



Universidade Estadual de Londrina
Centro de Tecnologia e Urbanismo
Departamento de Engenharia Elétrica

Giuliano Galhardi Motter

**Projeto e desenvolvimento de um protótipo
de medidor inteligente para grandezas
elétricas**

Londrina - PR

2020

Universidade Estadual de Londrina

Centro de Tecnologia e Urbanismo

Departamento de Engenharia Elétrica

Giuliano Galhardi Motter

**Projeto e desenvolvimento de um protótipo de
medidor inteligente para grandezas elétricas**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Profa. Dra. Maria Bernadete de M. França

Londrina - PR

2020

Ficha Catalográfica

Giuliano Galhardi Motter

Projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas - Londrina - PR, 2020 - 96 p., 30 cm.

Orientador: Profa. Dra. Maria Bernadete de M. França

1. Redes Elétricas Inteligentes. 2. Qualidade de Energia. 3. Internet das Coisas. 4. Infraestrutura de Medição Avançada. 5. Detecção de anomalias.

I. Universidade Estadual de Londrina. Curso de Engenharia Elétrica. II. Projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas.

Giuliano Galhardi Motter

Projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Comissão Examinadora

Profa. Dra. Maria Bernadete de M. França
Universidade Estadual de Londrina
Orientadora

Profa. Dra. Juliani Chico Piai
Universidade Estadual de Londrina

Prof. Dr. Newton da Silva
Universidade Estadual de Londrina

Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Pontifícia Universidade Católica de
Campinas

Prof. Dr. Flávio José de Oliveira Morais
Universidade Estadual Paulista de Tupã

Londrina, 25 de julho de 2021

Dedico este trabalho ao meu pai, Adelar e minha mãe, Denise.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me dar força e perseverança. Agradeço aos meus pais e irmã por me estimularem e me proverem um ambiente ideal para que eu conseguisse desenvolver este trabalho. Agradeço a minha namorada por todo o apoio e compreensão neste período. Agradeço a minha orientadora por sua dedicação e apoio técnico e logístico no desenvolvimento do trabalho. Agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES), pois o presente trabalho foi realizado com o seu apoio - Código de Financiamento 001.

REFERENCIA DO AUTOR. **Projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas.** 2020. 96 p. Dissertação do Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Estadual de Londrina, Londrina - PR.

Resumo

Modernizações no sistema elétrico vem sendo feitas em um ritmo lento. A integração de novas tecnologias às redes elétricas como internet das coisas, computação em nuvem ou aprendizado de máquina, proporciona diversas vantagens e vem ocorrendo recentemente de maneira gradual principalmente em países mais desenvolvidos. Essa modernização da rede elétrica, a torna mais responsiva, robusta e também coopera para o profundo conhecimento da rede como um todo. Este trabalho apresenta uma abordagem prática do projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas com o objetivo de avaliar a viabilidade e complexidade de tal implementação. O protótipo desenvolvido conta com tecnologia de telecomunicação bidirecional, possibilidade de corte e realimentação remoto de cargas, detecção de eventos de baixa qualidade de energia ou violação da instalação elétrica bem como a possibilidade de aquisição de uma ampla variedade de parâmetros da rede elétrica.

Palavras-Chave: 1. Redes Elétricas Inteligentes. 2. Qualidade de Energia. 3. Internet das Coisas. 4. Infraestrutura de Medição Avançada. 5. Detecção de anomalias.

REFERENCIA DO AUTOR. **Projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas.** 2020. 96 p. Dissertation on a Master's Degree in Electrical Engineering - Londrina State University, Londrina - PR.

Abstract

Modernizations in the electrical system are being carried out at a slow pace. The integration of new technologies to electrical networks, such as the internet of things, cloud computing or machine learning, provides several advantages and has been occurring gradually, mainly in more developed countries. This modernization of the electrical network makes it more responsive, robust and also contributes to a deep knowledge of the network as a whole. This work presents a practical approach to the design and development of a smart meter prototype for electrical quantities in order to assess the feasibility and complexity of such an implementation. The developed prototype features bidirectional telecommunication technology, the ability to cut and remote load feedback, detection of low power quality events or violations of the electrical installation, as well as the possibility of acquiring a wide variety of parameters from the electrical network.

Key-words: 1. Smart Grids. 2. Power Quality. 3. Internet of Things. 4. Advanced Metering Infrastructure. 5. Anomaly Detection

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Esquema Simplificado de Rede Elétrica Tradicional.	27
Figura 2.2 – Esquema Simplificado de Rede Elétrica Inteligente.	28
Figura 2.3 – Paralelo entre os domínios da Rede Elétrica e a Rede de Comunicação que compõe uma AMI.	36
Figura 3.1 – Diagrama de blocos do protótipo.	39
Figura 3.2 – Kit de desenvolvimento do microcontrolador STM32F407.	40
Figura 3.3 – Diagrama de blocos interno do ATM90E36A.	42
Figura 3.4 – Esquema do uso de um transformador de corrente.	46
Figura 3.5 – Esquema de ligação do transformador de tensão ZMPT101B.	48
Figura 3.6 – Detalhamento da instalação dos sensores de tensão do sistema trifásico.	49
Figura 3.7 – Placa com transceptor LORA SX1278, da SEMTECH.	53
Figura 3.8 – Camadas de abstração para desenvolvimento do <i>firmware</i>	56
Figura 4.1 – Formas de onda de tensão na entrada e saída do sensor de corrente.	59
Figura 4.2 – Formas de onda de tensão na entrada e saída do sensor de tensão.	59
Figura 4.3 – Placa desenvolvida para uso do chip ATM90E36A.	61
Figura 4.4 – Placas de sensor de corrente.	62
Figura 4.5 – Placa de sensores de tensão.	63
Figura 4.6 – Formas de onda na saída da placa de sensores de tensão.	63
Figura 4.7 – Placa desenvolvida para uso de RTC e EEPROM.	64
Figura 4.8 – Placa desenvolvida com Reles, para corte e reabastecimento de energia.	64
Figura 4.9 – Detalhamento do formato do protocolo serial (mensagens enviadas pelo computador/servidor ao medidor).	67
Figura 4.10–Detalhamento do formato do protocolo serial (mensagens enviadas pelo medidor ao computador/servidor).	69
Figura 4.11–Bancada de testes desenvolvida, montada com todos os elementos.	70
Figura 4.12–Formato do dado de aquisição de medidas enviado pelo medidor. For- mato de dados processado pelo " <i>script</i> ".	71
Figura 5.1 – Resultado das medições de corrente realizadas pelo protótipo e o me- didor de referência e erro percentual - Teste com Reostato	75

Figura 5.2 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Reostato	75
Figura 5.3 – Resultado das medições de corrente realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Ferro de Passar	77
Figura 5.4 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Ferro de Passar	78
Figura 5.5 – Regressão linear das correntes - Teste com Ferro de Passar	78
Figura 5.6 – Potências Ativa, Reativa e Aparente - Teste Motor	80
Figura 5.7 – Potências Ativa Fundamental e Harmônica - Teste Motor	81
Figura 5.8 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste SAG	82
Figura 5.9 – Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de SAG	83
Figura 5.10–Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste LOSS	84
Figura 5.11–Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de LOSS	84
Figura 5.12–Regressão linear das tensões - Teste de LOSS	85
Figura 5.13–Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de Erro de Sequencia	86

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Valores exatos dos resistores utilizados nos sensores de corrente e tensão	60
Tabela 5.1 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão e corrente - Teste com Reostato	76
Tabela 5.2 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão e corrente - Teste com Ferro de Passar	79
Tabela 5.3 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão - Teste SAG e LOSS	85
Tabela 6.1 – Exemplos de comandos possíveis de serem enviados para o medidor através da interface.	94
Tabela 6.2 – Lista de ID das medidas disponíveis implementadas no medidor.	96

Lista de Siglas e Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADC	Conversor Analógico Digital (<i>Analog to Digital Converter</i>)
AFE	Frontão Analógico (<i>Analog Front End</i>)
AMI	Infraestrutura de Medição Avançada (<i>Advanced Metering Infrastructure</i>)
AMR	Leituras Automatizadas de Medidores (<i>Automated Meter Readings</i>)
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANSI	Instituto Nacional Americano de Medidas (<i>American National Standards Institute</i>)
API	Interface de Programação de Aplicação (<i>Application Programming Interface</i>)
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CI	Circuito Integrado
CT	Transformador de Corrente (<i>Current Transformer</i>)
DSP	Processamento Digital de Sinais (<i>Digital Signal Processing</i>)
ECI	Instituto Europeu do Cobre (<i>European Copper Institute</i>)
EEPROM	Memória de Leitura Programável Apagável Eletricamente (<i>Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory</i>)
ERB	Estação Rádio Base
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A
EPE	Empresa de Pesquisa de Energia
ES	Mola Elétrica (<i>Electric Spring</i>)
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GPRS	Serviço Geral de Pacotes de Rádio (<i>General Packet Radio Service</i>)
GSM	Sistema Global para Telemóveis (<i>Global System for Mobile</i>)
HAL	Camada de Abstração de <i>Hardware</i> (<i>Hardware Abstraction Layer</i>)
IDE	Ambiente de Desenvolvimento Integrado (<i>Integrated Development Environment</i>)
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica (<i>International Electrotechnical Commission</i>)
IOT	Internet das Coisas (<i>Internet of Things</i>)
ISM	Médico Científica Industrial (<i>Industrial Scientific and Medical</i>)

MCU	Unidade de Micro Controle (<i>Micro Controller Unit</i>)
PCI	Placa de Circuito Impresso
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PGA	Amplificador de Ganho Programável (<i>Programmable Gain Amplifier</i>)
PT	Transformador de Potência (<i>Power Transformer</i>)
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	Raiz Quadrática Média (<i>Root Mean Square</i>)
RTC	Relógio de Tempo Real (<i>Real Timer Clock</i>)
RTOS	Sistema Operacional de Tempo Real (<i>Real Time Operating System</i>)
SG	Redes Inteligentes (<i>Smart Grid</i>)
SM	Medidores Inteligentes (<i>Smart Meter</i>)
SPI	Interface Serial Periférica (<i>Serial Peripheral Interface</i>)
SVC	Compensador VAR Estático (<i>Static VAR Compensator</i>)
THD	Distorção Total das Harmônicas (<i>Total Harmonic Distortion</i>)
TTL	Nível Transistor Transistor (<i>Transistor to Transistor Level</i>)
UART	Receptor/Transmissor Universal Assíncrono (<i>Universal Asynchronous Receiver/Transmitter</i>)

Sumário

	Lista de Figuras	10
	Lista de tabelas	12
	Lista de Siglas e Abreviaturas	13
	Sumário	15
1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Organização do Trabalho	24
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1	Redes Elétricas	26
2.2	Redes Elétricas Inteligentes	27
2.3	Qualidade da Energia	30
2.4	Medidores Inteligentes	32
2.5	Infraestrutura de Medição Avançada	35
2.6	Conclusão do Capítulo	37
3	MATERIAIS E MÉTODOS	38
3.1	Arquitetura proposta	38
3.2	Hardware	39
3.2.1	Microcontrolador	39
3.2.2	Front-End Analógico	40
3.2.3	Transdutor de Corrente	45
3.2.4	Transdutor de Tensão	47
3.2.5	Tecnologia de Telecomunicação	50
3.2.6	Demais Elementos	53
3.3	Arquitetura de Código	54
3.4	Metodologia de Testes e Validação	55
3.5	Conclusão do Capítulo	56

4	DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO	58
4.1	Protótipo do Medidor	58
4.1.1	Ensaio de Caracterização	58
4.1.2	Placa <i>Front-End</i> Analógico	60
4.1.3	Placa Sensoriamento de Corrente	61
4.1.4	Placa Sensoriamento de Tensão	62
4.1.5	Demais Elementos de <i>Hardware</i>	63
4.1.6	Desenvolvimento de Código	64
4.1.7	Formato dos Pacotes e Interface	66
4.2	Desenvolvimentos Extras	69
4.3	Calibração do AFE	71
4.4	Conclusão do Capítulo	72
5	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	74
5.1	Testes Comparativos	74
5.1.1	Ensaio com reostato	74
5.1.2	Ensaio com Ferro de passar	77
5.1.3	Ensaio com Motor	79
5.2	Inteligência Embarcada	81
5.2.1	Eventos de qualidade de energia ou violações	81
5.3	Acionamento dos Relés	86
5.4	Conclusão do Capítulo	87
6	CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS	90

1 Introdução

Devido a sua grande relevância política e econômica, o setor elétrico de um país deve ser estável e operar de maneira confiável. Embora a primeira usina hidrelétrica no Brasil tenha entrado em operação em 1883, apenas em 1930 o governo federal passou a assumir um papel mais controlador na administração dos recursos hídricos do território nacional com a adoção do Código das Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934). Nele foi atribuída à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento da energia hidráulica. A partir dos anos 40 o estado brasileiro passou a atuar diretamente na produção de energia elétrica com a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Em 1961 essa atuação mais enfática das forças da união culminou na criação da ELETROBRAS, que passaria a ter funções de coordenar financeira, técnica e administrativamente o setor de energia elétrica brasileiro (ELETROBRAS, 2019).

