de R deverá ser escolhido em função dos parâmetros da medição a efetuar e das características dos equipamentos.

Solução usada no sistema implementado: Para seleção do transformador de corrente partiu-se das seguintes considerações:

- Corrente máxima no primário, I_1 , $I_{AC}(rms)=100\text{ A}$ $I_{ACMáx}=141,4\text{ A}$;
- Amplitude de tensão no primário: $230\text{ V}(rms)$;
- A amplitude de valores de entrada analógica do ADC = (0 a 5) V.

Foi selecionado um transformador para funcionar no seguinte modo:

- Número de espiras do Primário, $N_1=1$;
- Número de espiras do Secundário, (característica do transformador), $N_2=2000$;
- Hipótese de transformador ideal, sem histerese ou saturação na gama de medição.

Nestas condições, a corrente máxima que passa no secundário, $I_2Máx$, é obtido através da relação de transformação entre a corrente e as espiras:

$$N_1 \times I_1 = N_2 \times I_2 \rightarrow I_2 = \frac{N_1 \times I_1}{N_2} \rightarrow I_2 = \frac{1 \times 141,4\text{ A}}{2000} \rightarrow I_2 = 70,7\text{ mA} \quad (7.1)$$

Observando que a tensão na entrada do ADC pode variar entre (0 a 5) V, o valor de R é obtido pela Lei de Ohm:

$$V = R \times I \rightarrow R = \frac{5\text{ V}}{70,7\text{ mA}} \rightarrow R = 70\ \Omega. \quad (7.2)$$

O circuito representativo do cálculo anterior é dado na figura 7.3.

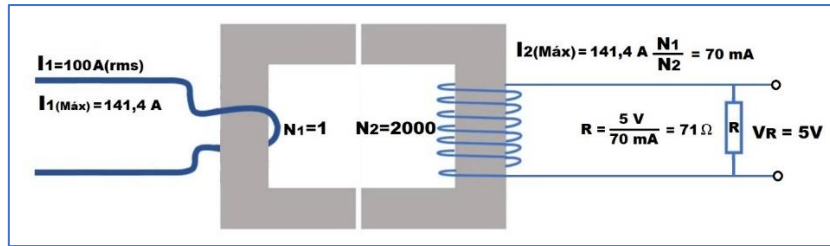


Figura 7.3 - Medição de corrente AC: Resistência de carga no transformador

Por não existirem resistências de 70Ω no mercado, e atendendo que a corrente de saída dos painéis fotovoltaicos era muito inferior ao I_2Max previsto, optou-se na prática por seleccionar uma resistência de 100Ω .

Sendo a tensão aplicada no primário sinusoidal, no secundário tem-se uma senoide com amplitude de $5 V$, mas com variações entre $-2,5 V$ e $+2,5 V$, sendo necessário adicionar uma tensão de compensação de $+2,5 V$ para se ficar com uma variação final entre $(0 a 5) V$, e dessa forma adaptada à entrada analógica do ADC, como se mostra na figura 7.4.

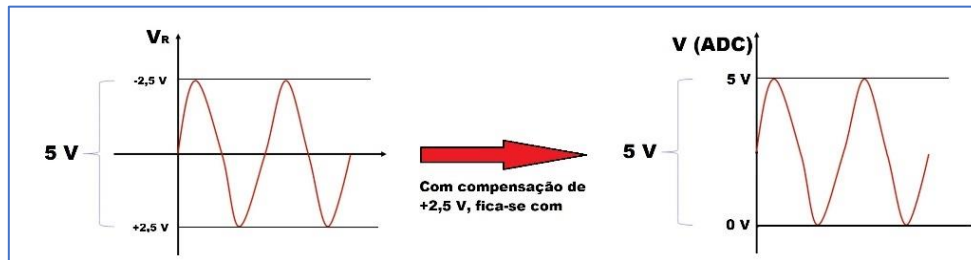


Figura 7.4 - Compensação de tensão para entrada $(0-5) V$ no ADC

Com uma tensão de entrada de $(0 a 5) V$ é possível ao ADC conseguir ler toda a tensão de entrada e converter para formato digital. Esta compensação de $+2,5 V$ foi conseguida na prática através do circuito da figura 7.5.

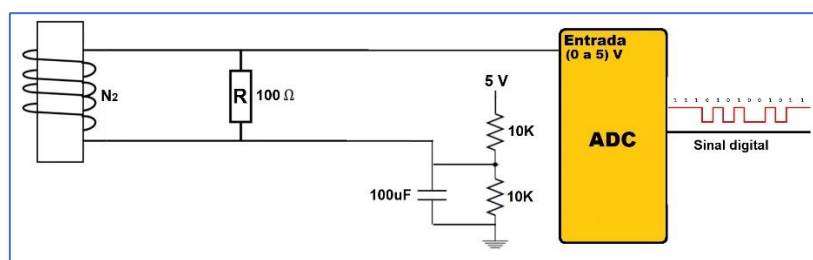


Figura 7.5 - Circuito de compensação de $2,5 V$ para entrada no ADC

O divisor resistivo de $10 K\Omega$ ligado a uma fonte de $5V$ introduz uma tensão de $2,5 V$ que associado a um condensador de $100 \mu F$ permite compensar a tensão à saída de R quando esta desce para valores negativos.

7.1.2 Medição DC – Divisor resistivo

Talvez a forma mais simples de medir a corrente eléctrica. Com base na Lei de Ohm, em que $I=V/R$,

medindo a queda de tensão numa resistência calibrada, i.e., com valor muito preciso, é possível saber a corrente que percorre o circuito.

A figura 7.6 mostra o circuito elétrico de ligação RShunt ao ADC, e um exemplo comercial desse dispositivo [55].

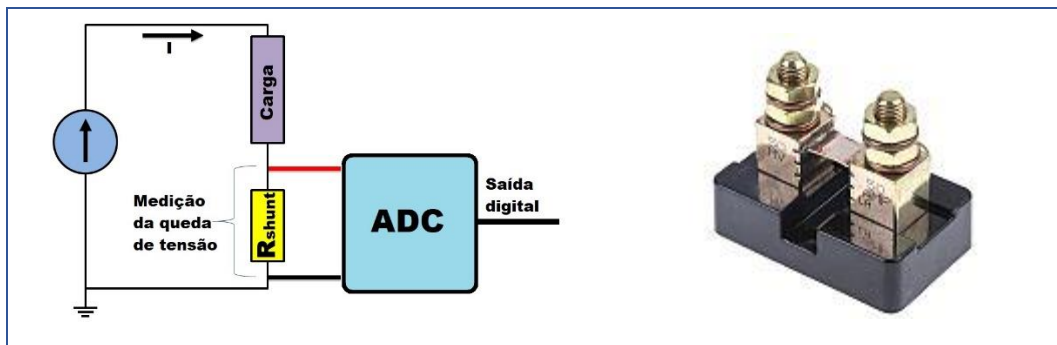


Figura 7.6 - Medição de corrente DC: RShunt

A corrente que percorre o circuito é dada por: $I = \frac{V_{Rshunt}}{R_{shunt}}$

Existem no mercado diversos modelos de Resistências do tipo Shunt com diferentes gamas de corrente, tensão e precisão, sendo necessário selecionar a mais adequada em função das circunstâncias.

Aspetos a ter em conta na sua utilização:

- É um método intrusivo, i.e., é necessário interromper o circuito para fazer a medição;
- Consome energia do circuito a avaliar, uma vez que a queda de tensão na resistência é função da Lei de Joule, $P=RI^2$, o que pode ser problemático em medições de grande precisão;
- No caso da saída em tensão estar ligada a um ADC, a resistência de shunt deve ter o terminal (-) junto à massa ou terra, para ficar com a mesma referência do ADC, e amplitude de tensão dentro dos limites de tensão aceite pela entrada do ADC;

7.1.3 Medição DC – Por Efeito de Hall

De acordo com a Lei de Lorentz, uma carga eletrónica, e , em movimento com velocidade V_e , quando submetida a um campo magnético, B , fica sujeita à força de Lorentz, dada por $\vec{F}_{Lorentz} = e (\vec{V}_e \wedge \vec{B})$. Ou seja, a carga elétrica fica sob ação de uma força com sentido perpendicular ao plano formado pelos vetores \vec{V}_e e \vec{B} .

Pela Lei de Ampère, $\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I$, i.e., uma corrente elétrica ao percorrer um condutor provoca um campo magnético, B , em seu redor. Se essa espira for colocada dentro de um núcleo ferromagnético fechado, vai ser criado um campo magnético reforçado dentro do núcleo ferromagnético e com as linhas de campo com sentido igual à $d B_{Espiras}$,

Se for colocada uma placa no meio do núcleo ferromagnético, mas isolada deste, percorrida por uma corrente eletrónica, os eletrões ficam sujeitos à Força de Lorentz, deslocando-se para um dos lados

da placa e dando origem a uma diferença de potencial, V_{Hall} , entre os dois lados da placa.

A figura 7.7 ilustra estes conceitos.

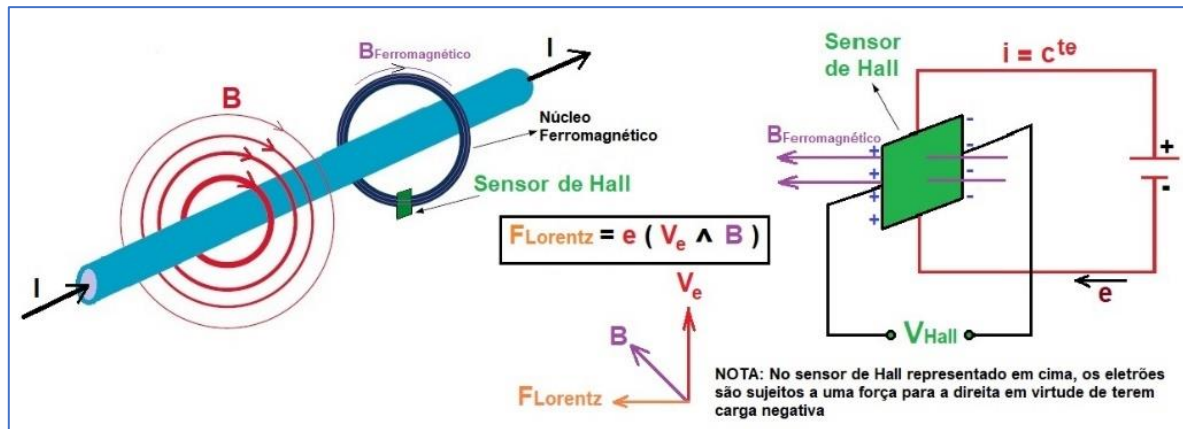


Figura 7.7 - Medição de corrente DC: Sensor de Hall

A tensão resultante nos dois lados da placa, Sensor de Hall, é proporcional à intensidade da corrente elétrica, I , do condutor. Medindo a diferença de potencial, V_{Hall} , sabe-se, com as convenientes conversões, a corrente I .

Aspetos a ter em conta na sua utilização:

- É um método não intrusivo, i.e., não é necessário interromper o circuito para fazer a medição;
- Não consome energia do circuito a avaliar;
- Não tem em geral uma resposta linear, sendo necessário escolher a gama de utilização para garantir a linearidade na gama a medir;
- Devido aos reduzidos valores de tensão, V_{Hall} , é necessário na maioria das vezes ter um estágio de amplificação do sinal, que introduz sempre algum ruído e conseqüente imprecisão na medição.

7.2 Medição de tensão

A medição de tensão, juntamente com a corrente, é um parâmetro essencial para aquilatar a energia fornecida pelos painéis solares. Esta pode ser medida à saída do painel, tensão DC, ou à saída dos inversores, tensão AC. A medição à saída dos inversores tem a vantagem de se poder monitorizar as perdas e eventuais defeitos nestes. A monitorização dos valores AC, junto com a análise do histórico, pode fazer prever defeitos nos inversores e em toda a ligação elétrica, e adoção de medidas preventivas para minorar a ocorrência de falhas.

Nas secções seguintes é descrito a solução adotada no trabalho, através de um **transformador**, por ser uma solução pouco dispendiosa e de fácil implementação. É igualmente apresentado uma outra

solução de medição, o divisor resistivo. Sendo explicado para cada uma das soluções o seu funcionamento.

7.2.1 Medição AC – Por transformador

Para medição da tensão AC pode-se recorrer a transformadores, que através da relação de transformação permitem obter um sinal à saída proporcional ao de entrada, mostrado na figura 7.8.

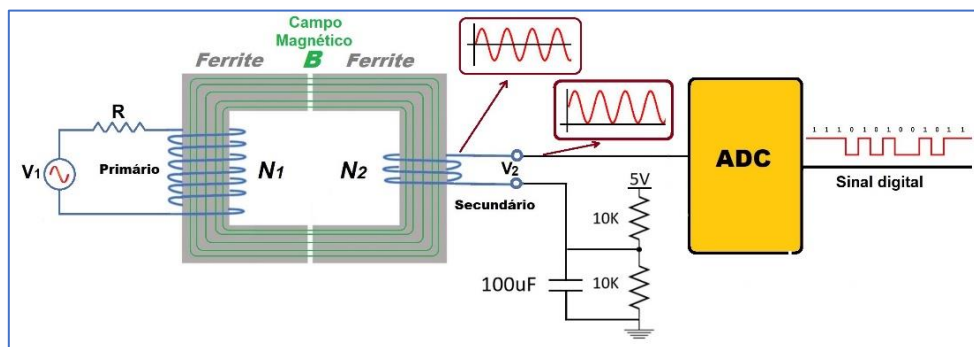


Figura 7.8 - Sensor de tensão AC: Por transformador

A figura 7.8 representa um circuito simples para fazer o condicionamento de um sinal em tensão AC, 230 Vrms, para poder ser lido por um ADC com entrada de (0 a 5) V. Uma resistência R ligada em série no primário serve para baixar a amplitude de tensão e conseqüente potência no primário do transformador. Num transformador ideal, sem histerese e sem entrar em saturação na gama de medição, a tensão no secundário é dado por: $V_2 = V_1 \frac{N_2}{N_1}$. A relação entre as espiras, N_1 e N_2 , deve permitir que a amplitude pico a pico fique dentro da gama de entrada do ADC, (0 a 5) V. Uma regulação de compensação de 2,5 V através do divisor resistivo, com o paralelo resistência-condensador à terra, permite ajustar a tensão de saída para que toda a onda fique com valores positivos e possa ser lida pelo ADC.

7.2.2 Medição DC – Divisor resistivo

Uma técnica simples para medir a tensão DC, à saída dos painéis solares, é através de um divisor resistivo, exemplificado na figura 7.9.

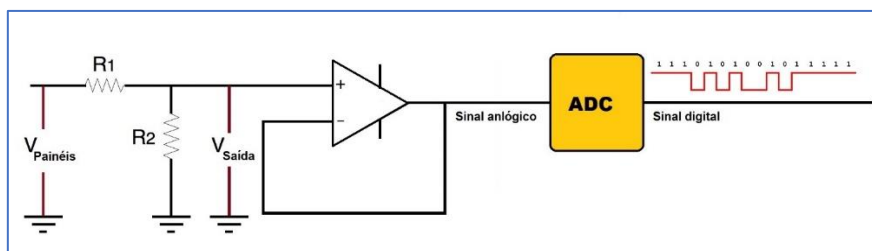


Figura 7.9 - Sensor de tensão DC: Divisor resistivo

A tensão à entrada do amplificador é dada por: $V_{Saída} = V_{Painéis} \times \left(\frac{R_2}{R_1 + R_2} \right)$. A soma de $R_1 + R_2$ deverá

ser grande, com valores típicos na ordem de dezenas de $k\Omega$, para garantir um baixo consumo de corrente, e, conseqüentemente, de potência. R_2 deverá ser muito menor que R_1 e com valores que garantam um valor de $V_{Saída}$ na gama dos valores da entrada analógica do ADC, tipicamente com valores de (0 a 5) V. O amplificador isola o sinal dos painéis da entrada do ADC, e fornecer uma baixa impedância no sinal de entrada no ADC para garantir que toda a tensão caia no ADC.

7.3 Medição de temperatura

Nas seções seguintes é descrito o funcionamento de dois sensores de medição de temperatura disponíveis no mercado e que garantem boa qualidade de medição. Os

- Termopares e
- Termómetro de resistência, também conhecidos por RTD

7.3.1 Termopar

O seu princípio de funcionamento baseia-se na junção de dois metais dissimilares e na interação eletrónica que ocorre.

Metais dissimilares – Metais que apresentam propriedades eletroquímicas diferentes quando ligados entre si.

O princípio de funcionamento baseia-se no facto de quando se ligam dois metais dissimilares surgir espontaneamente uma corrente elétrica de pequena intensidade do ânodo, que perde eletrões, para o cátodo, que ganha eletrões, sentido convencional da corrente, que é o chamado **efeito Seebeck**. [56] A corrente eletrónica flui do metal menos nobre, que tem maior facilidade para perder eletrões, para o mais nobre, que tem maior facilidade em ganhar eletrões. A figura 7.10 ilustra esta situação.



Figura 7.10 - Corrente eletrónica em metais dissimilares

Se o circuito estiver aberto, vai se provocar uma diferença de potencial nas extremidades dos dois metais, tanto maior quanto maior for a diferença de "nobreza" entre eles. Se colocarmos uma fonte de calor na junção, a diferença de potencial será tanto maior quanto maior for a temperatura. Através de um gráfico temperatura / tensão, pode-se obter uma relação para a medição da temperatura na junção. Em virtude das tensões resultantes serem muito pequenas, é necessário amplificar o sinal.

Na maioria das grandezas físicas, a sua variação é exponencial ou polinomial de ordem n, porém, dentro de uma reduzida gama de valores, pode ser aproximada por uma reta, exemplificado na figura 7.11, permitindo obter valores diretamente da saída do sensor.

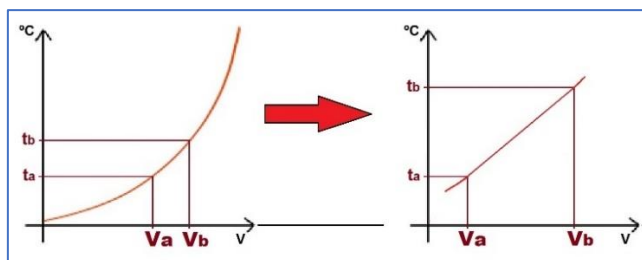


Figura 7.11 - Aproximação linear para uma grandeza exponencial

Com esta aproximação, reduzindo a gama de medição, no caso de um sensor de temperatura, os valores de saída em tensão multiplicados por um fator adequado, podem ser convertidos facilmente em valores de temperatura. A eletrônica associada também se torna mais simples, bastando estágio(s) de amplificação linear ao sinal gerado pelo termopar, para se ter uma relação simples entre a temperatura e a tensão.

Os amplificadores de instrumentação são amplificadores diferenciais especialmente interessantes para amplificar pequenas diferenças de tensão, como é o caso da tensão gerada pelos termopares, em virtude de terem uma boa supressão do ganho em modo comum, eliminando o ruído, como se demonstra na figura 7.12.

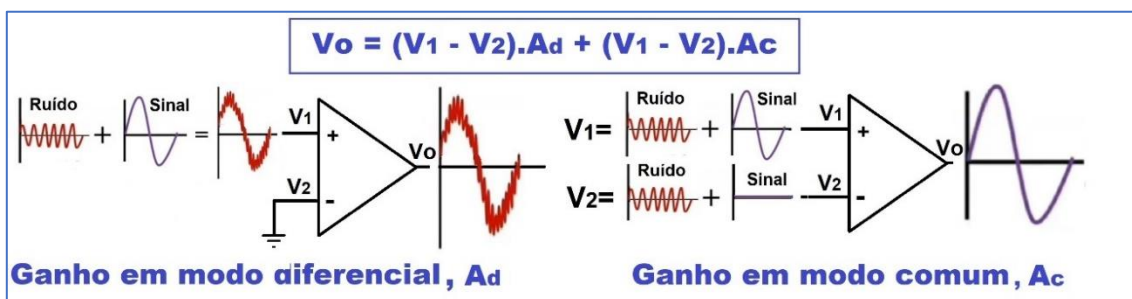


Figura 7.12 - Amplificador de instrumentação: Ganho em modo diferencial e comum

O ruído presente, e similar, em ambos os terminais do termopar, V_1 e V_2 , é anulado pelo ganho em modo comum, A_c , do amplificador, sendo apenas amplificado o ganho em modo diferencial, A_d . A relação entre ambos é dada por $CMRR = 20 \cdot \log_{10} \left| \frac{A_d}{A_c} \right|$, sendo tanto melhor o amplificador de instrumentação quanto mais elevada for esta relação.

O exemplo de um amplificador de instrumentação e respetivo ganho para condicionamento de sinal de um termopar é dado na figura 7.13.

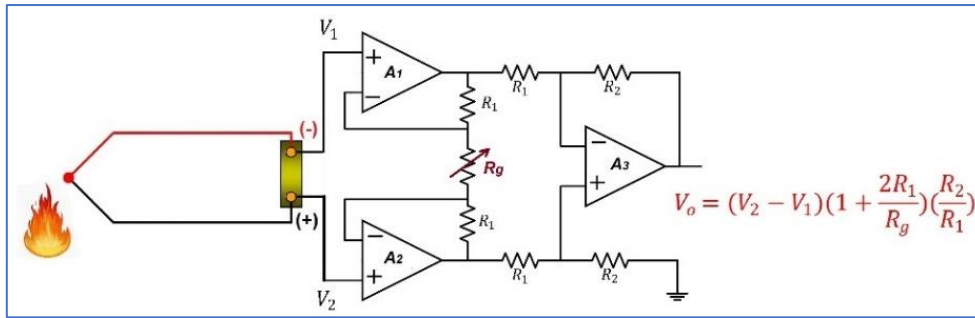


Figura 7.13 - Medição de temperatura: Termopar com amplificador de instrumentação

O amplificador de instrumentação possui entradas de alta impedância e baixa impedância de saída, ideal para alimentar entradas de ADCs, sendo igualmente possível, no circuito da figura 7.13, ajustar o ganho de amplificação através da resistência representada como R_g .

Incerteza de medição - Existem vários tipos de termopares no mercado em função dos metais dissimilares presentes, cujas designações e gama de medições estão expressos na norma *EN 60584-1:2013 Thermocouples - Part 1: EMF specifications and tolerances*. Alguns dos mais comuns no mercado são os referidos na tabela 7.1. Nesta tabela, para cada tipo de termopar, são igualmente referidos os erros para cada classe de precisão [57].

Tabela 7.1 - Termopar J, K e T - Erros máximos admissíveis em função da classe

Termopar do tipo	Condutores dissimilares	Gama de temperaturas (°C)	Erro máximo admissível segundo a norma IEC 60584-2	
			Classe	±
J	Fe (+), Cu-Ni (-)	-40 a 750	Classe 1	± 1,5 °C
			Classe 2	± 2,5 °C
K	Ni-CR (+), Ni-Al (-)	-40 a 1000	Classe 1	± 1,5 °C
		-40 a 1200	Classe 2	± 2,5 °C
		-200 a 1250	Classe 3	± 2,5 °C
T	Cu (+), Cu-Ni (-)	-40 a 350	Classe 1	± 0,5 °C
		-40 a 350	Classe 2	± 1,0 °C
		-200 a 40	Classe 3	± 1,0 °C

7.3.2 Termómetro de resistência, RTD

Os termómetros de resistência, designados como RTD do inglês “Resistance Temperature Detector”, baseiam o seu princípio na Lei de Ohm, $V=RI$ e na variação da resistência elétrica com a temperatura. A resistência RTD deverá ter uma boa sensibilidade à temperatura e com uma variação o mais possível linear na gama de temperaturas a medir. A figura 7.14 expõe dois circuitos eletrónicos para condicionamento do sinal gerado por um RTD.