Em 1993 foi aprovada a lei nº 8.631, conhecida como Lei Elizeu Resende, dentre as mudanças instauradas, estava a extinção da equalização das tarifas de energia. A partir de então as empresas responsáveis por gerar e transmitir a energia elétrica poderiam taxá-la a partir dos custos de operação. Em 1995 ocorreu a primeira privatização de uma concessionária pública do país, a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA). Em 1996 o Ministério de Minas e Energia implanta o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-ESB) que implicou em mudanças na estrutura do mercado, tal como a separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia. Com esse movimento no rumo das privatizações, também em 1996 o governo brasileiro criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão e comercialização de energia no país (ELETROBRAS, 2019).

Em 2004 foi aprovado um novo modelo do setor elétrico, com a aprovação das leis nº 10.847 e nº 10.848, que definiram novas regras de comercialização de energia e criaram a Empresa de Pesquisa de Energia (EPE) com o objetivo de gerir técnica, econômica e ambientalmente os novos empreendimentos de energia do país. Desde então foram aprovados planos decenais de expansão da energia em 2006 e em 2009 e a rede elétrica passou a crescer, porém sem maiores alterações legislativas na forma como opera (ELETROBRAS,

2019).

Embora novas tecnologias venham sendo integradas no setor elétrico, os avanços na área acontecem lentamente. A adoção de novas tecnologias como a internet das coisas e a exploração plena de medidores inteligentes vem ocorrendo principalmente em países com economias mais avançadas como EUA, China e alguns países europeus, devido ao alto custo de implantação e à necessidade de uma infraestrutura de telecomunicações madura, que possibilite a implantação. Para avaliar o quão avançada está essa revolução nas redes de eletricidade em um determinado país ou região, um indicador que pode ser usado é o número de medidores inteligentes instalados. Na China, já eram mais de 300 milhões de unidades instaladas no final de 2016 (TDW, 2017). Nos Estados Unidos, no final de 2019 já havia mais de 94 milhões de medidores de energia inteligentes (EIA, 2020). A Europa como um todo tinha 200 milhões de metros no final de 2020 (JRC, 2020).

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma abordagem prática do projeto e desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para grandezas elétricas dentro do cenário residencial de *Smart Grids*. O medidor integra conceitos de Internet das Coisas (do inglês *Internet of Things*, ou IoT) e um método de medição que possibilita a obtenção de uma ampla variedade de parâmetros da rede elétrica, sendo ideal para aplicação que tem como objetivo a classificação e categorização de perfis de consumidores ou verificação da qualidade da energia de forma geral, ambos conceitos muito importantes para o planejamento energético da rede elétrica. Embora os sensores possam ser alterados e o protótipo reconfigurado, a peça desenvolvida e apresentada neste trabalho tem como limites elétricos a operação em rede com tensão de fase eficaz de 127 V e corrente máxima de fase de 70 A (desconsiderando o uso dos relés).

1.1 Organização do Trabalho

Além desta introdução, o presente trabalho está organizado em capítulos, conforme descrito a seguir:

O capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica, onde define-se o conceito de qualidade de energia e a sua importância, após isso é discutido especificamente a respeito de medidores inteligentes, listando e analisando de maneira crítica alguns projetos e produtos da área, e ao fim da sessão apresenta-se o conceito de infraestrutura de medição avançada.

O capítulo 3 expõe em um primeiro momento uma visão geral do medidor desenvolvido. Em seguida são apresentadas questões mais específicas quanto a escolha de cada elemento do sistema, sobre os protótipos de *hardware*, *firmware* e quanto à metodologia de testes à ser aplicada.

O capítulo 4 apresenta e discute tudo o que foi desenvolvido para construção do protótipo e os resultados obtidos a partir da sua aplicação.

Finalmente, o capítulo 5 exhibe as conclusões finais do trabalho.

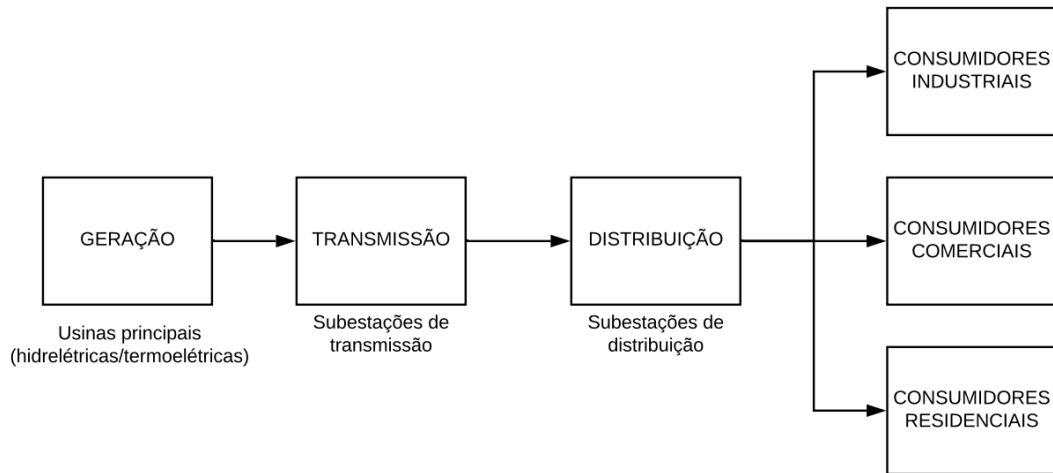
2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos teóricos que circundam o protótipo desenvolvido. Apresenta-se uma breve linha do tempo das redes elétricas, iniciando nas redes elétricas tradicionais, passando pelas etapas intermediárias de redes com medições automatizadas e as redes elétricas inteligentes até o estágio final que se trata de toda uma infraestrutura de medição avançada, uma arquitetura que envolve mais do que apenas leituras automatizadas e telecomunicações. Também discute-se conceitos de qualidade de energia planejamento energético e classificação de consumidores e sobre medidores inteligentes.

2.1 Redes Elétricas

Pode-se dizer que uma rede elétrica é um sistema composto por diversas entidades. Analisando desde a geração da energia até a sua entrega aos consumidores existem várias partes envolvidas e interessadas, como empresas proprietárias de usinas, concessionárias de energia, grupos de pesquisa e desenvolvimento, empreiteiras e consumidores. A Figura 2.1 apresenta um esquema simplificado que descreve uma rede elétrica tradicional, na forma como acontece hoje na vasta maioria das cidades brasileiras. Nesse caso, a rede opera de maneira unidirecional, ou seja, tanto o fluxo de energia quanto o fluxo de informações se dá no sentido do gerador ao consumidor (BABADI et al., 2017) (CRISTIAN et al., 2019).

Uma rede elétrica com a arquitetura conforme esta apresentada na Figura 2.1 pode ter problemas de escalabilidade, robustez e eficiência. Neste caso, é complexo implementar aumentos de carga e expansões pois toda a energia parte de pontos muito específicos do sistema. Um problema que ocorra em uma linha de transmissão pode acarretar no desabastecimento de cidades inteiras, além disso a quase totalidade dos serviços ou interações entre consumidor e prestador de serviços (até mesmo os serviços mais simples) não é automatizado e implica no deslocamento de equipes para resolução ou conferência presenciais. Embora muitos avanços tecnológicos já tenham ocorrido na forma como a energia é gerada e levada até o consumidor final, pode-se dizer que as mudanças da área parecem não acompanhar algumas tendências de outros setores na adesão de novas

Figura 2.1 – Esquema Simplificado de Rede Elétrica Tradicional.

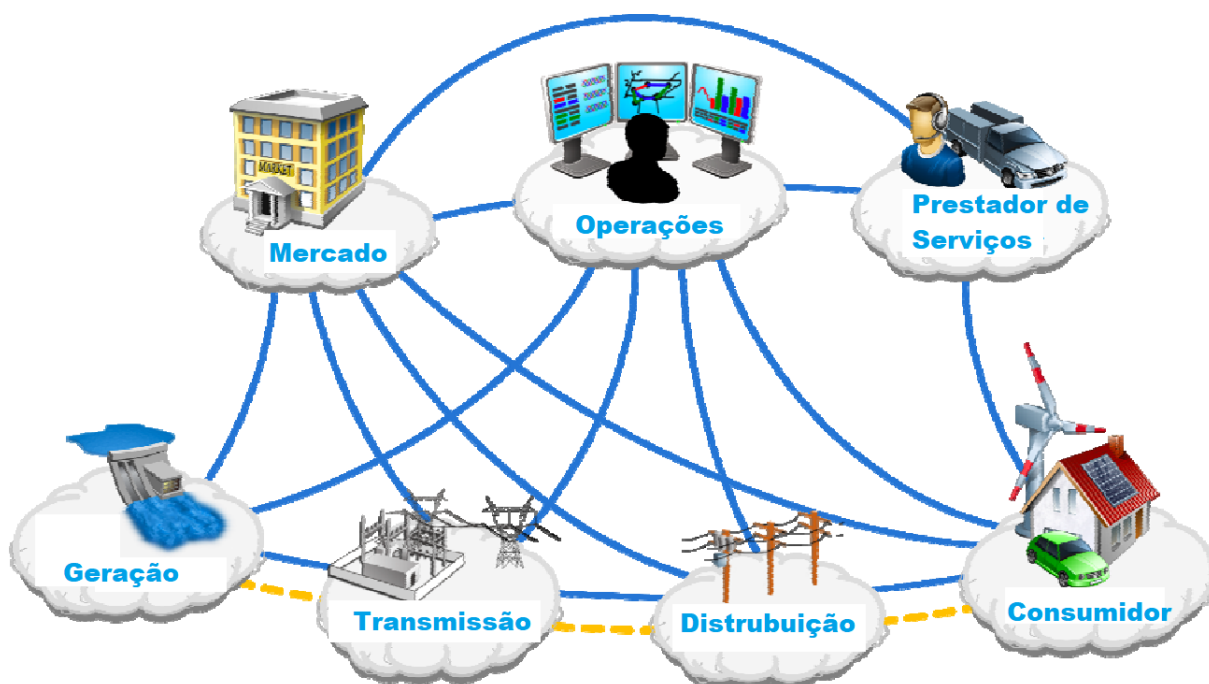
Fonte: O Autor.

tecnologias tais como internet das coisas, computação em nuvem ou aprendizado de máquina. (MUKHOPADHYAY et al., 2017) Isso ocorre principalmente pois a velocidade com a qual essas novas tecnologias surgem torna impraticável a adesão rápida por um setor tão grande, complexo e importante quanto o setor elétrico. Além disso, justamente devido a complexidade e grande importância deste setor para um país, existem diversos órgãos reguladores e uma grande quantidade de leis e normas que devem ser seguidas pelas empresas do ramo para adesão de novas tecnologias e equipamentos. Esta camada burocrática, embora necessária, acaba se tornando uma barreira legal que deve ser superada para a implantação de novas tecnologias na rede elétrica.

2.2 Redes Elétricas Inteligentes

Uma rede elétrica inteligente (do inglês, *Smart Grid*, ou SG) pode ser considerada como o próximo estágio no ciclo evolutivo das redes elétricas. A Figura 2.2 apresenta um esquema simplificado de uma rede elétrica inteligente. Nesse caso, ao invés de um funcionamento unidirecional, se tem uma operação bidirecional, contemplando novas tecnologias de medição e comunicação, o crescente uso de fontes de energia renováveis e geração distribuída e também a introdução do conceito de *prosumidor* (um consumidor que também produz energia).

Uma definição mais precisa diz que uma rede inteligente deve gerar e transmitir energia enquanto monitora de maneira segura o maior número de processos e ativos envolvidos

Figura 2.2 – Esquema Simplificado de Rede Elétrica Inteligente.

Fonte: Adaptado de (GREER et al., 2014)

possível, tendo como principal objetivo fornecer energia de alta qualidade para os consumidores finais (COLAK, 2016). Na Figura 2.2 as linhas azuis (contínuas) representam a rede de comunicação bidirecional, enquanto que as linhas amarelas (tracejadas) representam onde trafega o fluxo de energia. A Figura 2.2 não deixa claro quais são os diversos tipos de tecnologias envolvidas para tornar possível essa nova arquitetura de rede e que a caracterizam como uma rede de fato inteligente.

Novas tecnologias de comunicação e medição de grandezas podem e vem sendo adotadas recorrentemente em todo o ciclo de vida da energia elétrica para automatizar ou tornar mais eficientes diversos processos, tal como instrumentar ativos para monitoramento, acompanhamento de geração, consumo e perdas, monitoramento para manutenção preventiva, faturamento da energia, religamento automático de trechos da rede, proteção (KALALAS et al., 2016) . A seguir, uma breve revisão de alguns trabalhos que desenvolveram dispositivos voltados à SG são apresentados.

O trabalho de Moghe et al. (2014) apresenta o desenvolvimento de um sensor de tensão de baixo custo para baixa e média tensão, com aplicação de monitoramento de cabos, condutores, bancos de capacitores e transformadores. Embora o sensor desenvolvido neste caso seja de custo relativamente baixo, apresentou erro muito elevado nas medidas.

Um Compensador Estático VAR (do inglês *Static VAR Compensator*, ou SVC) é um dispositivo feito para injetar energia reativa rapidamente em um sistema elétrico, de forma a trazer o fator de potência próximo à unidade. Este tipo de dispositivo é cada vez mais comum conforme as redes elétricas se modernizam. Em Mehraban et al. (2014) a reforma de uma instalação elétrica da concessionária Appalachian Power Company Inc. (na cidade de Roanoke, Virginia - Estados Unidos) é acompanhada e analisada. Nessa ocasião, o autor fez a troca dos aparelhos de SVC e adição de um novo filtro harmônico e isso acarretou em melhorias significativas na qualidade da energia elétrica entregue.

Outro componente que vem se tornando comum no contexto da SG são as "Molas Elétricas" (do inglês *Electric Spring*, ou ES). Uma ES é um circuito utilizado para fornecer tensão e potência constante para uma carga que esteja sendo alimentada por uma fonte de energia renovável/inconstante. O trabalho de Solanki e Joshi (2016) mostra que uma ES também pode ser usada para reduzir problemas de qualidade da energia elétrica tais como baixas tensões, desbalanceamento entre fases e redução de harmônicas.

Em Faria et al. (2018) uma unidade multi-sensor é proposta para supervisionar vários parâmetros importantes relacionados com a performance operacional de transformadores em sistemas de distribuição. O sistema conta com sensor de temperatura, sensor ultrassônico para recepção de ruídos na faixa de 40 kHz (gerados por faíscas elétricas) e microfone para avaliação do ruídos audíveis. O dispositivo também conta com comunicação sem fio *Bluetooth Low Energy*.

Já em Huang e Wei (2012) apresenta o desenvolvimento de um novo modelo mecânico e sistema de monitoramento de congelamento em cabos de transmissão. O sistema funciona em uma topologia de um *Master* e dois *Slaves*. Cada *Slave* conta com sensor de temperatura, de tensão mecânica e de ângulo de desvio e se comunica com o *Master* através do protocolo de telecomunicação sem fio *ZigBee*. O *Master* conta com uma câmera de vídeo e uma diversidade de sensores além de se comunicar com uma central com uso de tecnologia GPRS.

Além dos benefícios diretos, essa gama de dispositivos inteligentes pode ser utilizada para agregar valor no serviço oferecido pelas prestadoras de serviço, tornando-o compatível com a nova realidade de uma prestação de serviços ágil, automatizada e prática e até aumentando lucros indiretamente. As concessionárias de energia são os prestadores de serviço que estão em contato direto com os consumidores finais, pois são responsáveis

diretos pela e entrega da energia aos usuários através do padrão de entrada, que é o ponto onde a rede elétrica deixa de ser domínio público e passa a ser responsabilidade privada. É muito importante para essas empresas agregar valor ao seus serviços para agradar e fidelizar os clientes. Uma maneira de fazer isso é aumentando a transparência sobre o serviço prestado, modernizar o serviço e canais de comunicação com o cliente. O uso de Medidores Inteligentes (do inglês: *Smart Meter*, ou SM) está intimamente relacionado a esse passo que mais cedo ou mais tarde terá que ser dado pelas concessionárias. A exigência dos clientes quanto à qualidade dos serviços de energia está relacionada ao aumento paulatino no consumo energético ao redor do mundo.

2.3 Qualidade da Energia

Hoje em dia existem diversos parâmetros utilizados para mensurar a qualidade da energia elétrica. As concessionárias de energia devem entregar energia elétrica aos consumidores dentro das diretrizes de qualidade estipuladas pelo módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2008). Alguns dos parâmetros utilizados como indicadores nesse contexto e os seus limites máximos e mínimos são: fator de potência (deve estar entre 1,0 e 0,92), distorção harmônica total de tensão (deve ser inferior a 10 %), desvio máximo de frequência (deve estar entre 56,5 Hz e 66 Hz), desvios de tensão (existem diversos valores limites com níveis de impacto distintos).

Embora hoje as exigências de qualidade de energia sejam feitas pelo órgão regulador às concessionárias, de acordo com Li et al. (2015), a tendência é o aumento no número de consumidores sensíveis à qualidade da energia fornecida que também apresentarão requisitos de fornecimento. Instalações tais como indústrias ou servidores (centrais de bancos de dados) podem sofrer grandes prejuízos com a interrupção do serviço ou danificação de equipamentos causadas por distúrbios no abastecimento elétrico. Hospitais também são classificados no grupo de consumidores sensíveis à qualidade da energia devido à presença de equipamentos que podem operar indevidamente, caso existam imperfeições na sua alimentação elétrica, podendo colocar vidas em risco. Infelizmente existem casos de situações que culminaram em mortes devido à falhas em transformadores ou demais complicações na rede elétrica de hospitais no Brasil.

A baixa qualidade da energia pode levar à uma operação de baixa eficiência do sistema elétrico e pode acarretar em perdas como a má-operação dos controles remotos das redes por parte das concessionárias/operadores das redes, o super aquecimento dos cabos (causado devido a circulação de correntes harmônicas na linha de neutro), o aumento das perdas Foucault nos transformadores, a operação indevida de dispositivos de proteção ou erros nas medições de consumo energético (KAZIBWE et al., 1990).

Existem nuances entre a qualidade da energia elétrica (QEE) para alta, média e baixa tensão. Segundo Souza et al. (2015), pode-se definir a QEE como o campo de estudo de técnicas de monitoração, análise e mitigação de distúrbios da conformidade da energia elétrica. Outra definição diz que a QEE é a manutenção da distribuição de energia de forma senoidal próxima à magnitude e frequência da tensão nominal (KAUR; DWIVEDI, 2016).

Existem diversas normas definidas por órgãos distintos que regem conceitos de QEE e também definem métodos e padrões de medição para obtenção dos indicadores de qualidade de forma confiável e segura. Como exemplo cita-se:

- **EN 50160:** *Voltage Disturbances Standard EN 50160 Voltage Characteristics in Public Distribution Systems*, redigida pelo *European Copper Institute*, ou ECI em 2002.
- **IEC 61000-4-30:** (*Power Quality Measurement Methods Compliance Report*), redigida pelo *international electrotechnical commission*, ou IEC.
- **PRODIST** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, redigida pela ANEEL.
- **NBR 6146:** Invólucros de equipamentos elétricos – Proteção, redigida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).
- **ETC 6.05:** Especificação técnica para medidor de qualidade de tensão, redigida pela COPEL.

Na realidade brasileira o PRODIST é uma espécie de manual geral desenvolvido pela ANEEL em 2008 composto por 11 módulos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em específico o módulo 8 estabelece os procedimentos relativos à

qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto, a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações (ANEEL, 2008).

Dentro do conceito apresentado pelo módulo 8 do PRODIST, qualidade do produto diz respeito à parte mais técnica relacionada a qualidade da energia elétrica entregue em si. Indicadores para este item são relacionados a níveis máximos e mínimos permitidos de tensão, fator de potência, conteúdo harmônico e frequência. Já a qualidade do serviço preza pela entrega e manutenção do produto aos consumidores, e por isso tem indicadores de continuidade no serviço e tempo ao atendimento de ocorrências.

Segundo Mitrović e Mijalković (2017), os 2 parâmetros mais básicos para caracterizar a qualidade da energia fornecida são a tensão (sua amplitude e forma) e a frequência. Porém quanto mais dados forem extraídos da rede elétrica, análises mais profundas podem ser feitas e portanto se tem mais clareza sobre o estado atual da rede. Com a aquisição das formas de onda de tensão e corrente pode-se, através de cálculos inferir outros parâmetros derivados tais como potências ativa, reativa e aparente, fator de potência, consumo, conteúdo harmônico, distorções ou ruídos e essa transparência possibilita conhecer o estado da rede elétrica em todos os instantes com um alto nível de detalhes, o que permite fazer análises profundas sobre o seu comportamento em estados críticos, como por exemplo, logo antes ou logo após falhas, algo que pode ser muito interessante do ponto de vista de análise e conhecimento da rede por parte das prestadoras de serviço. Além disso, com alto volume e granularidade de dados é possível começar a trabalhar com conceitos de inteligência artificial em busca de padrões que possibilitem a classificação de perfis mais comuns de consumidores, e portanto permitam tomadas de decisões mais assertivas quanto ao planejamento energético da rede elétrica (QUILUMBA et al., 2015)(WANG et al., 2019).

2.4 Medidores Inteligentes

Segundo Martirano et al. (2015), os Medidores Inteligentes (SM) são, em conjunto com tecnologias de telecomunicações, os principais agentes que possibilitam a implantação de uma SG. Há uma década, quando iniciou-se a busca por uma rede elétrica mais inteligente, os SM eram muito diferentes dos que existem atualmente. No início tratavam-se apenas de medidores eletrônicos, porém ainda sem tecnologias de comunicação. Após isso, passaram

para medidores eletrônicos com leituras automatizadas e atualmente discute-se à respeito de uma arquitetura de comunicação bidirecional e maior quantidade de processados na ponta.