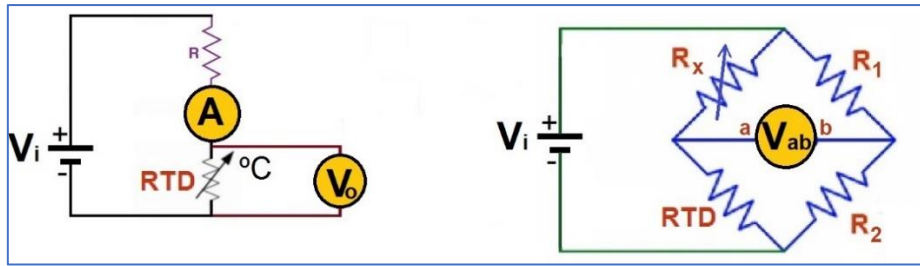


Figura 7.14 - Medição de temperatura: RTD e ponte de Wheatstone

Na figura 7.14, o circuito da esquerda, ainda que funcione, tem algumas desvantagens. É pouco preciso, não permitindo a comparação com um valor de referência, nem fazer um “ajuste de zero”. O circuito de Wheatstone, à direita, permite suprir estas desvantagens. Para um dado valor de RTD, por exemplo a 0 °C, é possível ajustar o potencial “zero” em V_{ab} através da regulação do valor de R_x . O valor V_{ab} é dado pela comparação entre os dois ramos dos divisores resistivos, sendo o composto pelas resistências de referência R_1 e R_2 comparado com o de RTD e R_x .

$$V_{ab} = V_a - V_b = V_i \frac{R_2}{R_1 + R_2} - V_i \frac{RTD}{R_x + RTD} \quad (7.3)$$

O “ajuste de zero”, por exemplo para o valor de RTD a 0 °C, é obtido para $R_x = RTD \frac{R_1}{R_2}$.

Supondo um valor de RTD crescente com o aumento de temperatura, temos uma variação positiva de V_{ab} para temperaturas acima de 0 °C. Para uma variação Δ_{RTD} com o aumento de temperatura, e estando V_b fixo e insensível à variação de temperatura, temos a seguinte variação de V_a :

$$\Delta V_a = V_{a(RTD+\Delta_{RTD})} - V_{a(RTD)} = V_i \frac{RTD + \Delta_{RTD}}{RTD + R_x} - \frac{RTD}{RTD + R_x} = \dots = \Delta_{RTD} \frac{R_x}{(RTD + \Delta_{RTD} + R_x)(RTD + R_x)}$$

Supondo que Δ_{RTD} é pequeno comparado com RTD e com R_x , e por consequência, o valor do denominador muito menor que o numerador, a equação pode ser simplificada para

$$\Delta V_a = \Delta_{RTD} \times C^{te} \rightarrow V_{ab} = \Delta_{RTD} \times C^{te} \quad (7.4)$$

Isto é, a tensão de saída é proporcional à variação da resistência RTD.

Incerteza de medição - O mais famoso dos RTDs no mercado é o Pt100, que tem uma resistência térmica de platina, tendo esta designação por ter uma resistência de 100 Ω a 0 °C. A norma *EN 60751:2009 Industrial platinum resistance thermometers and platinum temperature sensors*, especifica as classes de precisão dos RTD assim como os erros associados [58], como se mostra na tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Termómetro Pt100 - Erros máximos admissíveis em função da classe

Classe	Erro máximo admissível segundo a norma IEC 60751
A	$\pm (0,15 + 0,002 t)$
B	$\pm (0,3 + 0,005 t)$
t - Representa o módulo do valor de temperatura em °C	

7.4 Medição de irradiância

A energia solar vem sob a forma de fótons cujo valor é dado por $E = hv = \frac{hc}{\lambda}$, sendo h a constante de Planck, v a frequência da radiação, λ o comprimento de onda da radiação, e c a velocidade da luz no vácuo. O Sol emite radiação em todo o espectro eletromagnético com uma energia de $6,33 \times 10^7 \text{ W/m}^2$, mas tendo em conta que a emissão é radial, e que a densidade de energia varia inversamente com o quadrado da distância, à atmosfera da Terra chega aproximadamente 1367 W/m^2 [34], como mostrado na figura 7.15.

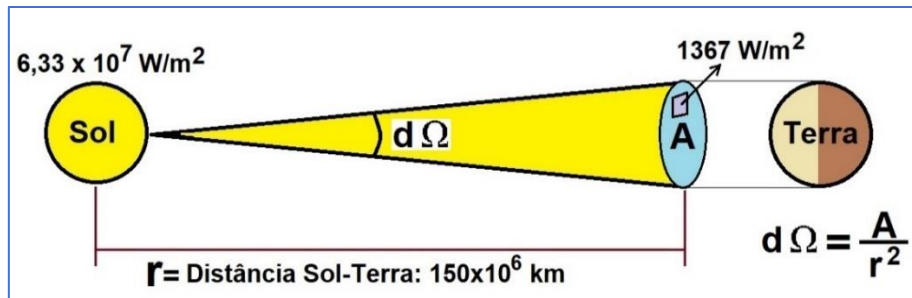


Figura 7.15 - Fração de energia solar na superfície terrestre

Essa energia corresponde à fração correspondente ao ângulo sólido, $d\Omega$, formado entre o Sol e a Terra, fazendo como aproximação a calote terrestre exposta ao Sol como sendo plana. Este valor varia ao longo do ano em função da alteração da distância Terra-Sol. Sendo a maior a 5 de julho, Afélio, e menor a 4 de janeiro, Periélio. Porém, na passagem pela camada de ozônio e demais interação com a atmosfera terrestre, alguma dessa energia é dissipada, aceitando-se que num dia de sol e sem nuvens, chega à superfície terrestre 1000 W/m^2 , e radiação com comprimentos de onda entre (3 e 0,3) μm , isto é, entre o infravermelho e o ultravioleta [59]. Os sensores de irradiância têm por objetivo medir a energia nesta gama de grandezas, para se poder quantificar a energia com que são irradiados os painéis solares.

Na medição desta grandeza são normalmente usados dois tipos de sensores:

- **Piréliômetros**, que apenas medem a radiação direta, e
- **Piranômetros**, que hoje em dia já medem em simultâneo a radiação direta e difusa

As duas secções seguintes descrevem o seu funcionamento.

7.4.1 Piranómetro

Os piranómetros, representados na figura 7.16, são dispositivos dispendiosos que medem a irradiância contabilizando a energia solar proveniente de todas as direções no hemisfério acima do plano do instrumento. O seu princípio de funcionamento assenta na utilização de termopares usando o efeito Seebeck, para medir radiações com comprimentos de onda de (0,3 a 3) μm , e com uma resposta ao feixe de radiação que varia com o cosseno do ângulo de incidência, θ .

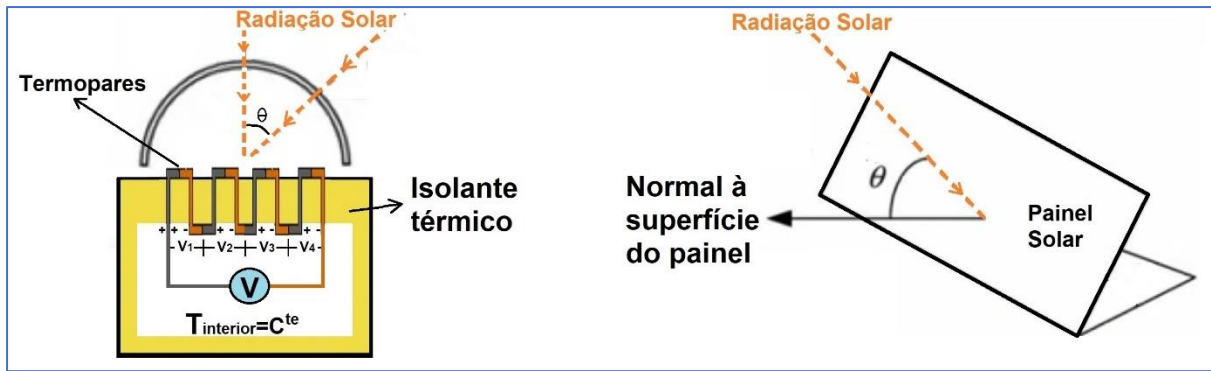


Figura 7.16 - Piranômetro: Medição da radiação solar direta na face do painel solar

Os termopares presentes no piranômetro, sob o efeito da radiação, dão origem a uma diferença de potencial proporcional à radiação, e se ligados em série, a tensão gerada é a soma de todos os termopares, conseguindo-se com isso maior precisão na medição. Como a energia da radiação incidente direta varia com o ângulo de incidência, θ , no caso de um piranômetro fixo, a contabilização da irradiância não normal à superfície é reduzida pelo fator $\cos(\theta)$.

A radiação exterior é isolada termicamente do interior da câmara do Piranômetro, que é mantida a uma temperatura constante, com inclusão de um sistema de refrigeração, para garantir uma tensão de referência na junção dos termopares aí situados.

Como se pode ver do lado esquerdo da figura 7.17, a radiação difusa, aquela que não provem dos raios solares diretos, é medida tapando os sensores do piranômetro dos raios diretos, ficando os termopares apenas a medir a radiação não direta.

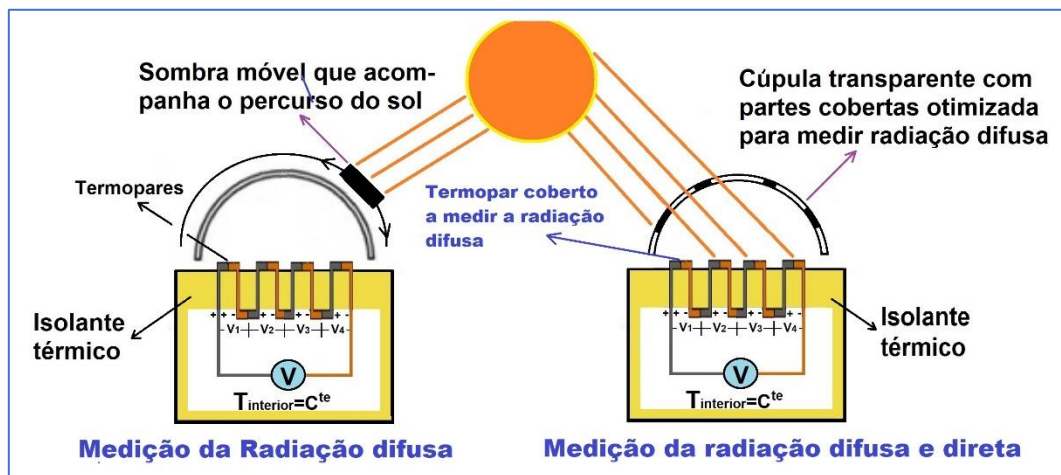


Figura 7.17 - Piranômetro: Medição radiação difusa e difusa + direta

Para que a radiação difusa seja medida ao longo do dia, os piranômetros tapam a radiação direta com uma sombra móvel que acompanha, através de um processo mecânico e computadorizado, o percurso do sol, e dessa forma a intensidade da radiação difusa é dada pela integração do sinal medido por todos os termopares. Tratando-se de um sistema que incorpora eletrônica e partes mecânicas móveis, tem necessariamente ter uma manutenção programada.

No lado direito da figura 7.17 pode se ver um exemplo da configuração dos novos piranômetros [60], com colocação estratégica de frações da cúpula tapadas, fazendo com que sob qualquer ângulo de radiação solar, pelo menos um dos termopares esteja coberto da radiação direta, e dessa forma medir a radiação difusa. Os restantes termopares, sob incidência direta do sol, medem a radiação direta. Igualmente, na matriz de termopares, em função daqueles que estão à sombra e sob radiação direta, o piranômetro consegue saber o ângulo da radiação e compensar o valor com o cosseno desse ângulo.

Na figura 7.18 é mostrado um piranômetro recente [61], com capacidade para medição em simultâneo a radiação difusa e direta.



Figura 7.18 - Piranômetro: Medição simultânea de radiação difusa e direta

Incerteza de medição - A norma internacional *ISO 9060:2018 - Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*, [62] estabelece 3 classes, e correspondentes erros máximos admissíveis, para equipamentos de medição da radiação solar compreendida ente 0,3 μm até aproximadamente (3 a 4) μm . A tabela 7.3 identifica esses valores.

Tabela 7.3 - Piranômetros – Erros máximos admissíveis em função da classe

Classe do piranômetro	Erros máximos admissíveis (W/m^2), ISO 9060:2013
Classe A	± 10
Classe B	± 20
Classe C	± 30

7.4.2 Pireliómetro

São sensores de irradiância que apenas medem a radiação direta do sol, possuindo um sistema mecânico computadorizado que lhes permite acompanhar o percurso do sol. Com o avanço da tecnologia dos piranômetros que medem a radiação direta e difusa sem necessidade de sistemas mecânicos para seguir o deslocamento do Sol, este tipo de sensor tem tendência a perder influência no mercado.