O conceito de medidores inteligentes ainda é pouco explorado, quer dizer, não se consideram as suas diversas aplicações e todo o seu potencial de gerar maior segurança, economia e integração da rede elétrica. Atualmente grande parte dos medidores inteligentes ainda oferecem como valor principal a simples automatização do processo de faturamento da energia elétrica. Poucos medidores abordam outras questões tais como a comunicação bidirecional ou análises mais profundas de qualidade da energia.

A seguir são apresentados alguns medidores inteligentes frutos de trabalhos científicos e também alguns medidores comercializados por empresas privadas. Foram levantadas as principais características de cada um deles e feita uma análise crítica.

Em Labib et al. (2017) foi desenvolvido um medidor de energia monofásico com gerenciamento de carga. O sistema conta com comunicação celular e embora tenha como principal funcionalidade a cobrança da conta de energia, também apresenta medição de fator de potência e a detecção de furto. O controle de carga é feito através de relés, cortando ou religando a energia do consumidor.

O trabalho de Stusek et al. (2017) apresenta o desenvolvimento de um medidor de energia elétrica trifásico simples com transformador de corrente e conexão à internet, além de um sistema gráfico para interface com o usuário. O dispositivo tem a desvantagem de medir apenas a corrente e considera o valor de tensão constante para cálculo da energia consumida. O medidor desenvolvido utiliza um conversor analógico digital que introduz um nível de ruído considerável nas leituras, além de não contar com telecomunicação bidirecional.

O medidor inteligente desenvolvido em Arote et al. (2016) toma valores de tensão e corrente e a partir disso fornece dados de potência ativa, reativa, fator de potência e consumo para uma carga trifásica. Além disso, o medidor conta com um módulo de comunicação celular, que permite o envio de mensagens SMS para o usuário a respeito da energia consumida e fatura de energia. Porém, a arquitetura de comunicação escolhida não é bidirecional, o que anula possibilidades de corte/religamento remoto da energia, além de atualizações de parâmetros a distância.

O trabalho de Dai et al. (2018) apresenta o desenvolvimento de um medidor de ener-

gia harmônica e discute sobre os ganhos da sua aplicação em uma SG. O dispositivo é composto pelos módulos de amostragem, DSP (*Digital Signal Processing*), MCU (*Micro Controller Unit*), comunicação, *display* e armazenamento de dados. Os resultados obtidos foram bastante satisfatórios quanto a quantidade de parâmetros medidos e precisão das medidas, porém o protótipo não dispõe de funcionalidades importantes tal como comunicação bidirecional, desligamento/religamento da unidade consumidora ou detecção de furtos e adulteração.

Em Morello et al. (2017) foi prototipado um medidor eletrônico de consumo e qualidade da energia elétrica, além de ser apresentada uma discussão à respeito do papel de sistemas de medição avançada em SGs. O medidor desenvolvido conta com comunicação bidirecional, processamento e tomada de decisões locais, medição de uma grande gama de parâmetros e com boa precisão (erro máximo de 3%) mas não possibilita ligação e religação remota, devido a característica de medição não invasiva.

O medidor comercial OpenWay[®] Centron da empresa Itron apresenta uma solução interessante. Conta com comunicação de rádio frequência bidirecional na faixa de frequência de 2,4 GHz, medição de energia nos 2 sentidos, potências ativa e reativa e também tempo de uso. A memória do dispositivo tem capacidade de armazenar dados de até 1 ano de medidas. É possível a configuração de 8 diferentes intervalo de leituras e a ligação e corte do abastecimento remotamente. Porém, este medidor apresenta uma indiferença quanto à qualidade da energia, não medindo nenhum indicador.

A empresa ELSTER[®] tem o medidor inteligente comercial A3 Alpha, que conta com comunicação bidirecional Sub-Giga Hertz, medição de energia e tempo de uso. Este medidor não apresenta aquisição de nenhum indicador de qualidade de energia.

A empresa Landis+Gyr[®] é um dos líderes mundiais na corrida dos Medidores Inteligentes. O modelo E450 realiza medições de consumo, demanda ativa e reativa em diferentes postos horários. Os medidores apresentam memória de massa com capacidade de armazenamento de até 45 dias de leituras. O intervalo de integração da demanda pode ser configurado para 5, 15, 30 ou 60 minutos. Apresenta um relé de carga para ligamento/desligamento e LEDs frontais para calibração. Comunicação bidirecional de rádio frequência, com topologia *Mesh*. Esse medidor, porém, não realiza medições de distorção na rede elétrica tais como THD ou THD+N, que são parâmetros cada vez mais importantes conforme a rede elétrica cresce em tamanho e complexidade.

2.5 Infraestrutura de Medição Avançada

Um dos primeiros estágios desse processo de digitalização que vem ocorrendo nas redes elétricas com a introdução dos medidores inteligentes é chamado de Leituras Automatizadas de Medidores (do inglês *Automated Meter Readings*, ou AMR). Esse conceito pode ser aplicado à medidores de energia elétrica, água ou gás e gera diversos ganhos, tornando os processos das prestadoras de serviços mais eficientes.

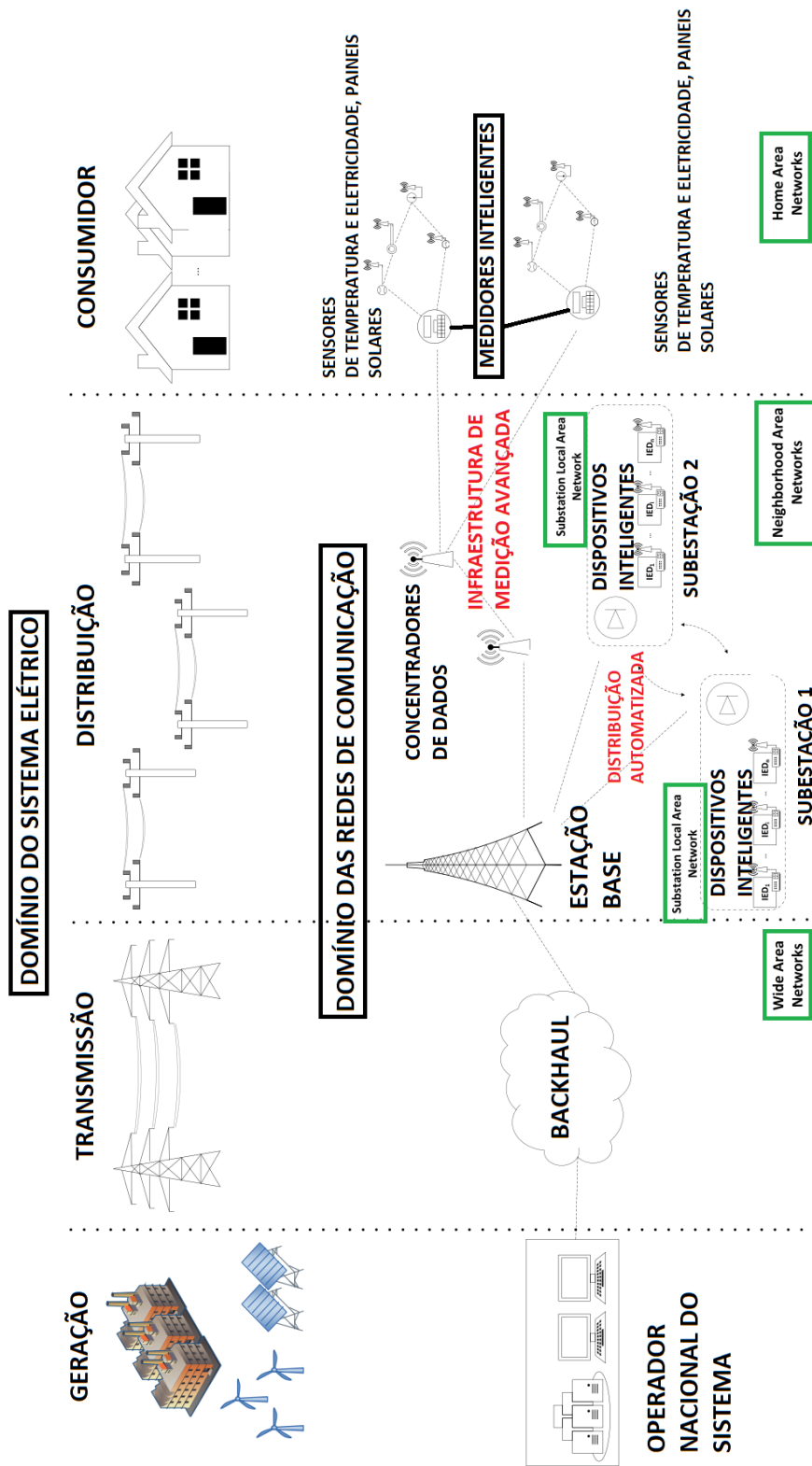
Hoje em dia, porém, a implantação de uma SG moderna está atrelada a um conceito novo, chamado de Infraestrutura de Medição Avançada (do inglês *Advanced Metering Infrastructure*, ou AMI). Uma AMI consiste da integração de tecnologias de comunicação bidirecional, medidores inteligentes e um sistema de gerenciamento de dados.

A principal característica de uma AMI é a comunicação bidirecional entre SMs e centrais concentradoras de dados, o que permite atuações remotas nos medidores. A Figura 2.3 mostra toda a extensão de uma AMI, colocando em paralelo os domínios da rede elétrica e das redes de comunicação envolvidas, desde a geração da energia até o consumidor final. São diversas tecnologias envolvidas e cada estágio do ciclo de vida da energia, utiliza de tecnologias de telecomunicações, de aquisição de dados, e protocolos de comunicação distintas.

Esse tipo de sistema é muito mais comum em países com economia mais avançadas tais como EUA, China e alguns países da Europa, devido ao alto custo de implantação e a necessidade de uma infraestrutura de telecomunicações consolidada, que possibilite a implantação dos SMs.

Embora os custos para implantação de uma AMI sejam altos, o retorno é garantido. Em (DOE, 2019) algumas empresas americanas do setor elétrico (tais como Holy Cross Energy, do Colorado, Ameren Illinois ou Sacramento Municipal Utility District), foram questionadas se a implantação de uma AMI valeu a pena, e as suas respostas dizem que embora exista a necessidade de reformular processos internos, estrutura organizacional, desenvolver novas habilidades e integrar as novidades com sistemas e costumes antigos, o retorno veio, e portanto concluem que vale sim a pena o esforço para a implantação de uma AMI.

Figura 2.3 – Paralelo entre os domínios da Rede Elétrica e a Rede de Comunicação que compõe uma AMI.



Fonte: Adaptado de (KALALAS et al., 2016)

2.6 Conclusão do Capítulo

Conclui-se que a possibilidade de realizar aquisição de parâmetros de qualidade da energia elétrica, detectar eventos de violação das instalações, realizar corte e reabastecimento remoto, bem como a disponibilidade de um canal de telecomunicação bidirecional são as características mais importantes para um medidor inteligente. Além disso, é possível concluir também que embora existam estudos acadêmicos e produtos comerciais que demonstram o potencial da integração de novas tecnologias em medidores inteligentes, essa evolução ainda apresenta um desafio para o setor elétrico como um todo devido, principalmente, a falta de um norte comum para todas as entidades envolvidas, o que dificulta a consolidação de uma rede elétrica inteligente integrada como um todo.

3 Materiais e Métodos

A partir da problemática apresentada e de todas as oportunidades de melhoria identificadas no contexto dos medidores inteligentes, buscou-se desenvolver uma solução que atendesse da melhor maneira possível os requisitos, ou seja, um sistema que traduza a rede elétrica com alta transparência, através da aquisição de uma ampla variedade de parâmetros de consumo e qualidade da energia com precisão e exatidão.

3.1 Arquitetura proposta

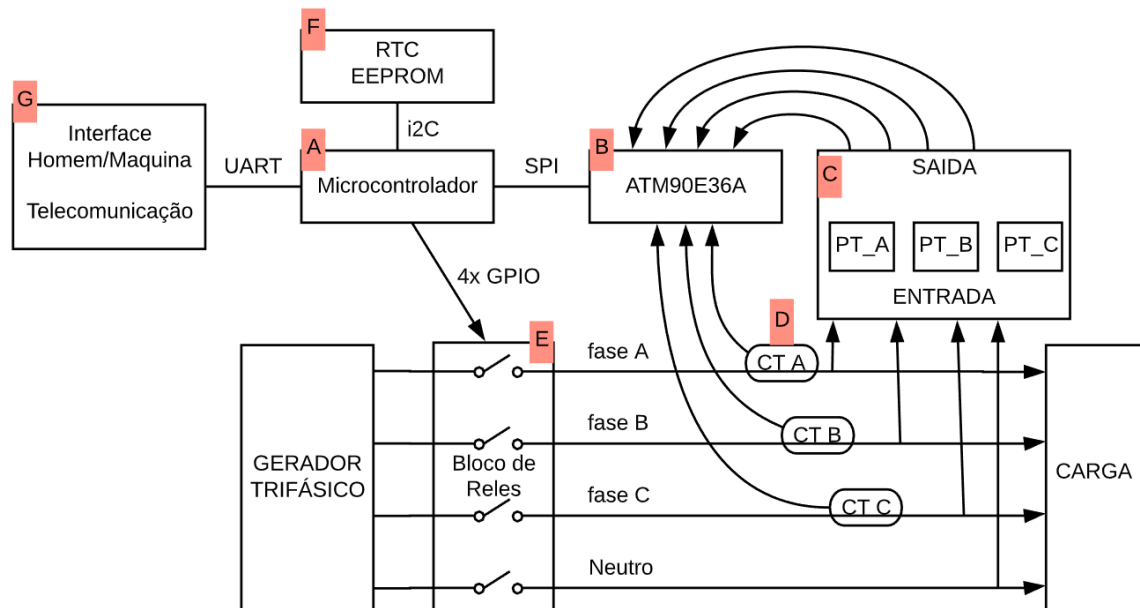
O protótipo deve contar com um canal de telecomunicação bidirecional que possibilite realizar medições, ligamento e desligamento de cargas remotamente.

A Figura 3.1 apresenta um diagrama de blocos simplificado com os principais elementos que compõe o protótipo proposto. Nessa Figura é possível observar que o medidor é composto por 7 elementos principais, sendo eles:

- Bloco A: Microcontrolador;
- Bloco B: Circuito integrado de aquisição de dados;
- Bloco C: Circuito de aquisição de tensão;
- Bloco D: Circuitos de aquisição de corrente;
- Bloco E: Relés para conexão/desconexão;
- Bloco F: Circuitos integrados auxiliares;
- Bloco G: Interface e comunicação.

As sessões a seguir apresentam mais detalhes os elementos que compõe o protótipo de medidor inteligente desenvolvido, apresentando e justificando os métodos escolhidos para implementar cada uma das etapas, bem como as metodologias de testes e desenvolvimento realizados.

Figura 3.1 – Diagrama de blocos do protótipo.



Fonte: O Autor.

3.2 Hardware

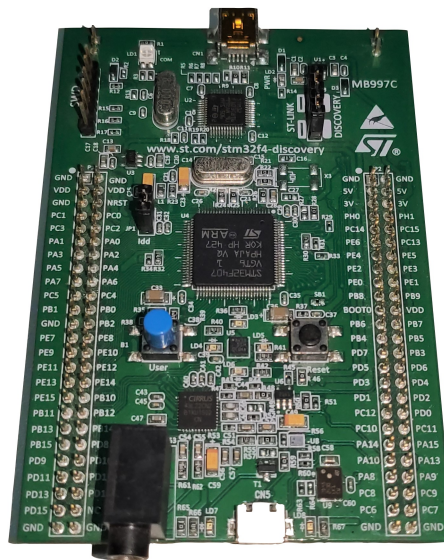
3.2.1 Microcontrolador

O microcontrolador (do inglês *Microcontroller Unit*, ou MCU) do sistema é responsável por executar a lógica que integra todos os demais elementos do sistema de forma coesa, como por exemplo, é o MCU que fornece a base de tempo utilizada para realizar as aquisições de parâmetros da rede elétrica e transmissões das medidas. Definiu-se um intervalo de 1 segundo entre medidas subsequentes e intervalos configuráveis de transmissão das medidas. O medidor fica impreterivelmente realizando aquisições a todo segundo e acumulando os valores adquiridos internamente até chegar o momento de realizar um envio através do canal de telecomunicação. Considerando o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2008), onde é dito que para se assegurar a qualidade do produto, deve se ter a capacidade de realizar medidas subsequentes com intervalos mínimos de 3 minutos, os intervalos possíveis configuráveis de transmissão das medidas são de 1 envio a cada 3, 5, 10 ou 15 minutos.

Definiu-se utilizar o MCU STM32F407VG para o desenvolvimento do protótipo. Trata-se de um MCU de 32 bits, alta performance, arquitetura ARM® e conta com um núcleo *Cortex-M4*, 1 MB de memória FLASH e 192 kB de memória RAM e opera em 3,3 V

com *clock* de 160 MHz. Além de atender aos requisitos técnicos como tamanho de memória, velocidade do *clock* e quantidade de pinos, a escolha deste MCU se deve também à facilidade de acesso à kits de desenvolvimento, familiaridade com a família de MCUs STM32F4xx e devido à possibilidade de portabilidade entre MCUs da mesma fabricante, o que oferece a chance de alteração para um MCU de mais baixo custo no futuro, sem a necessidade de um grande retrabalho no desenvolvimento do *firmware*. A Figura 3.2 apresenta o kit de desenvolvimento que contém este microcontrolador e que foi utilizada para o desenvolvimento do protótipo.

Figura 3.2 – Kit de desenvolvimento do microcontrolador STM32F407.



Fonte: O Autor.

3.2.2 Front-End Analógico

Após uma ampla revisão bibliográfica foi possível definir a melhor forma de realizar a medição dos parâmetros da rede elétrica. As considerações a seguir foram seguidas durante o processo de escolha. Primeiramente, como os níveis dos sinais elétricos a serem medidos são altos, quando comparados aos sinais do microcontrolador, deve existir um condicionamento do sinal e também, idealmente, alguma forma de isolamento entre sinais da rede elétrica e microcontrolador/usuário para proteção elétrica, que evite que componentes se danifiquem e que usuários e operadores se machuquem. Esse fato já elimina a possibilidade de fazer uma medição direta de forma simplista utilizando apenas divisores resistivos e amplificadores operacionais comuns, por exemplo.

Em seguida, como o protótipo é projetado para ser aplicado em um sistema elétrico trifásico à 4 fios (do inglês *3-phase 4-wire*, ou 3P4W) e deverá realizar medidas de tensão e de corrente, para que a rede elétrica esteja devidamente instrumentada existe a necessidade do uso de 3 sensores de tensão (um para cada fase), 4 sensores de corrente (um para cada fase e um para o fio de neutro) e de um circuito de condicionamento para cada um dos sensores, sendo que é inaceitável que esses circuitos de condicionamento insiram ruídos ou atrasos nos sinais originais. Essas condições, em consonância com os requisitos anteriores, tornam ainda mais inviáveis o uso de circuitos mais simples apenas com amplificadores operacionais, já que seriam necessários 7 circuitos independentes de condicionamento de sinais, que gera uma grande quantidade de amplificadores operacionais, elevando o custo e a complexidade e deixando o sistema menos performático.

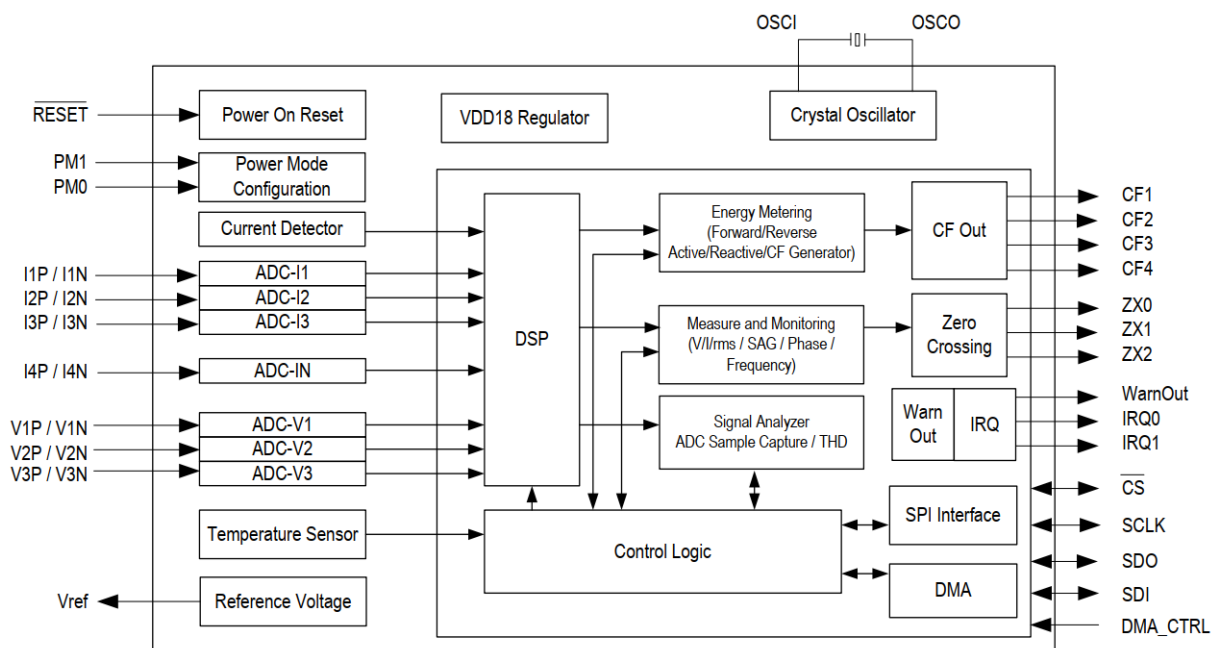
O próximo ponto considerado foi a necessidade do protótipo fornecer dados de qualidade de energia que precisem de análise dos sinais elétricos no tempo e na frequência e portanto exija uma taxa de amostragem mais elevada e a implementação de um cálculo de transformada de Fourier. Caso fosse utilizado um sistema de instrumentação mais simplista, o MCU seria responsável por realizar toda a digitalização do sinal através do seu conversor analógico-digital e implementar a transformada de Fourier em *firmware*. Isso seria bastante custoso para a capacidade de processamento do MCU, aumentaria consideravelmente a complexidade do *firmware* e também eliminaria a possibilidade do uso de um MCU de custo e/ou consumo energético reduzido. Essencialmente, para contornar essa situação, se faz necessária a utilização de um processador digital de sinais (do inglês *Digital Signal Processing*, ou DSP).