7.5 Inclinação solar

Os parágrafos seguintes realçam a influência da inclinação solar, face à normal da face dos painéis solares, e conseqüentemente, a energia que pode ser absorvida pelos mesmos. Em particular, é efetuada uma análise teórica à:

- Importância do cosseno do ângulo de incidência solar,
- Reflexão em função do material da face do painel, e
- Cálculo da reflexão solar na face do painel

7.5.1 Importância do ângulo de incidência solar

A importância da inclinação dos painéis solares relativamente à incidência dos raios solares varia com o cosseno do ângulo formado entre a normal ao plano do painel e a direção dos raios solares, como se demonstra na figura 7.19.

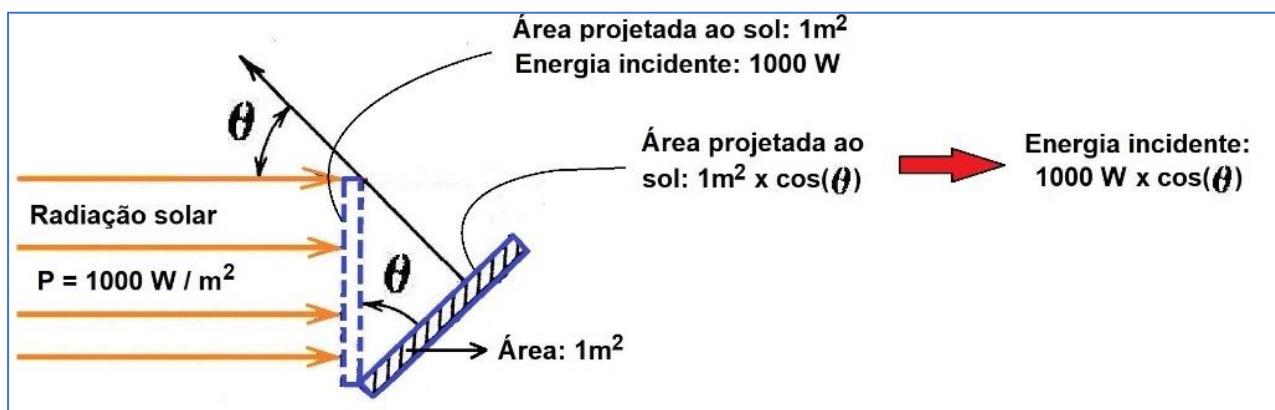


Figura 7.19 - Influência da inclinação dos painéis solares

A energia possível de ser absorvida por um painel solar, por unidade de área, é tanto menor quanto maior for o ângulo, θ , entre a normal ao plano do painel e a direção da radiação.

A figura 7.20 mostra a relação entre o ângulo de incidência, em graus, e a energia, por unidade de área, incidente na face do painel.

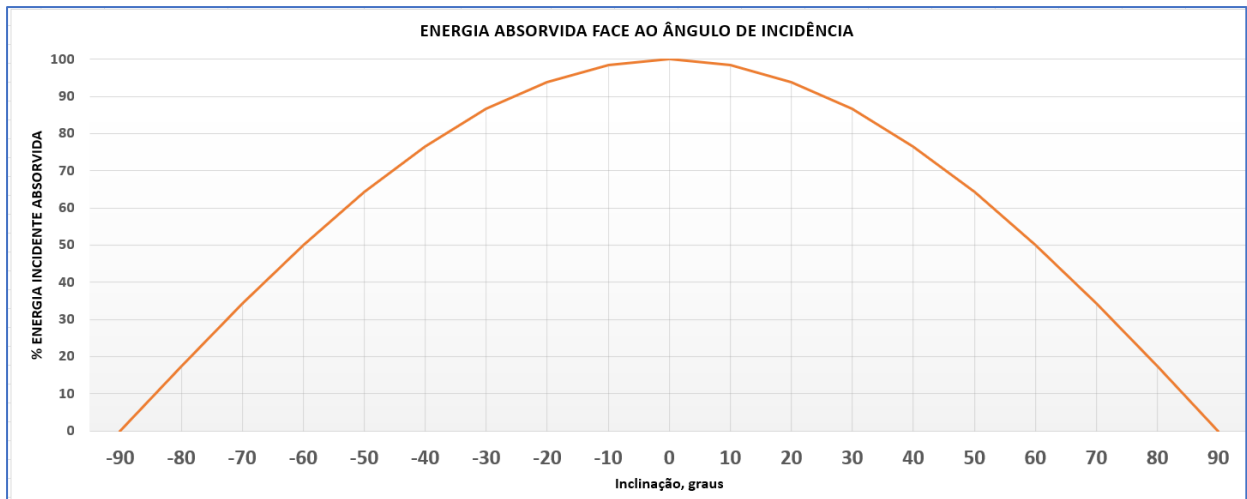


Figura 7.20 - Influência do cosseno do ângulo de incidência

Verifica-se que a partir dos 45°, sensivelmente, que corresponde a 3h, se começa a ter uma forte atenuação da energia que pode ser absorvida, menos de 70% da energia incidente.

Como exemplo, em Setúbal, o número de horas de sol, e irradiância, é dada na figura 7.21 [63].

Average hourly profiles												
Direct normal irradiation [Wh/m ²]												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5					17	60	21					
5 - 6				71	251	300	285	157	35			
6 - 7		20	167	337	391	420	447	429	322	172	25	
7 - 8	106	272	370	421	444	490	529	529	459	366	273	162
8 - 9	343	406	440	456	482	538	608	597	515	420	391	345
9 - 10	414	455	486	493	527	584	668	664	564	464	444	413
10 - 11	447	492	532	524	570	638	721	711	607	513	461	438
11 - 12	454	515	552	537	583	673	753	747	634	497	454	437
12 - 13	437	494	523	528	587	681	772	761	633	477	430	421
13 - 14	414	467	496	515	586	678	768	747	612	463	409	396
14 - 15	381	442	469	497	559	657	741	711	575	425	374	352
15 - 16	251	379	416	452	499	598	679	638	497	328	162	145
16 - 17	7	107	283	361	417	512	586	524	311	72		
17 - 18			27	125	264	382	438	263	30			
18 - 19					20	84	77	1				
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3254	4050	4761	5316	6198	7295	8092	7478	5795	4197	3423	3108

Figura 7.21 - Radiação solar anual na região de Setúbal. Extraído de [63]

A variação e a intensidade da radiação leva a que em metade do ano, sensivelmente, se tenha cerca de 3h de sol, antes e após o meio dia, com boa irradiância face ao máximo do mês, que corresponde a uma inclinação solar de 45° relativamente à máxima intensidade solar.

A variação de irradiância diária e anual, de um dado local, juntamente com factor $\cos(\theta)$, pode colocar em causa a efetiva melhoria do rendimento face ao custo de instalação e manutenção de um sistema de alinhamento solar dos painéis.

Para além dos aspetos mencionados em cima, existem outros parâmetros, que devem ser tidos em

conta sobre a importância que pode ter, ou não, no desempenho dos painéis solares, a sua inclinação face à incidência solar, nomeadamente:

- Reflexão em função do material da face do painel, e
- Cálculo da reflexão solar na face do painel

A duas secções seguintes fazem uma análise destes dois parâmetros

7.5.2 Reflexão em função do material da face do painel

De forma empírica, sabe-se que a face do painel solar deverá estar o mais possível perpendicular à incidência solar para minorar os efeitos de reflexão da face de cobertura do painel, e dessa forma, absorver o máximo de energia solar incidente. Porém, um estudo detalhado do campo eletromagnético permite concluir qual a verdadeira influência da inclinação dos painéis relativamente à reflexão solar. Os painéis fotovoltaicos têm uma cobertura de proteção por cima das células fotovoltaicas para as proteger do meio ambiente, mas que por esse facto limita a entrada de radiação, i.e. energia. Essa cobertura, por razões óbvias, deverá ser o mais transparente possível à radiação solar para que as energias dos fotões incidentes consigam penetrar nos semicondutores das células fotovoltaicas.

Uma onda eletromagnética, por exemplo a luz solar, mesmo proveniente do sol a 40 milhões de quilómetros de distância, ainda transporta energia suficiente para realizar trabalho sobre os painéis fotovoltaicos. A energia da radiação está contida no campo elétrico, E, e magnético, B, dessa luz, que vibram de forma ortogonal entre si, e cujos valores de energia são dados por [64]:

$$Energia_E = \frac{\epsilon_0}{2} E^2, \quad Energia_B = \frac{1}{2\mu_0} B^2 \quad (7.5)$$

- ϵ_0 – Permittividade elétrica no vazio, $8,85 \cdot 10^{-12} \text{ C}^2/\text{N}\cdot\text{m}^2$
- μ_0 – Permeabilidade do vazio: $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{ N}\cdot\text{s}^2/\text{C}^2$.

Sabe-se que as ondas eletromagnéticas se deslocam com uma direção ortogonal a ambos os campos, elétrico e magnético, tendo esse vetor, de Poynting, S, componentes segundo cada um dos eixos, K=1, 2, 3 dado pelo produto externo do campo magnético e elétrico.

$$S_k = \frac{1}{\mu_0} (E_i \cdot B_j \cdot \epsilon_{ijk})_k \quad (7.6)$$

O valor médio no tempo da amplitude deste vetor, S, constitui uma medida da irradiância.

$$Irradiância \equiv \langle S \rangle = \frac{c \cdot \epsilon_0}{2} E_0^2 \quad (7.7)$$

que é proporcional ao quadrado da amplitude do campo elétrico, E_0 .

No modelo ondulatório aceita-se que a energia seja dada por $E=h \cdot \nu$. (h -c^{te} Planck e ν -frequência). Por sua vez, no modelo corpuscular, o momento linear de um fotão é dado $P=m \cdot v=h/\lambda$. (m -massa do eletrão, v -velocidade do eletrão e λ -comprimento de onda). A associação dos modelos físicos [65], permite concluir que:

$$Energia_{fotão} = \lambda \cdot \nu \quad (7.8)$$

A velocidade com que a luz se desloca num meio, v , é proporcional ao seu índice de refração, n , que

é dado por

$$\text{índice refração: } n \equiv \frac{c}{v} = \sqrt{\frac{\epsilon_r \mu_r}{\epsilon_0 \mu_0}}, \quad c = \text{velocidade da luz} \quad (7.9)$$

- ϵ_r - Permittividade elétrica do meio (valor sem unidades)
- μ_r - Permeabilidade do meio (valor sem unidades)

O índice de refração é, pois, característico do meio onde a onda se propaga, que caso não seja no vazio, terá sempre uma velocidade inferior à da luz.

Uma radiação, ou onda luminosa, pode, para facilitação de cálculos, ser decomposta em duas ondas com componentes ortogonais,

$$\vec{E} = \vec{E}_{||} + \vec{E}_{\perp}, \text{ sendo naturalmente } |E| = \sqrt{E_{||}^2 + E_{\perp}^2} \quad (7.10)$$

Sendo

- $E_{||}$ - componente paralela do campo elétrico
- E_{\perp} - Componente ortogonal do campo elétrico

Uma onda luminosa, radiação solar, quando incide noutro meio, por exemplo na cobertura transparente de um painel solar, sofre as consequências da alteração das impedâncias, do ar para a superfície da cobertura. Nessa transição tem de haver conservação do momento linear da onda incidente com a onda transmitida. De acordo com as equações de Maxwell, e supondo ter como meios, por hipótese, ar e vidro, isso é dado por:

$$\begin{aligned} \nabla \times E_{ar} &= -\frac{\partial B}{\partial t} \text{ tem de ser igual a } \nabla \times E_{vidro} = -\frac{\partial B}{\partial t} \\ \nabla \cdot E_{ar} &= \rho \text{ tem de ser igual a } \nabla \cdot E_{vidro} = \rho \end{aligned} \quad (7.11)$$

Ou seja, tendo em conta a diferença da permeabilidade elétrica dos dois meios, e lembrando a decomposição de E em campo paralelo e ortogonal, ficamos a saber que a componente paralela se mantém, mas que a componente ortogonal se altera em função da permeabilidade ϵ_r do meio

$$\begin{aligned} E_{||}^{ar} &= E_{||}^{vidro} \\ \epsilon_0 E_{\perp}^{ar} &= \epsilon_r \epsilon_0 E_{\perp}^{vidro} \end{aligned} \quad (7.12)$$

Supondo, para simplificação, o eixo dos zz como a direção de propagação da onda. Para que o momento linear se mantenha, a onda transmitida para um meio com índice de refração, $\epsilon_r > 1$, tem de ter um ângulo inferior ao da onda incidente. A relação entre os ângulos e o índice de refração dos meios é conhecida como a Lei de Snell, exemplificada na figura 7.22.