A partir de todas os pontos levantados, e considerando as tecnologias disponíveis atualmente no mercado, a solução que melhor se adaptou aos requisitos é o uso de um único circuito integrado (CI) responsável pela digitalização dos sinais e cálculos mais pesados e que disponibilize os dados da rede elétrica pré processados para que o MCU possa consumi-los utilizando algum protocolo de comunicação. Felizmente, atualmente existem algumas empresas que apresentam soluções neste sentido. O dispositivo que melhor se adaptou e foi o escolhido para o desenvolvimento foi o ATM90E36A, um CI de medição de energia trifásica de alto desempenho e amplo espectro. Este CI se encaixa na categoria dos *Analog Front Ends* (AFE), que são chips que apresentam, integrado em seu encapsulamento, toda a parte de amostragem, digitalização e condicionamento digital do

senal, até a entrega dos dados já pré processados para um microcontrolador.

Conforme pode ser observado na Figura 3.3, o ATM90E36A contém internamente 7 blocos de ADC com taxa de amostragem de 8 kHz cada, um bloco de DSP que processa em paralelo as amostras de todos os canais e um bloco de interface SPI (*Serial Peripheral Interface*) que deve ser conectado ao MCU do sistema. A operação deste CI é baseada nas normas IEC62052-11, IEC62053-22 e IEC62053-23, que tratam das condições de teste e regem sobre como deve ser o método de medição realizado internamente dentro do chip.

Figura 3.3 – Diagrama de blocos interno do ATM90E36A.



Fonte: Retirado de (ATMEL, 2015)

De acordo com as informações presentes na sessão de características elétricas na folha de dados do componente (ATMEL, 2015), cada um dos 7 canais de conversor analógico-digital do CI tem um limite máximo de tensão diferencial de entrada de 720 mV eficaz. Os sinais de saída das placas de sensores de corrente e tensão a serem injetados no CI devem obedecer este limite máximo caso contrário as leituras feitas através do chip sempre indicarão o valor máximo de fundo de escala de 65.535. Essa informação deve ser utilizada em conjunto com os dados elétricos dos sensores de corrente e tensão para definição das faixas de valores de resistores ideais.

Dentre os pontos positivos deste dispositivo pode-se citar a alta precisão nas medidas de energia ativa e reativa ($\pm 0,1\%$ e $\pm 0,2\%$, respectivamente), cálculo da distorção total das harmônicas (do inglês, *Total Harmonic Distortion*, ou THD) e cálculo da transformada

de Fourier para as componentes harmônicas de 2^a até 32^a ordem para todos os canais de tensão e de corrente. Lógicas internas que possibilitam a detecção de eventos como falha de tensão, perda de fase, tensão/corrente de sequência reversa. Funcionamento em conformidade com requerimentos de órgãos internacionais tais como IEC62052-11, IEC62053-22 and IEC62053-23, ANSI C12.1 and ANSI C12.20. Operação em 3,3 V e baixo custo. Durante o desenvolvimento deste trabalho, este CI pode ser adquirido por U\$ 3,30 a unidade ou U\$ 3,00 para compras acima de 1000 unidades (valores em dólares americanos).

A seguir são listados e brevemente descritos os principais parâmetros que podem ser medidos com o chip ATM90E36A. Parâmetros que contém no nome "Direta", dizem respeito a um fluxo de energia no sentido da fonte para a carga, enquanto que os parâmetros que contém no nome "Reversa", dizem respeito ao fluxo de energia no sentido oposto, ou seja, da carga para a fonte. Parâmetros que contém no nome "Fundamental" dizem respeito à componentes na frequência fundamental de oscilação da rede elétrica, enquanto os parâmetros que contém "Harmônica" no nome, dizem respeito a soma de todas as outras contribuições daquela grandeza que não estão na frequência fundamental da rede elétrica. Além disso, alguns parâmetros apresentam variantes de soma aritmética ou vetorial de grandezas, que podem ser interessantes para observar a relação de fases entre os sinais.

- Parâmetros de Energia:
 - Energia Ativa Direta Total;
 - Energia Ativa Reversa Total;
 - Energia Reativa Direta Total;
 - Energia Reativa Reversa Total;
 - Soma Aritmética da Energia Aparente Total;
 - Somar Vetorial da Energia Aparente Total;
 - Soma da Potência Aparente Total.

- Energia Fundamental e Harmônica
 - Energia Ativa Fundamental Direta Total;
 - Energia Ativa Fundamental Reversa Total;

- Energia Ativa Harmônica Direta Total;
- Energia Ativa Harmônica Reversa Total.
- Potência e Fator de Potência:
 - Potência Ativa Total (soma de todas as fases);
 - Potência Reativa Total (soma de todas as fases);
 - Potência Aparente Total (soma de todas as fases);
 - Fator de Potência Total.
- Potência Fundamental/Harmônica e Tensão/Corrente RMS:
 - Potência Fundamental Ativa Total;
 - Potência Harmônica Ativa Fundamental;
 - Corrente de Neutro RMS (amostrada);
 - Tensão de Fase RMS (fases A/B/C);
 - Corrente de Neutro RMS (calculada);
 - Corrente de Fase RMS (fases A/B/C).
- THD+N, Frequência, Ângulo e Temperatura:
 - THD+N de Tensão de Fase (fases A/B/C);
 - THD+N de Corrente de Fase (fases A/B/C);
 - Frequência.
- Harmônicas e Análise de Fourier:
 - Taxa Harmônica para Componentes de 2^a a 32^a Ordem de Corrente por Fase (fases A/B/C);
 - Taxa Harmônica para Componentes de 2^a a 32^a Ordem de Tensão por Fase (fases A/B/C);
 - Taxa Harmônica Total de Corrente por Fase (fases A/B/C);
 - Taxa Harmônica Total de Tensão por Fase (fases A/B/C).

3.2.3 Transdutor de Corrente

Após a definição do circuito integrado, foi feita a pesquisa para a escolha dos transdutores de corrente e tensão. Para o caso da corrente, as opções eram o uso de um transformador de corrente (do inglês *Current Transformer*, ou CT) ou de uma Bobina de Rogowski (do inglês *Rogowski Coil*).

Existem algumas diferenças entre um CT e uma Bobina de Rogowski. Um CT tem um núcleo ferro-magnético, que sofre com não linearidade, enquanto que a montagem de uma bobina de Rogowski se dá apenas com um enrolamento com núcleo não magnético, o que a torna mais maleável e fácil de se trabalhar, pois é possível envolvê-la no condutor que se deseja ter a corrente medida. Embora nenhum dos 2 métodos permita a medição de uma corrente contínua, com o uso de um CT é possível medir correntes com frequências da ordem de unidades de Hertz, o que é impossível de se alcançar com uma bobina de Rogowski.

Finalmente, existe uma diferença entre o sinal de saída destes dois dispositivos. A bobina de Rogowski tem saída em tensão,

$$v_o(t) = \frac{-AN\mu_0}{l} \frac{dI(t)}{dt} \quad (3.1)$$

onde A é a área da seção transversal de um enrolamento, N é o número de enrolamentos, l é o comprimento do fio utilizado para dar todos os enrolamentos, μ_0 é a constante de permeabilidade magnética no vácuo, $dI(t)/dt$ é a derivada da corrente que se deseja medir. A partir da equação 3.1, é possível concluir que para chegar ao valor real da corrente que se está medindo, é necessário um processo de integração. Portanto o uso de uma bobina de Rogowski está normalmente associado ao uso de um integrador.

O CT tem na sua saída uma corrente, $i_{out}(t)$, proporcional a corrente de entrada,

$$i_{out}(t) = \frac{I_{in}(t)}{N}. \quad (3.2)$$

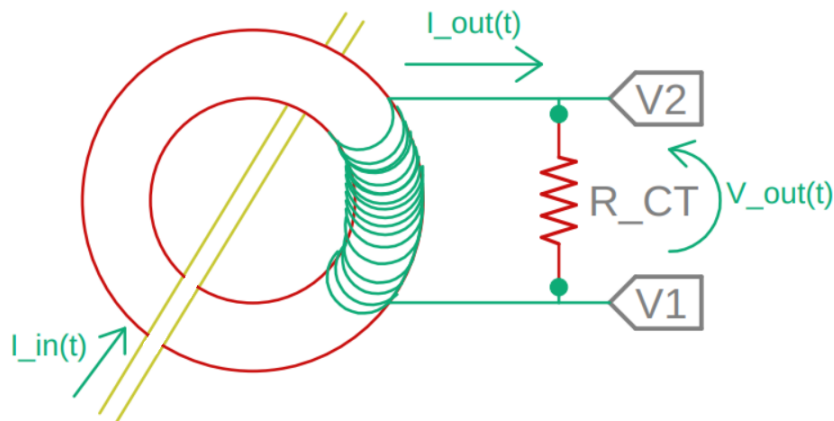
Nesse caso, N é a relação de transformação do CT, assim como em um transformador de potencial tradicional e $I_{in}(t)$ é a corrente à ser medida. Para a digitalização de dados através de um conversor analógico digital deve-se transformar o sinal elétrico a ser medido em um sinal de tensão. Para se obter uma tensão na saída do CT que seja proporcional à

corrente de entrada, utiliza-se um resistor de carga. Nesse caso a tensão de saída do CT é dada por

$$V_{out}(t) = \frac{I_{in}(t)}{N} R_{CT}. \quad (3.3)$$

A Figura 3.4 apresenta um esquema de uso de um transformador de corrente, onde é possível observar detalhes da sua montagem e forma de uso.

Figura 3.4 – Esquema do uso de um transformador de corrente.



Fonte: O Autor.

Apesar do fato de o CT ter que ser instalado de modo invasivo, ou seja, abrindo o circuito e passando o condutor vivo por dentro dele, isso não se torna um problema no desenvolvimento em questão, já que um dos diferenciais do medidor proposto neste trabalho é a possibilidade de ligar e desligar a carga remotamente, ou seja, a instalação do medidor inevitavelmente já teria de ser invasiva. Com isso em mente, foi feita a escolha do uso de um CT para sensoriamento da corrente de cada fase. Foi escolhido o CT ZMCT116A, da fabricante *Zeming*. Este CT apresenta uma relação de espiras de 2.500:1, e uma faixa linear de corrente de entrada de 0 a 70 A.

Dentro do universo dos testes de bancada, considera-se o limite máximo de corrente de entrada como 10 A e levando em conta os valores limites de entrada de cada canal diferencial do CI, foi possível projetar o resistor de carga de cada CT partindo da equação

3.3 conforme apresentado a seguir:

$$V_{out}(t) = \frac{I_{in}(t)}{N} R_{CT} \quad (3.4)$$

$$R_{CT} = \frac{V_{out}(t)}{I_{in}(t)} N = \frac{700 \text{ mV}}{10 \text{ A}} 2.500 = 175 \Omega \quad (3.5)$$

Além do valor de resistência, deve-se tomar cuidado quanto à potência dissipada por esse resistor. Considerando que a relação de transformação deste CT é de 2.500:1, a potência dissipada neste resistor pode ser calculada da seguinte forma:

$$P_{R_{CT}} = R_{CT} * i^2 = 175 \Omega * 4 \text{ mA}^2 = 0,28 \text{ mW} \quad (3.6)$$

A partir dos cálculos realizados foi possível definir o resistor de projeto ideal como $R_{CT} = 175 \Omega \text{ } 1/8 \text{ W}$.

3.2.4 Transdutor de Tensão

Conforme apresentado no esquemático presente no documento de aplicação fornecido pelo fabricante ((ATMEL, 2014)) sugere-se que cada tensão de fase seja conectada diretamente na placa, passando através de um divisor resistivo e então conectado à entrada ADC do CI. Considerando essa abordagem e uma tensão eficaz de fase de 127 V, é possível calcular que, utilizando o esquemático sugerido pelo fabricante, o valor da tensão que chega aos terminais do CI seria de apenas 75,55 mV eficaz. Este valor é muito inferior aos valores máximos permitidos nas entradas diferenciais do CI, desta forma a escala é sub utilizada, o que não é algo desejável.