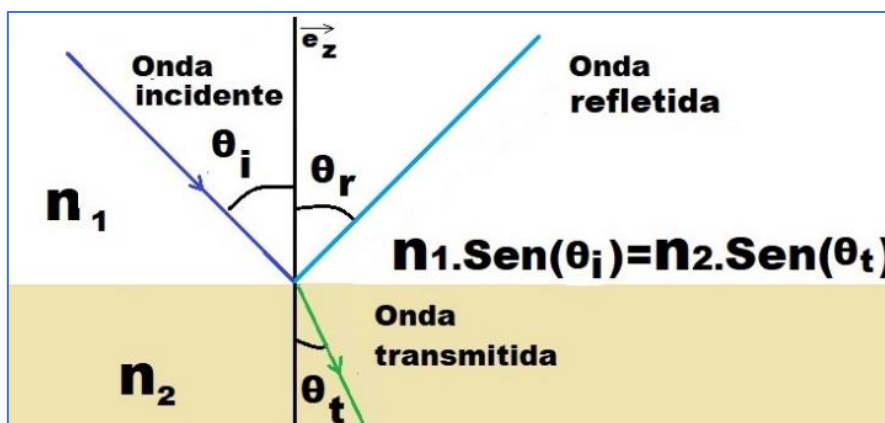


Figura 7.22 - Lei de Snell

Que também pode ser escrita como

$$P_{iz} = P_{tz} \Leftrightarrow \frac{1}{\lambda_i} \text{sen}(\theta_i) = \frac{1}{\lambda_t} \text{sen}(\theta_t) \Leftrightarrow n_1 \cdot \text{sen}(\theta_i) = n_2 \cdot \text{sen}(\theta_t) \quad (7.13)$$

- P_{iz} – momento linear da onda incidente segundo eixo dos zz
- P_{tz} – momento linear da onda transmitida segundo eixo dos zz

Porque a frequência de oscilação se mantém, o comprimento de onda terá de ser reduzido, uma vez que

$$v = \lambda \cdot f \quad (7.14)$$

Logo, a redução de v é proporcional a λ , que por sua vez condiciona o valor do índice de refração. Existe um caso particular quando o ângulo da onda refletida somado do ângulo da onda transmitida é de 90° . Nessa situação, a componente ortogonal da onda transmitida é totalmente absorvida pelo segundo meio. Sendo somente refletida a componente paralela.

A figura 7.23 demonstra uma situação em que a onda refletida não incorpora a sua componente ortogonal, mas somente a componente paralela ao plano de separação dos meios.

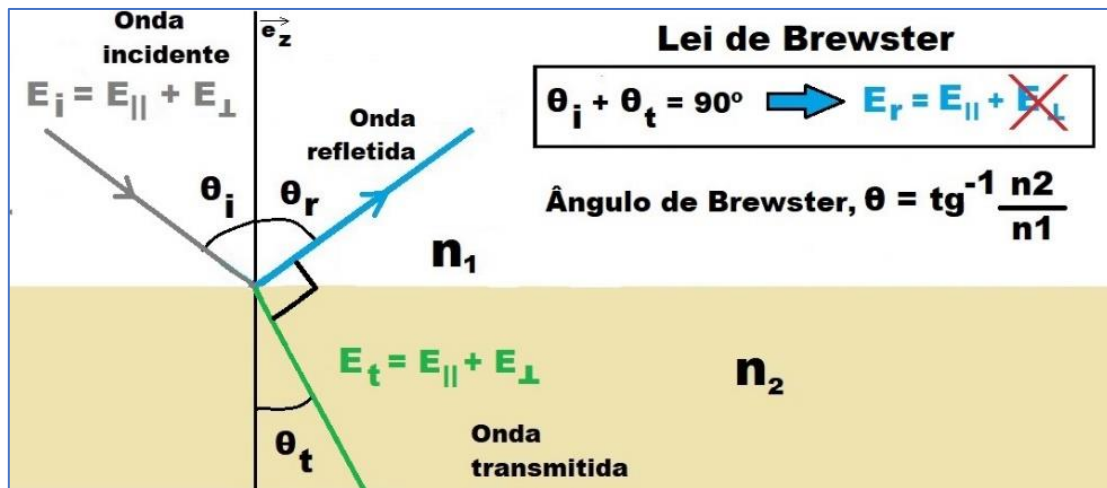


Figura 7.23 - Lei de Brewster

Este fenómeno é conhecido como a lei de Brewster. Para uma dada relação n_2/n_1 existe um ângulo da onda incidente em que a energia transmitida ao segundo meio é maior compensando a redução da energia à medida que o ângulo incidente aumenta.

Exemplo: Supondo uma separação ar/vidro com $n_1=1$ e $n_2=1,5$ respetivamente, o ângulo de Brewster é atingido para $\theta = \text{tg}^{-1}\left(\frac{1,5}{1}\right) = 56^\circ$.

À medida que o índice refração se distancia do ar, maior será o valor do ângulo de Brewster. Muitos dos plásticos transparentes usados nas coberturas de painéis solares têm índices de refração próximos do valor do vidro:1,5. Policarbonato:1,6; Metilmetacrilato:1,48-1,50; Polipropileno:1,49; Poliestireno:1,59 a 1,60 [66].

Como **CONCLUSÃO**, os materiais transparentes normalmente usados na face dos painéis não diferem de forma significativa relativamente à reflexão solar. A amplitude da reflexão solar é analisada no capítulo seguinte.

7.5.3 Reflexão na face do painel vs ângulo de incidência

Pode-se aproveitar o conceito da reflexão no ângulo de Brewster e quantificar a reflexão total do painel em função do ângulo de incidência solar e do coeficiente de reflexão do vidro ou material transparente da face do painel. As equações de Fresnel estabelecem essas relações

$$R_{\parallel} = \frac{tg^2(\theta_i - \theta_t)}{tg^2(\theta_i + \theta_t)} \quad (7.15)$$

$$R_{\perp} = \frac{sen^2(\theta_i - \theta_t)}{sen^2(\theta_i + \theta_t)}$$

Naturalmente que na reflexão total, a soma das duas componentes, paralela e perpendicular, terá de ser igual a 1, ou seja:

$$R_{Total} = \frac{1}{2}(R_{\parallel} + R_{\perp}) \quad (7.16)$$

Exemplo: Seja um painel solar com um vidro na face com índice de refração, $n=1,5$. É possível estabelecer os coeficientes de reflexão em função do ângulo de incidência. Esta situação foi simulada em Matlab tendo-se obtido os resultados da figura seguinte 7.24.

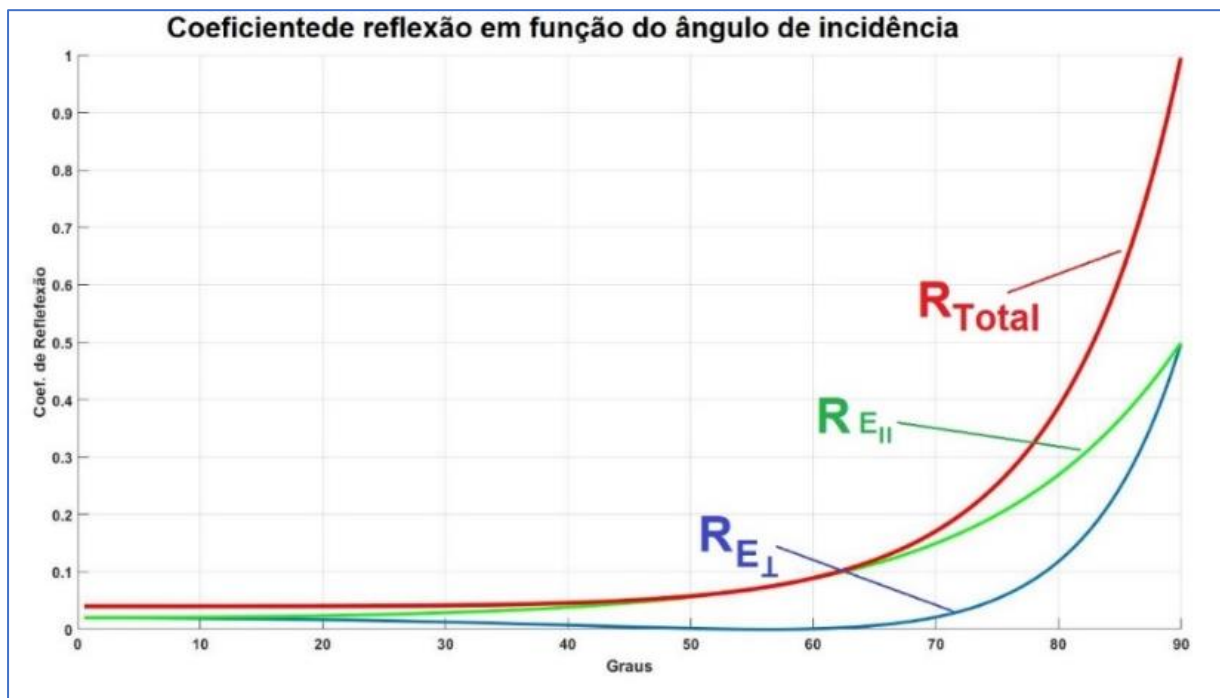


Figura 7.24 - Reflexão total solar de um painel com face de vidro

Constata-se que o valor da reflexão solar só é significativo a partir de um ângulo de incidência, relativamente à normal da superfície, de $\approx 65^\circ$. Muitos dos materiais transparentes usados na

cobertura de painéis solares têm um índice de refração menor que o vidro, fazendo com que o ângulo de Brewster nesses casos seja maior que no vidro, e, conseqüentemente, maior que 65 °. Levando a que o valor do ângulo de reflexão só seja significativo para valores ainda maiores

Como **CONCLUSÃO**, para painéis fixos a componente de reflexão não é relevante. Porque começa a ser relevante para um ângulo em que a incidência solar, θ , face à normal do painel, já atenuou de forma significativa a energia solar.

7.6 Canal de transmissão – Ondas eletromagnéticas

A transmissão de dados por ondas eletromagnéticas está limitada sobretudo em três aspetos:

- Potência do sinal
- Largura de banda disponível
- SNR - Relação sinal-ruído

No caso de informação em formato digital, tudo se resume na velocidade de transmissão de dados regida pela lei de Shannon-Hartley:

$$C_{[bits/s]} = B_{[Hz]} \cdot \log(1 + SNR) \quad (7.17)$$

Analisando a lei, existem duas formas de aumentar a taxa de transferência de informação:

Aumentar o SNR – Tem custos, porque o aumento da potência do sinal tem variação logarítmica.

Aumentar a largura de banda, B – Neste caso a variação é proporcional a B. Mas, aumentar a largura de banda, implica aumentar a frequência da transportadora, o que nem sempre é possível em virtude do espectro eletromagnético estar compartimentado por operadores. Numa transmissão digital o recetor recebe não o sinal no domínio do tempo, mas a decomposição harmónica do sinal, ou a sua decomposição de Fourier. Pelo que na receção se deve fazer a análise em termos de espectros de frequência. Para aproveitar o melhor possível a largura de banda, B, disponível, chega-se à conclusão que a frequência de amostragem, f_s , deve ser maior que 2x a largura de banda, B, (ou da maior frequência presente no sinal para uma largura de banda infinita). Isto pode ser confirmado na figura 7.25 [67]

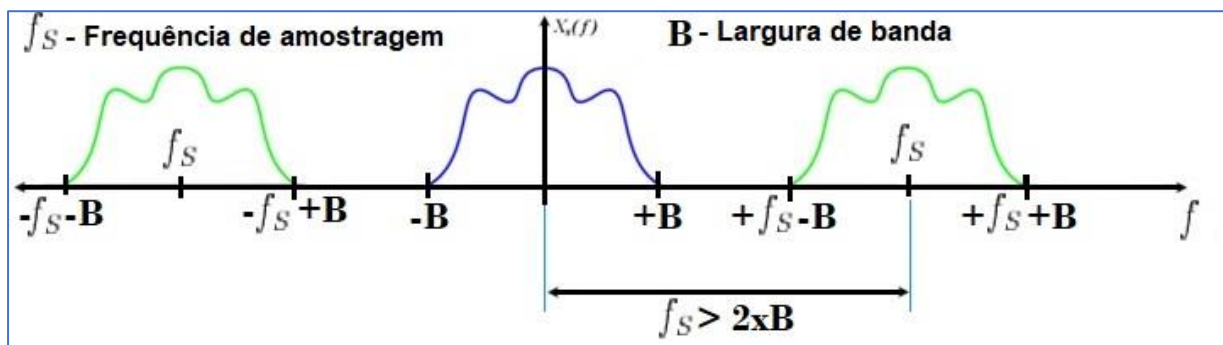


Figura 7.25 - Amostragem de sinais digitais no domínio da frequência

Como se mostra na figura 7.25, para não haver sobreposição dos espectros do sinal (a azul) com o das suas réplicas (a verde), f_s -frequência de amostragem, tem de ser 2 vezes maior que B. Este facto

traduz o teorema de Nyquist para amostragem de sinais. Porém, no caso de transmissão de dados de medição provenientes de sensores, na maioria das vezes, não são necessárias grandes velocidades de transmissão, e, conseqüentemente, grande largura de banda, porque os dados a transmitir são espaçados no tempo e em pequena quantidade.

7.6.1 IoT – Internet das coisas

A internet das coisas é uma rede de dispositivos físicos, e.g. sensores, que estão conectados a uma rede, podendo comunicar, ou não, entre si, e transmitir a sua informação para a internet para ser visualizada e analisada. É uma rede especialmente apropriada para receber poucos dados de sensores para monitorização de dispositivos, desenhada para que os dados por eles transmitidos circulem na internet em direção a servidores ou bancos de dados para análise. Contribuindo para tomadas de decisão suportadas em informação em tempo real e para melhoria dos sistemas monitorizados.

O interesse por este tipo de monitorização à distância é tão grande quanto o ser humano possa pensar e a tecnologia consiga acompanhar. Pode servir para monitorizar situações tão diversas como:

- Condições climatéricas;
- Desastres naturais, ciclones, inundações, fogos;
- Poluição ambiental;
- Agricultura inteligente (sensores espalhados no campo);
- Controlo industrial, (controlo de válvulas, stocks);
- Controlo de cadeias de abastecimento, seguimento de bens, gestão da qualidade;
- Medições de contagens inteligentes (gás, água, eletricidade);
- ...

O interesse do desenvolvimento do IoT levou a que o *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, criasse uma página de internet específica para este tema em 2014 [68]. Nesse site, desde 2014 até 2020, foram publicados a um ritmo quase exponencial artigos científicos sobre o tema, e assistiu-se a um número enorme de descarregamento desses artigos, que em 2020 se cifrava em 1,2 milhões por 1000 artigos publicados.

7.6.2 Atenuações nas ondas eletromagnéticas

A propagação de ondas eletromagnéticas no espaço e a sua interação com o meio onde se propaga pode fazer diminuir a sua potência ou alterar o sinal na receção. Alguns dos fenómenos mais usuais são descritos nas próximas secções.

7.6.2.1 Perdas no ar, balanço de potência, SNR, sensibilidade

Perdas no ar - Quando uma onda eletromagnética que se propaga no espaço livre, com frequência f [Hz], à velocidade da luz, c [3×10^8 m/s], e comprimento de onda $\lambda = c/f$ [m^{-1}], a potência transmitida, P_t ,

vai perdendo sinal ao longo da distância. Radiação partindo de um ponto e isotropicamente, i.e., de forma radial e igual em qualquer direção, uma antena à distância d recebe uma potência, P_R , igual a

$$P_R = A_{ef} \times \Phi \quad (7.18)$$

- A_{ef} -Abertura eficaz da antena [m^2], e Φ -Densidade de fluxo de Potência [W/m^2]

Φ varia com o inverso do quadrado da distância, d , i.e.,

$$\Phi = \frac{P_T}{4\pi d^2} \quad (7.19)$$

A_{ef} é obtido através do ganho da antena na recepção,

$$G_R = \frac{4\pi A_{ef}}{\lambda^2} \rightarrow A_{ef} = \frac{\lambda^2}{4\pi} G_R, \quad (7.20)$$

então:

$$P_R = A_{ef} \times \Phi = \frac{\lambda^2}{4\pi} G_R \frac{P_T}{4\pi d^2} \rightarrow A_{ef} = \left(\frac{\lambda}{4\pi d}\right)^2 G_R \cdot P_T. \quad (7.21)$$

A esta equação pode-se acrescentar o ganho da antena recetora, G_R , ficando-se com a expressão final, em base logarítmica, e observando que $\lambda=c/f$,

$$10\text{Log}(P_R) = 10\text{Log}(G_R \cdot P_T \cdot G_R) + 20\text{Log}\left(\frac{c}{4\pi f d}\right) [dB] \quad (7.22)$$

Em que:

- $10 \cdot \text{Log}(G_R \cdot P_T \cdot G_R)$ representam os ganhos da transmissão e
- **$20 \cdot \text{Log}\left(\frac{c}{4\pi f d}\right)$ as perdas no ar**

Verifica-se que as perdas aumentam com o aumento da frequência de transmissão, sendo este um dos motivos pelos quais as frequências mais elevadas têm maiores perdas com a distância percorrida.

Em qualquer transmissão existe sempre um limite de sensibilidade, característico do sistema, valor abaixo do qual qualquer sinal deixa de poder ser decodificado na recepção. Um exemplo, para melhor compreensão, é apresentado na figura 7.26. De observar que este cálculo é efectuado para o vazio, não levando em conta a atenuação da onda eletromagnética e a sua interação com o meio ambiente, como partículas do ar, vapor de água, poeiras, fumos, e outros elementos, que contribuem para a atenuação do sinal, sendo tanto maior quanto maior for a frequência da portadora. A figura 7.26 mostra um exemplo prático das perdas ocorridas numa transmissão.

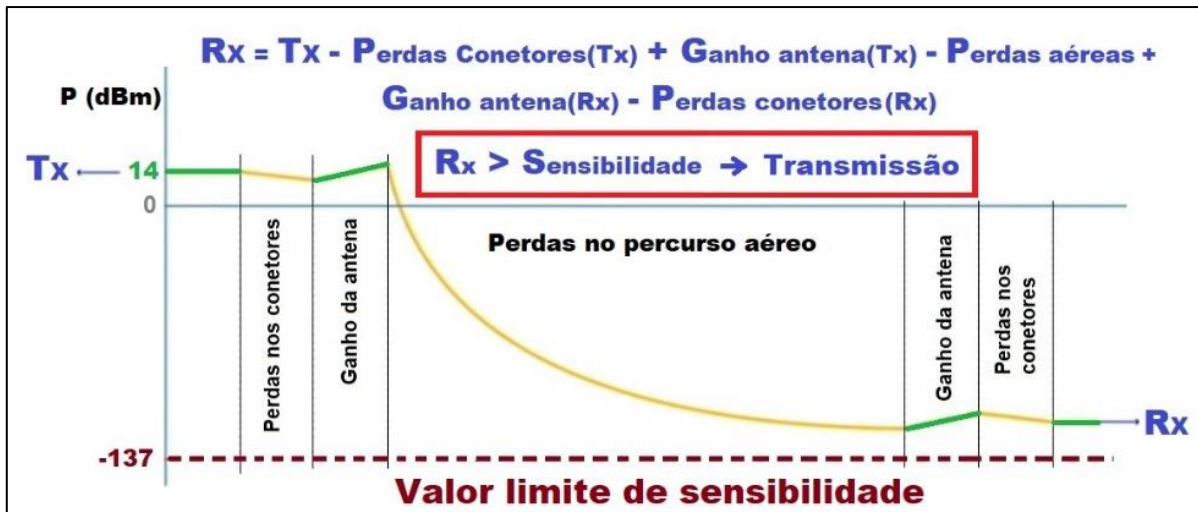


Figura 7.26 - Exemplo de ganhos e perdas numa transmissão sem fios

No caso da figura 7.26 a transmissão do sinal tem como limite de sensibilidade, -137 dBm, significando que as perdas e ganhos ao longo da transmissão têm de resultar num valor final de potência rececionada superior a esse valor para ter condições de ser decodificado.

Balanço de potência - É a diferença entre a potência de transmissão e limite de sensibilidade, cujo valor fornece o máximo de perdas que podem ocorrer na transmissão para que o sinal ainda consiga ser decodificado na receção.

$$\text{Balanço de Potência} = \text{Potencia de Transmissão} - \text{Limite de sensibilidade} \quad (7.23)$$

No caso da figura 8.26, o balanço de potência é: +14dBm – (-137dB) = 151 dBm. Ou seja, entre a emissão e a receção este é o valor limite de perdas que garantem que o sinal chega em condições de ser decodificado.

SNR – De “Signal to Noise Ratio” em inglês, é o rácio entre a potência do sinal recebido e o nível de ruído. $SNR(dB) = 10 \cdot \text{Log} \left(\frac{\text{Potencia do sinal}}{\text{Potência do ruído}} \right)$. Em regra, as transmissões só são possíveis para valores positivos de SNR.

7.6.2.2 Zona de Fresnel

Na transmissão de comunicações sem fios, é importante que as comunicações de um ponto para o outro sejam efetuadas sem obstáculos atenuadores do sinal, chamada comunicação na linha de vista.

Pode-se definir uma zona, chamada Zona de Fresnel, definida como o volume elíptico a 3 dimensões, representada na figura 7.27. Nesta zona qualquer obstáculo, atenuador de potência de sinal, contribui negativamente para a perda do sinal de transmissão.

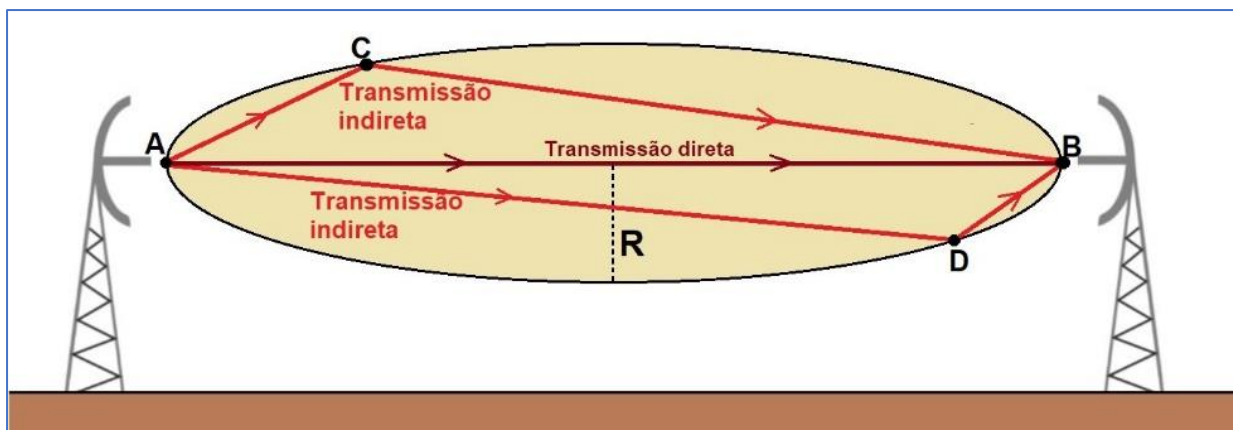


Figura 7.27 - Zona de Fresnel

O raio máximo, R , da Zona de Fresnel é obtido a metade da distância entre o emissor e recetor. Dentro desta zona, a propagação do sinal por múltiplos caminhos chega de forma destrutiva ao recetor, i.e., as transmissões diretas e indiretas não chegam em fase ao recetor, levando à perda de sinal. É, no entanto, aceitável para a qualidade da transmissão que pelo menos 60% desse volume, centrada na linha de vista, esteja isento de obstáculos. Os raios para ambos os casos são dados por:

$$R = 8,657 \times \sqrt{\frac{d}{f}} ; \quad R(60\%) = 8,657 \times \sqrt{0,6 \times \frac{d}{f}} \quad (7.24)$$

R em metros, d – Distância entre emissor e recetor em km, e f – frequência em GHz

Caso existam obstáculos na zona de Fresnel, a qualidade de transmissão será atenuada, deixando de se poder considerar estar numa transmissão de linha de vista.

7.6.2.3 Desvanecimento

Na propagação de ondas eletromagnéticas sempre que o sinal rececionado seja resultado de uma ou várias reflexões, e a distância percorrida até ao chegar ao recetor esteja desfasada de $\lambda/2$ da onda com transmissão direta, chega em oposição de fase, e, conseqüentemente, anula o sinal.