Para contornar esta situação, é proposta uma abordagem diferenciada para a amostragem da tensão, com o uso de um sensor isolado de tensão. Entre as opções do uso de um amplificador operacional isolado ou um transformador, foi escolhido o uso de um transformador de potencial devido ao seu baixo custo, simplicidade no uso e aplicação e facilidade de acesso. O transformador escolhido foi o ZMPT101B, da fabricante *Zeming*. Este transformador tem relação de espiras de 1.000:1.000 e apresenta corrente de enrolamento máxima de 2 mA, tanto no enrolamento primário quanto no secundário. Dessa forma, se faz necessário o uso de resistores tanto na entrada quanto na saída em con-

junto com o transformador para limitar a corrente nos enrolamentos. O seu esquemático é apresentado na Figura 3.5.

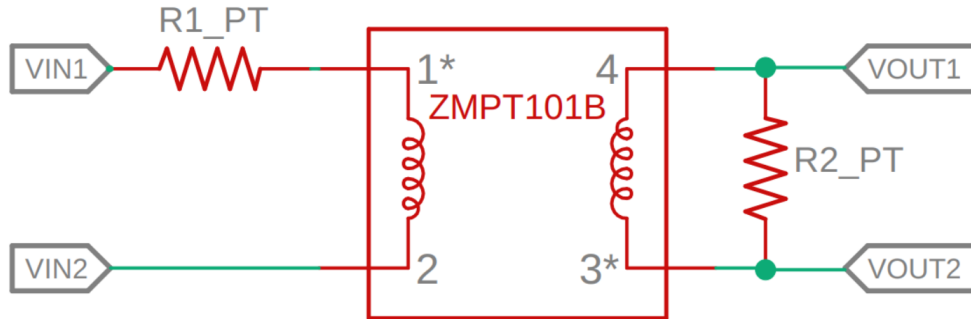


Figura 3.5 – Esquema de ligação do transformador de tensão ZMPT101B.

Fonte: O Autor.

Para cálculos dos valores dos resistores, considera-se que a entrada do transformador é conectada à rede elétrica com tensão eficaz de fase nominal de 127 V, porém este valor pode oscilar e para prever o pior caso, partiu-se do princípio de que a tensão máxima de entrada seja 140 V eficaz. Como a corrente máxima permitida no enrolamento primário é 2 mA, o valor de R1_PT e a sua potência são calculados conforme segue:

$$R_{R1_PT} = \frac{V_{in_max}}{I_{in}} = \frac{140 \text{ V}}{2 \text{ mA}} = 70 \text{ k}\Omega \quad (3.7)$$

$$P_{R1_PT} = \frac{V_{in_max}^2}{R_{R1_PT}} = \frac{140 \text{ V}^2}{70 \text{ k}\Omega} = 0,28 \text{ W} \quad (3.8)$$

Portanto é necessário um resistor de 70 kΩ e que consiga dissipar ao menos 0,3 W para garantir que a corrente no enrolamento primário não ultrapasse o máximo permitido de 2 mA. Foi definido um valor de resistor comercial 75 kΩ e de potência 1/2 W.

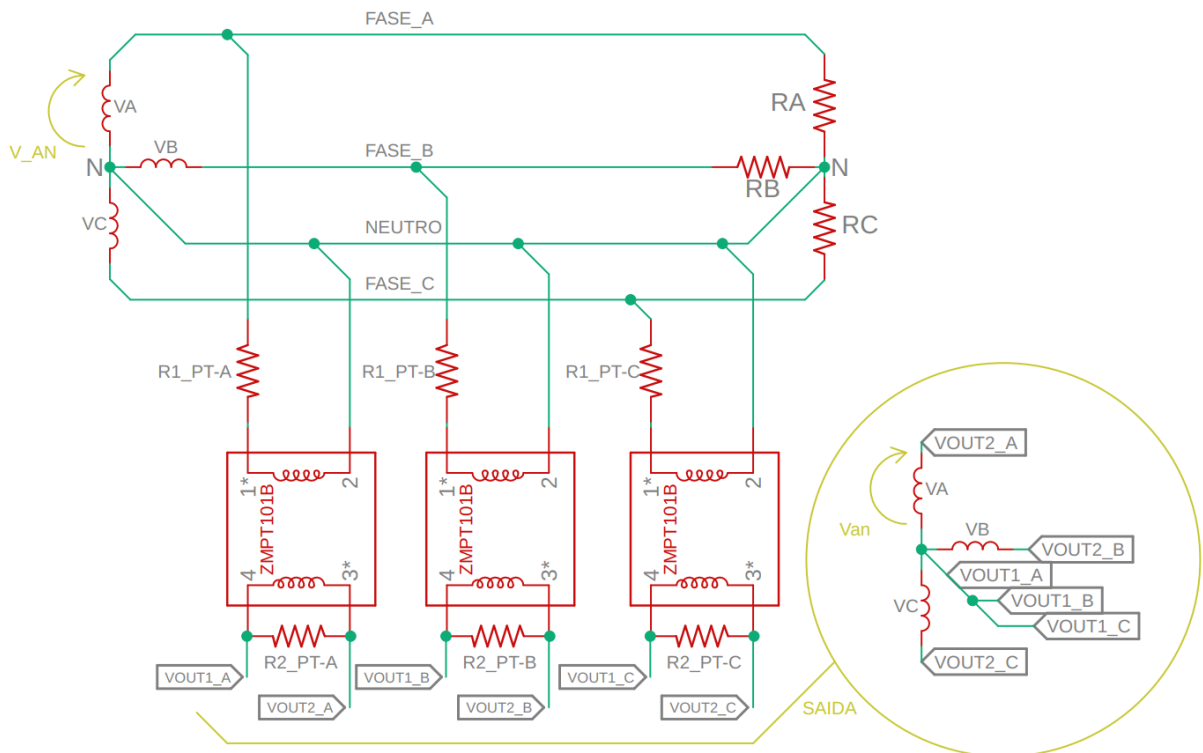
Os cálculos para o resistor de saída R2_PT devem levar em conta que a corrente máxima no enrolamento também é de 2 mA e que a tensão na saída deve ficar dentro da faixa permitida pela entrada do CI. Os cálculos são apresentados a baixo:

$$R_{R2_PT} = \frac{V_{out}}{I_{out}} = \frac{700 \text{ mV}}{2 \text{ mA}} = 350 \Omega \quad (3.9)$$

$$P_{R2_PT} = I_{out}^2 * R2_PT = 2 \text{ mA}^2 * 350 \Omega = 0,0014 \text{ W} \quad (3.10)$$

A Figura 3.6 apresenta um esquema elétrico de como fica o sistema elétrico trifásico depois da instalação dos 3 sensores de tensão. É possível observar que o sistema trifásico tem tensão de fase igual a 140 V eficaz (representado como V_{AN} na Figura 3.6) e após a instrumentação com os sensores de tensão são conectados todos os pontos correspondentes ao neutro na saída dos sensores, de forma a criar um espelhamento do sistema trifásico, porém isolado eletricamente e com tensão de fase dentro dos limites desejado, algo em torno de a 653 mV eficaz (representado como V_{an} na Figura 3.6), que deve ser injetado nas entradas do conversor ADC do circuito integrado ATM90E36A.

Figura 3.6 – Detalhamento da instalação dos sensores de tensão do sistema trifásico.



Fonte: O Autor.

A partir dos cálculos realizados foi possível definir os resistores de projeto ideais como $R1_PT = 75 \text{ k}\Omega$ 1/2 W e $R2_PT = 350 \Omega$ 1/8 W.

3.2.5 Tecnologia de Telecomunicação

No contexto de redes elétricas inteligentes, a tecnologia de telecomunicação de um medidor inteligente é um dos principais aspectos que podem tornar a implementação da rede como um todo viável ou não. No atual cenário de internet das coisas, com a grande oferta de tecnologias, protocolos e infraestruturas de comunicação distintas, alguns aspectos devem ser levados em consideração para escolher a melhor opção de rede para cada aplicação, tais como:

- Alcance;
- Arquitetura;
- Latência Máxima;
- Volume de Dados;
- Segurança;
- Características intrínseco da aplicação;

Os medidores de energia podem ser utilizados em uma ampla gama de situações muito distintas. O local da instalação pode variar desde grandes cidades com alta densidade populacional e boa cobertura de redes de telecomunicação celular até unidades consumidoras isoladas em uma área rural. Essa diversidade sugere o uso de mais de um tipo de tecnologia de telecomunicação distinta, ou o uso de uma rede bastante flexível quanto a configuração.

A revisão bibliográfica feita demonstrou que a maioria dos medidores inteligentes que contam com comunicação atualmente utilizam ou a rede de telecomunicação celular ou PLC (do inglês *Power Line Communication*) para realizar a transmissão dos dados. Segundo (BUSH et al., 2013) a projeção para as SG é que entre 2020 e 2025 os medidores inteligentes passem a utilizar um canal de comunicação dedicado, porém continuem utilizando o PLC como canal redundante, secundário. Esta mesma referência prevê que os grandes centros urbanos tenham crescente uso de comunicações sem fio.

Deve-se levar em consideração que a quantidade de dados que o protótipo trafega é pequena. Conforme mencionado previamente, embora o medidor realize as aquisições dos parâmetros de consumo e qualidade de energia e a detecção de eventos de violação a

todo segundo, a transmissão de dados ocorre com uma frequência menor. Nesse caso, o medidor realiza a acumulação internamente das aquisições realizadas à 1 Hz e condensa todas as informações no momento do envio, que ocorre uma vez a cada 3, 5, 10 ou 15 minutos. Dessa forma, a quantidade de dados transmitidos não deve ultrapassar 50 bytes por envio. A latência da comunicação não é um fator determinante nesta aplicação pois o medidor não tem a necessidade de obter respostas em tempo real.

A rede celular (GSM) de comunicação já é amplamente utilizada há anos, é confiável e tem boa cobertura em cidades e centros urbanos, porém para o tráfego de uma pequena quantidade de dados, a rede celular acaba não sendo a escolha mais eficiente, devido ao custo. Atualmente já existem algumas tecnologias com a proposta de se tornarem uma rede equivalente à GSM, porém com o foco principal em dispositivos IoT, quer dizer, uma rede de alto alcance, porém com baixo consumo energético e focadas em aplicações que utilizam uma quantidade menor de dados. Essa classe de tecnologia é classificada como LPWAN, um sigla em inglês para (*Low Power Wide Area Network*) que significa rede de alto alcance e baixo consumo.

Sigfox[®] e LoRaWAN[®] são as redes LPWAN mais comuns hoje em dia e foram as principais candidatas durante o processo de definição da telecomunicação ideal para o medidor inteligente. Assim como nas redes de comunicação celular, redes de comunicação desenvolvidas com Sigfox[®] e LoRaWAN[®] dependem da contratação de empresas prestadoras de serviço de infraestrutura de rede para que os dados trafegados sejam recebidos em ERBs (estações rádio bases) enviados para um servidor do prestador de serviços (chamado de *Network Server*) e só depois sejam encaminhados para o servidor proprietário da aplicação. No caso do Sigfox[®], esse *Network Server* é sempre o servidor da própria Sigfox[®], chamado de *SigFox Cloud* e no caso do LoRaWAN[®] existe a possibilidade de escolha da empresa intermediária. Alguns exemplos de empresas são The Things Network, EveryNet, ThingPark, ORANGE LiveObjects, etc.