7.6.2.4 Interação com superfícies metálicas e outras

A radiação eletromagnética ao se propagar interage com as moléculas do meio onde se propaga. [64]No caso de uma onda a propagar-se no eixo do yy , $E = E_o \cdot \cos \left(wt - \frac{2\pi}{\lambda} y \right)$, ao interagir com metais, com índice de refração n_R , a atenuação varia exponencialmente, e pode ser descrito por uma função do tipo $E = E_o \cdot e^{-\frac{w \cdot n_R}{c} y} \cos \left(t - \frac{n_R}{c} y \right)$.

Sendo a radiância proporcional ao quadrado da amplitude da onda, fica-se com um termo de atenuação $e^{-\alpha}$, com $\alpha = \frac{2 \cdot w \cdot n_R}{c}$, com α chamado de coeficiente de atenuação. A profundidade de penetração decai de um fator $e^{-1} = 1/2,7 \approx 0,37$ ao fim de uma distância de $1/\alpha$. No caso do cobre, para ondas com

$\lambda=100$ nm, tem-se uma profundidade de penetração de 0,6 nm, e no infravermelho com $\lambda=10$ μ m, uma penetração de 6 nm. Por aqui se vê a enorme influência da atenuação do metal na propagação de ondas eletromagnéticas. (Nota: c -velocidade da Luz, $w=2\pi f$, n_R -índice de refração do meio).

Para outros materiais não metálicos, a análise teórica terá de ser efetuada recorrendo a outras aproximações físico-matemáticas, por exemplo através de osciladores forçados.

Em 1997 o NIST publicou um extenso relatório de 200 páginas com radiações entre 3 GHz e 8 GHz com a atenuação de diferentes materiais, incluindo, contraplacado, vidro, pinheiros, parede seca, tijolo, varão de aço nervurado, cimento e betão armado [69]. Podendo-se considerar esta sequência, mas sob reserva de consulta do documento para ver detalhes das condições de ensaio, nomeadamente da frequência da onda, do menos atenuante para o mais atenuante: Vidro – madeira – parede seca – cimento – varão de aço – betão armado.

7.6.3 LoRa – “Long Range” - Comunicação de longo alcance

O “LoRa”, acrónimo de Long Range, ou longo alcance [41], é uma tecnologia de transmissão de dados digitais sem fios em que um emissor de baixa potência transmite pequenos pacotes de dados (0,3 kbps a 5,5 kbps) para um recetor a uma longa distância, até poucos quilómetros.

É especialmente apropriada para comunicações com baixas taxas de transmissão, poucos dados a transmitir e reduzida largura de banda. Os dados podem ser transmitidos a um maior alcance em comparação com tecnologias como WiFi, ou a rede móvel, o que torna esta tecnologia de transmissão adequada para transmitir dados de sensores, como no caso de sensores de medição que operam em centrais solares fotovoltaicas.

A figura 7.28 permite comparar a largura de banda e alcance da transmissão por comunicação LoRa face a comunicações sem fios usuais.

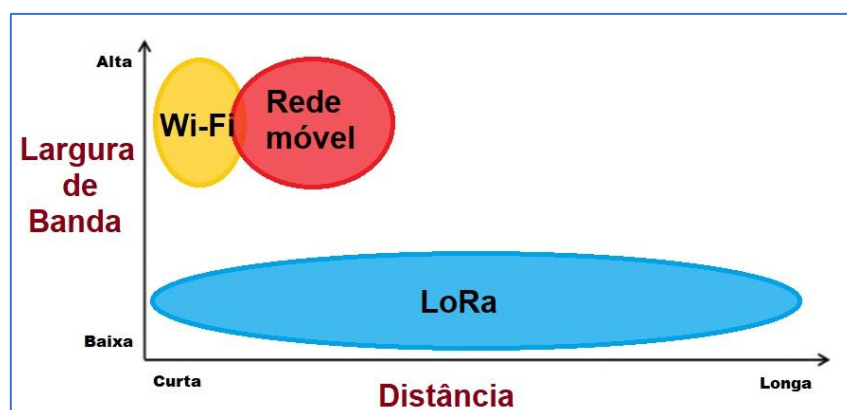


Figura 7.28 - LoRa: Largura de banda e alcance face a outros sistemas

A comunicação por LoRa, por ter pequena largura de banda associada [70], limita a velocidade de transmissão, contrariamente, por exemplo, à comunicação por rede móvel que tem muita potência de

transmissão e elevada largura de banda, ou o Wi-Fi que tem grande largura de banda, mas pouca potência. Apesar destas limitações é eficaz para transmitir pequenos pacotes de dados, por exemplo provenientes de sensores, conseguindo-o transmitir a maiores distâncias.

O sistema de comunicação do tipo LoRa e modulação de sinal usado é patenteada pela empresa Semtech Corporation [71] que cedeu esses direitos à organização, da qual é membro fundador, com fins não lucrativos, a LoRa Alliance, [41]. A LoRa Alliance é uma das maiores alianças entre empresas no sector da tecnologia, com mais de 500 empresas associadas, comprometidas em desenvolver em larga escala redes de comunicação com baixa potência de transmissão. A LoRa Alliance promove a emissão de documentos de normalização técnica, e especificações para os equipamentos poderem operar neste sistema.

7.6.3.1 Topologia de comunicação

A comunicação entre equipamentos LoRa pode ser unidirecional ou bidirecional entre eles, como descrito na figura 7.29, permitindo que todos os equipamentos comuniquem com os outros.

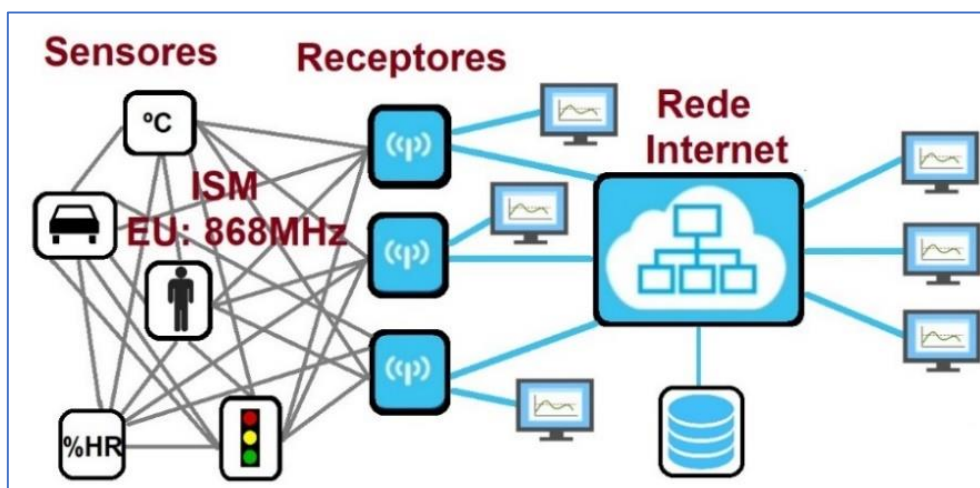


Figura 7.29 - LoRa: Topologia

Todos os sensores e recetores incluem uma antena de transmissão/recepção, podendo ser programados com um endereço que os identificam, para enviar ou receber dados. Os recetores podem estar diretamente conectados a sistemas informáticos, ou ligados pela internet a servidores, bases de dados ou a outros computadores na rede para análise e tratamento dos dados.

7.6.3.2 Modulação por alargamento do espectro

A técnica de modulação usada no LoRa está baseada na modulação “Spread Spectrum”, ou alargamento do espectro, que utiliza para transmissão do sinal frequências em toda a largura de banda disponível. A figura 7.30 permite ver a relação entre a potência de pico e largura de banda para transmissões em banda estreita e alargada.

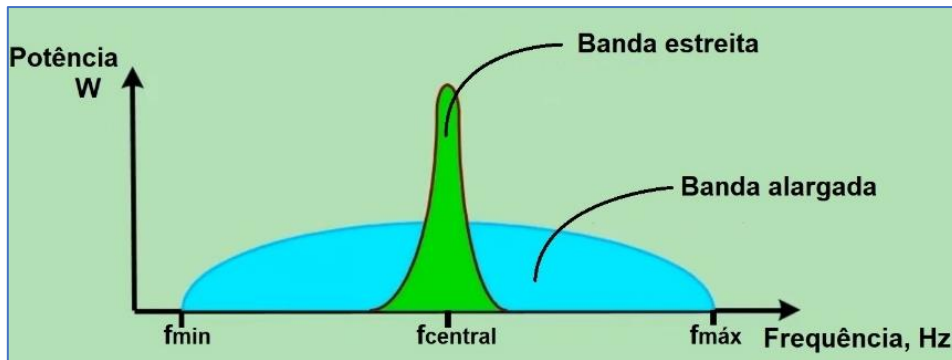


Figura 7.30 - Modulação: Banda estreita versus banda alargada

As diferenças na transmissão de sinais entre bandas estreitas e alargadas são as seguintes:

Banda estreita:

- Utiliza uma frequência central para servir de portadora do sinal;
- Tem uma elevada potência de pico;
- Mais facilmente corrompida;
- Só é possível decodificar sinais acima do nível de ruído.

Banda alargada:

- A largura de banda é mais extensa que o necessário para enviar o sinal;
- Possui uma baixa potência de pico, necessitando de menor potência de emissão;
- Menor gasto energético e aumento da duração das baterias nos sensores;
- Boa relação sinal-ruído, SNR;
- Mais difícil de detetar;
- Mais difícil de interceptar;
- Mais difícil de parar;
- Consegue transmitir dados abaixo do nível de ruído.

A modulação em transmissões do tipo LoRa é uma técnica de modulação patenteada pela empresa *Semtech Corporation International*, denominada “modulação linear com alargamento do espetro”, ou em inglês, “Chirp Spread-spectrum”. Utiliza frequências com modulação linear, mostrado na figura 7.31, em que toda a largura de banda é usada para codificar/descodificar a informação.

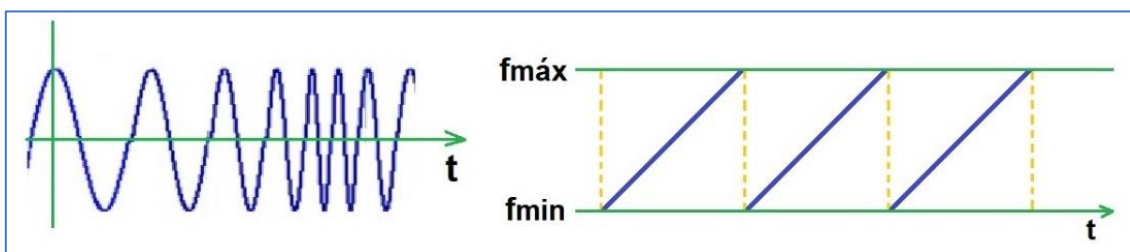


Figura 7.31 - LoRa: Modulação linear em frequência

A técnica de modulação linear da frequência do sinal emitido é igualmente usada por alguns animais, nomeadamente golfinhos e morcegos, para detetar e reconhecer presas ou obstáculos à medida que se aproximam dos mesmos [72].

Todas as mensagens começam um conjunto de sinais, designado Preâmbulo, composto por 8 frequências crescentes iguais seguidas de 2 decrescentes iguais, como mostrado na figura 7.32.



Figura 7.32 - LoRa: Preâmbulo - Início de transmissão de dados

Os dados que são transmitidos podem ter vários fatores de espalhamento que podem ser seleccionados para melhor adaptação à quantidade de informação e à distância a que se encontra o recetor.

Dá-se o nome de “**chirp**”, a cada um dos tons no qual a frequência cresce ou decresce. Na figura 7.33 existem 4 tipos diferentes de “**chirps**”, identificados num quadrado vermelho.

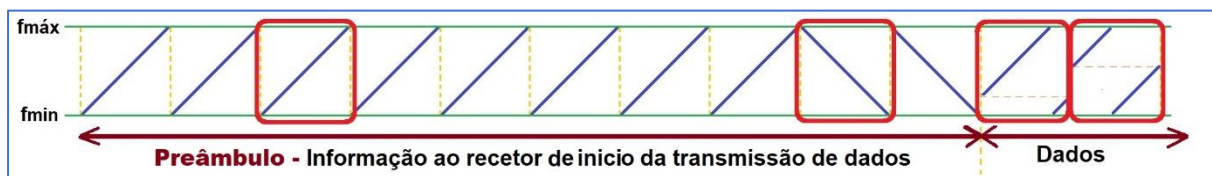


Figura 7.33 - LoRa: Exemplo de 4 diferentes tipos de **chirps**

Quanto maior o fator de espalhamento seleccionado mais chirps diferentes contêm o **Símbolo**.

7.6.3.3 Fator de espalhamento - Spreading Factor, SF

A tabela 7.4 indica para cada Factor de espalhamento, SF, a taxa de transmissão, alcance, tempo de permanência no ar, o número máximo de bytes que podem ser enviados e uma indicação relativa sobre o consumo energético.

Tabela 7.4 - LoRa: Relação SF, taxa de transmissão, alcance e tempo no ar

SF	Transmissão (bps)	Alcance (km) (Valores aprox.)	Tempo no ar [44] (ms)	Máxima transmissão (bytes)	Consumo energia
SF7	5470	2	61	51	Menor
SF8	3125	4	113	51	
SF9	1760	6	205	51	
SF10	980	8	371	115	
SF11	440	10	823	222	
SF12	250	15	1483	222	Maior

Nota: Transmissão de uma mensagem de 11 bytes para uma largura de banda de 125kHz

Quanto maior o número de SF maior a distância que em teoria pode ser percorrida pelo sinal e recebida sem erros pelo recetor.

Exemplo: Para melhor compreensão imagine-se a possibilidade, inexistente no LoRa, de SF=2, os 4 chirps possíveis poderiam ser os indicados na figura 7.34.

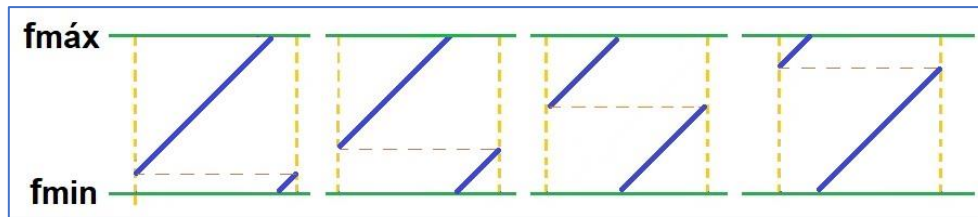


Figura 7.34 - LoRa: 4 chirps possíveis

Os diversos fatores de espalhamento, SF, da modulação LoRa são intrinsecamente ortogonais entre si. O que significa que os sinais modulados com diferentes valores de SF e transmitidos em simultâneo no mesmo canal de frequência não interferem uns com os outros, sendo vistos como ruído entre eles. Os sinais com modulação LoRa são resistentes a interferências dentro da banda de transmissão ou fora. Possuem maior imunidade a trajetórias múltiplas e a atenuações, sendo apropriada para ambientes urbanos e suburbanos e muito pouco afetadas pelo efeito Doppler que causa desvios na frequência de transmissão de emissores em movimento [73].

A consequência da equivalência tempo/frequência é que a detecção do chirp não requer sincronização precisa de tempo e frequência. Pode detetar um sinal sem ter de adivinhar primeiro a sua frequência precisa. Um recetor LoRa irá primeiro detetar um sinal e depois sincronizá-lo com precisão usando os símbolos dedicados do preâmbulo.

Quanto maior o SF, maior o tempo de comunicação, i.e., o tempo necessário para efetuar a comunicação dos dados, necessitando o emissor de gastar mais energia para fazer a comunicação.

7.6.3.4 Fator de utilização e tempo no ar

Os limites a serem cumpridos na transmissão de dados, podem variar de região para região, ou país para país, mas de acordo com a *ETSI EN 300 220-3-1 V2.1.1 (2016-12)*, são os seguintes:

- Fator de utilização: (0,1 a 10) %,
- Tempo de transmissão contínua: Sem limite (para um pacote de dados)

Estas limitações impossibilitam, por exemplo, a comunicação de voz ou áudio, porque é necessário transmitir em contínuo.

7.6.3.5 Atenuações

A propagação de ondas eletromagnéticas na comunicação LoRa está sujeita aos fenómenos associados à propagação de ondas eletromagnéticas referidas no ANEXO 2, capítulo 7.6.2.

A tabela 7.5 identifica os raios da **Zona de Fresnel** para transmissões LoRa e Wifi para diversas distâncias.

Tabela 7.5 - LoRa: Raios da Zona de Fresnel

Distância [km]	Transmissão LoRa (868 MHz)		Wi-Fi (2,4 GHz)	
	R [m]	R_60% [m]	R [m]	R_60% [m]
1	9	7	6	4
2	13	10	8	6
5	21	16	12	10
10	29	22	18	14
15	36	28	22	17

As transmissões LoRa são possíveis com valores de **SNR** negativos, i.e., com potências na recepção abaixo do nível de ruído, com valores que podem chegar a -20dBm [74].

O valor **limite de sensibilidade**, depende do fator, SF, existindo um valor abaixo do qual não é possível decodificar a transmissão na recepção, e cujos valores para largura de banda de 125 KHz estão representados na tabela 7.6 [45].

Tabela 7.6 - LoRa: Valores limites de sensibilidade para diferentes valores de SF

SF	Limite sensibilidade (dBm)	SF	Limite sensibilidade (dBm)
7	-123	10	-132
8	-126	11	-134
9	-129	12	-137

7.7 Processamento de sinal

Quase sempre, nos dias de hoje, sinais provenientes de sensores de medição do tipo analógico são convertidos para formato digital através de um conversor analógico-digital, ADC. Isto acontece porque os sinais digitais são menos suscetíveis que os sinais analógicos às interferências causadas pelo ruído.

Nos sinais digitais não é necessário avaliar com precisão a amplitude, frequência ou fase como nos analógicos. Em vez disso, os impulsos são avaliados durante um intervalo de tempo preciso e é feita uma determinação simples se o impulso está acima ou abaixo de um nível de referência pré-definido. Ao existirem apenas dois estados lógicos, ou bits, estado "0" e "1" correspondentes a dois intervalos de tensão, permite ter uma boa imunidade ao ruído contrariamente aos sinais analógicos. A figura 7.35 ajuda a compreender este conceito.

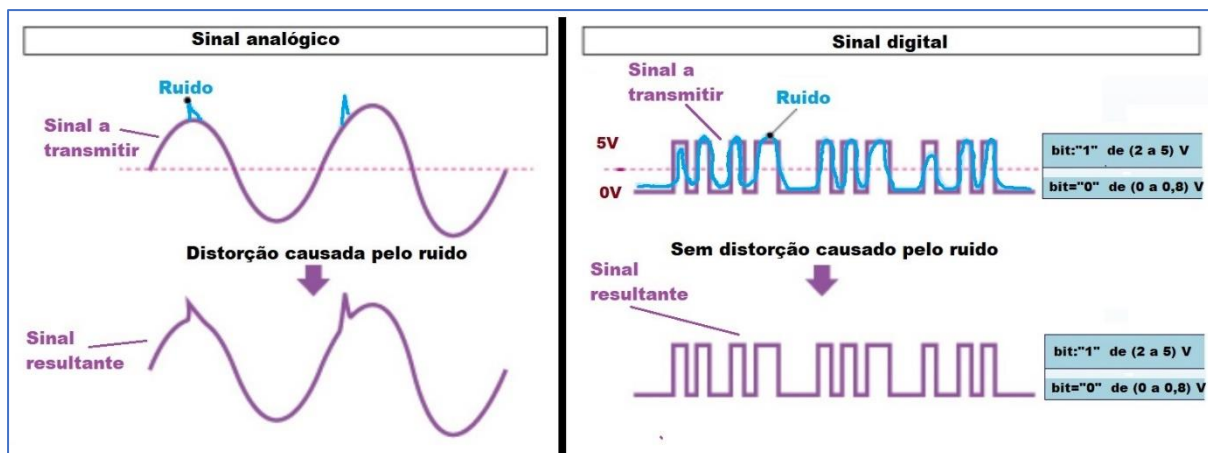


Figura 7.35 - Ruído: Influência nas comunicações digitais e analógicas

Como se observa na figura 7.35, independentemente do valor do ruído, este vai sempre afetar o sinal analógico, enquanto que na transmissão digital, desde que o ruído não ultrapasse os valores limites de cada estado lógico, o sinal não sofre qualquer distorção.

Existem vários protocolos para a transmissão de sinais digitais. Contudo, o protocolo normalmente adotado para a transmissão de dados de sensores ou circuitos de medição é a transmissão em série assíncrona. Esta transmissão envolve a conversão de um sinal analógico de tensão num equivalente digital binário, ou bits, utilizando um conversor analógico-digital, ADC. Os dados são transmitidos numa sequência de impulsos de tensão de igual largura representados pelos dígitos binários "1" e "0". Normalmente, um nível de tensão próximo de +5V ou 3,3 V é usado para representar o binário "1" e de 0 V para representar o binário "0".

Os sinais digitais têm as seguintes vantagens sobre os analógicos

- São mais fáceis de guardar
- Permitem multiplexagem
- Mais fácil reconstruir o sinal na receção, permitindo ser usado a maiores distâncias

Apresentam, porém, as seguintes desvantagens

- Requerem sincronização, e
- maiores larguras de banda para transmissões mais rápidas

Conversor ADC

Os conversores analógicos digitais permitem converter uma grandeza analógica num valor digital em função do número de bits desse conversor. A gama dos valores digitais é dada por 2^N , em que N é o número de bits do conversor. A resolução da medição é dada pelo quociente da amplitude do valor de entrada pela gama de valores digitais.

No exemplo da figura 7.36, um conversor de 2 bits consegue decompor um sinal com amplitude de 5 V em 4 níveis igualmente espaçados, transmitindo à saída uma sequência de bits cujo valor binário é representativo da amplitude analógica de entrada.

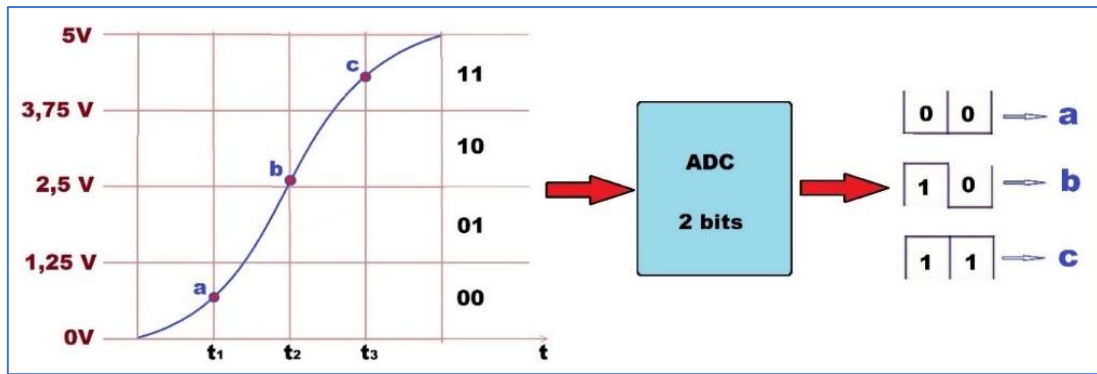


Figura 7.36 - ADC de 2 bits: Exemplo de conversão

Com base no exemplo da figura 7.36, um sinal contínuo em tensão é amostrado pelo ADC em 3 instantes, a em t_1 , b em t_2 e c em t_3 . Consoante o intervalo de valores de tensão em que se situa cada um dos pontos assim é o valor binário a transmitir.

Cada um desses pontos, a, b ou c, caem dentro de uma gama de valores, de amplitude 1,25 V, mais concretamente, (0 a 1,25) V, (2,5 a 3,75) V ou (3,75 a 5) V. Dentro de cada uma dessas gamas não é possível distinguir qual o verdadeiro valor do sinal de entrada. Ou seja,

$$Resolução = \frac{Gama\ de\ medição}{2^N} = \frac{5\ V}{2^2} = 1,25\ V \quad (7.25)$$

Incerteza de medição - No caso mais genérico, a incerteza associada à medição de um ADC de N bits, tratando-se de um equipamento com indicação digital, em que só é possível estimar o valor medido entre valores limites superiores e inferiores, correspondentes a uma resolução com amplitude $2a$, no caso, igual a 1,25 V, a incerteza, de acordo com o ANEXO 1, capítulo 6.2.2, equação (6.9), é dada por

$$\frac{1}{\sqrt{3}}a = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Resolução}{2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\frac{Gama\ de\ medição}{2^N}}{2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Gama\ de\ medição}{2^{N+1}} \quad (7.26)$$

I.e., quanto

- maior for o número de bits, N, do ADC, e
- melhor resolução,

mais baixa será a incerteza de medição.