O LoRaWAN[®] se destaca devido a sua arquitetura de rede mais flexível, onde existe a possibilidade de enviar uma quantidade maior de mensagens durante o dia, tanto de *up-link* (mensagens que partem do medidor direcionados a um servidor) quanto de *down-link* (mensagens que partem de um servidor direcionadas ao medidor), enquanto que no Sigfox[®] tem um máximo de 140 mensagens de *up-link* e 4 de *down-link* por dia. A maior diversidade de opções de prestadores de serviço em torno da rede LoRaWAN[®], os

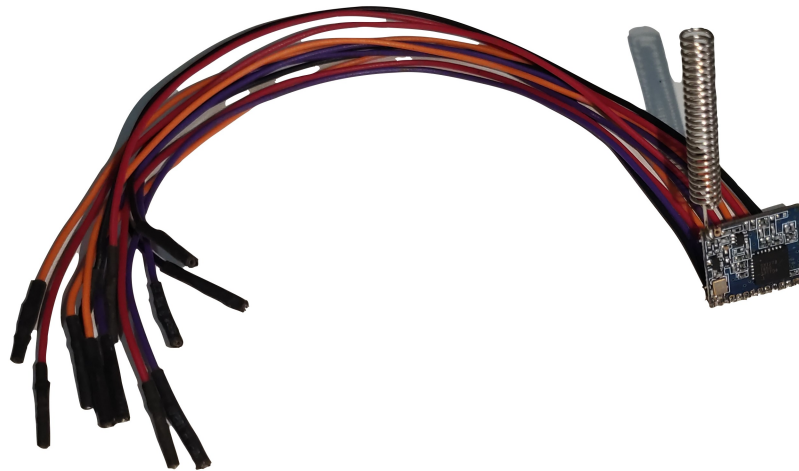
menores em relação ao Sigfox[®] a versatilidade de arquiteturas e segurança que a rede oferece a tornam a melhor opção.

Esclarecendo alguns conceitos relacionados à tecnologia escolhida, LoRaWAN[®] se trata do protocolo e arquitetura da rede de comunicação. Essa rede de comunicação utiliza a camada física que chama-se apenas de LoRa[®] (camada física envolve coisas como o esquemas de modulação e fator de espalhamento por exemplo) (TLA, 2021). Portanto o mesmo rádio LoRa[®] pode ser utilizado para realizar comunicação de duas formas distintas:

- Comunicação Local: Dispositivos com rádio LoRa[®] com iguais configurações se comunicam entre si, sem depender de cobertura ERBs e contratação de serviços extras de *network server*;
- Comunicação LoRaWAN[®]: Um único dispositivo configurado de acordo com as normas e padrões nacionais da rede LoRaWAN[®] realiza envios, que são captados pelas ERBs e então transmitidos a um *network server*;

A rede LoRaWAN[®] pode operar em mais de uma faixa de frequência, mas no caso da América Latina a banda licenciada é chamada de LA915 e contempla a faixa de 915 a 928 MHz. A rede conta com algumas camadas interessantes de segurança de rede, como processos de autenticação entre dispositivo de ponta e *gateway*, os dados que trafegam na rede apresentam duas camadas de criptografia com chaves de 128 bits, uma compartilhada entre dispositivo e servidor (chamada de *network session key*) e outra compartilhada de ponta a ponta no nível da aplicação (chamada de *application session key*). Combinando estes aspectos da rede com detalhes da aplicação, como alteração destas chaves de tempos em tempos de maneira aleatória, e a rede se mostra bastante segura, tanto contra ataques de terceiros como ataques de *Man in the Middle*.

Neste sentido foi definido a utilização de dispositivos LoRa[®] para prototipagem de uma comunicação bidirecional de alto alcance. Foi definido o uso do *transciever* Lora SX1278, da fabricante *SEMTECH*. O seu rádio conta com sensibilidade de recepção de até -148 dBm e potência de transmissão de até +20 dBm. A Figura 3.7 apresenta uma PCI com o transceptor SX1278, uma série de componentes passivos, antena e chicote elétrico, utilizada no desenvolvimento do protótipo.

Figura 3.7 – Placa com transceptor LORA SX1278, da SEMTECH.

Fonte: O Autor.

3.2.6 Demais Elementos

Além dos elementos citados até então, também compõem o medidor mais alguns itens que são importantes para o seu funcionamento correto e eficiente, tal como chips de memória externa não volátil, relógio de tempo real (do inglês *Real Time Clock*, ou RTC) e relés.

O chip de memória escolhido é uma EEPROM (do inglês *Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory*) de 256 kB (24FC256, da fabricante Microchip). Esta é uma memória não volátil, ou seja, os dados serão retidos mesmo após uma desenergização. A memória pode ser utilizada tanto para armazenamento dos dados aferidos pelo medidor, caso haja a impossibilidade de envio destes dados à central, seja por uma desconexão ou outras falhas, quanto para armazenamento de configurações do dispositivo, como intervalo configurado entre transmissões subsequentes ou número de série do equipamento. A quantidade de tempo que o sistema pode ficar sem comunicação sem que ocorra perda de dados dependerá da intermitência entre medidas subsequentes e também do número de parâmetros que estão sendo adquiridos.

O RTC escolhido foi o PCF8563TD, da fabricante NXP, um relógio de tempo real e calendário otimizado para aplicações de baixo consumo energético. O uso deste componente no sistema é justificado a partir da necessidade de se apresentar um registro de data e hora de todas as medidas realizadas, para posterior análise. O sistema conta também com uma bateria moeda do tipo CR2032 que alimenta o sistema de RTC caso a fonte de

alimentação do medidor for desativada, proporcionando alta autonomia de funcionamento ao RTC, sem perder a hora. Tanto a memória, quanto o RTC são interfaceados com o MCU através do protocolo i2c (do inglês *Inter-Integrated Circuit*).

Outro elemento presente no protótipo são os relés para proporcionar funcionalidade de ligar ou desligar a unidade consumidora. O relé escolhido foi o SRD-05VDC-SL-C, da fabricante SONGLE. Este dispositivo apresenta uma tensão e corrente máximas de contato de 250 V e 10 A eficaz respectivamente. Já para o acionamento, os valores mínimos são 5 V 20 mA, respectivamente. Embora o seu valor de corrente máxima de contato seja de 10 A (um valor fora da especificação de projeto, de 70 A), este relé foi escolhido devido a facilidade de acesso com o objetivo de uma validação de conceito. Para seu acionamento, porém, é necessário uma tensão de 5 V e o microcontrolador opera à 3,3 V, portanto foi utilizado um opto-acoplador para acionamento isolado dos relés (PC817), em conjunto com uma fonte AC-DC de PCI para gerar os 5 V necessários (HLK-PM01, da Hi-Link). Essa fonte foi alocada na mesma placa desenvolvida para os sensores de tensão, devido ao conveniente fato de que as tensões de fase já são injetadas como entradas nessa placa. O capítulo 4 apresenta todas as placas desenvolvidas.

3.3 Arquitetura de Código

O desenvolvimento do *firmware* do projeto foi feito utilizando ferramentas fornecidas pelo fabricante do microcontrolador, STMicroelectronics. O uso de pacotes de código HAL (do inglês *Hardware Abstraction Layer*) e *softwares* de geração de código reduzem drasticamente o tempo de desenvolvimento e aumentam a portabilidade do código desenvolvido entre microcontroladores do mesmo fabricante.

Todo o desenvolvimento do *firmware* foi feito utilizando linguagem C no ambiente de desenvolvimento integrado (do inglês *Integrated Development Environment*, ou IDE) STM32CubeIDE. Esta é uma IDE nova, porém foi escolhida por ser gratuita, fornecer todas as funcionalidades necessárias para um desenvolvimento adequado e por integrar as ferramentas de geração automática de códigos de configuração. Através dessa ferramenta de geração de código é possível realizar as configurações da árvore de *clocks* e dos periféricos do microcontrolador de maneira gráfica e então gerar um *Workspace* completamente configurado (configurações de projeto, compilador, pré-compilador, *linker* quanto de pe-

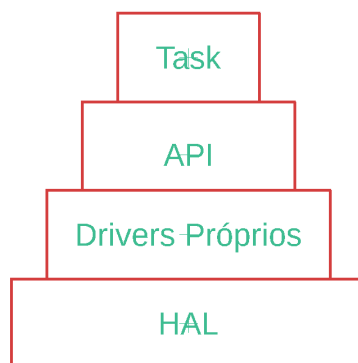
riféricos do MCU) o que proporciona uma grande economia de tempo de desenvolvimento e segurança maior de que as configurações básicas do projeto são confiáveis.

Durante todo o desenvolvimento do *firmware* adotou-se a metodologia de desenvolvimento e validação isolada de pequenas partes do projeto, para posterior integração de todas as peças. Nesse sentido, partindo do código base gerado pela ferramenta de desenvolvimento (HAL), foram desenvolvidos blocos de código específicos para cada um dos principais periféricos do sistema. Esses blocos de código desenvolvidos durante esse projeto podem ser classificados em 3 categorias distintas, conforme enumerado abaixo e ilustrado na Figura 3.8. As camadas mais acima são mais específicas à aplicação e sempre consomem funcionalidades das camadas mais abaixo. Essa modularidade e independência entre as camadas confere ao *firmware* uma escalabilidade e o torna mais flexível e genérico, ambas características muito interessantes.

1. *Drivers*: São a camada de mais baixo nível, mais próxima ao *hardware* propriamente dito. Nesse nível estão presentes as definições de tipos e estruturas de dados que descrevem as funcionalidades básicas do periférico, tal como ler ou escrever um registrador ou fazer a aquisição do estado de um pino digital.
2. *APIs*: Do inglês *Application Programming Interface*, nas APIs encontram-se funcionalidades mais específicas à aplicação do periférico no contexto do projeto específico, tal como funções para aquisição de dados de tensão e corrente elétrica, configuração dos modos de operação, limiares máximos e mínimos ou troca de mensagens internas entre os periféricos do sistema.
3. *Tasks*: Essa camada contém as tarefas que descrevem as lógicas específicas de como o periférico ou equipamento devem se comportar de forma geral. Por exemplo, quando deve ser enviada uma mensagem ao usuário, qual tipo de mensagem, qual momento de iniciar a leitura de dados de qualidade de energia e quais dados devem ser monitorados, etc.

3.4 Metodologia de Testes e Validação

Todo o processo de desenvolvimento do protótipo foi acompanhado por testes, validações e caracterizações parciais dos componentes do sistema. Como exemplo, foram

Figura 3.8 – Camadas de abstração para desenvolvimento do *firmware*.

Fonte: O Autor.

feitas testes de caracterização dos sensores de corrente e tensão, testes de performance nos principais chips do sistema (PCF8563, 24FC256, ATM90E36A e SX1278). No caso da comunicação LoRa[®], a implementação e testes realizados utilizam a arquitetura de comunicação local. Ao final da realização de todos os testes parciais de cada elemento do sistema, este elemento era deixado em segundo plano, aguardando a validação dos próximos elementos. Uma vez que os principais testes parciais foram concluídos, foi iniciada a implementação de integração das partes.

A metodologia escolhida para os testes do protótipo final foi o uso de equipamentos de bancada para simular um sistema trifásico completo. A bancada seria composta por um regulador de tensão trifásico, um reostato trifásico (resistência variável), disjuntores monofásicos em cada fase para proteção e também para facilitar a operação. Com uma bancada configurada dessa forma é possível simular facilmente situações de desconexão de fases, inversão de sequências, surtos ou falhas de tensão, além de controlar os níveis de tensão e corrente em cada fase independentemente, ou seja, é possível avaliar o comportamento do protótipo em diferentes condições de operação e simular diversas situações e problemas que podem ocorrer em uma aplicação de mundo real.

3.5 Conclusão do Capítulo

A partir das informações apresentadas neste capítulo é possível concluir que, considerando as premissas do projeto, a melhor alternativa para instrumentação da rede elétrica foi o uso de um chip dedicado para medição dos parâmetros em conjunto com transformadores de corrente e de tensão, já que o chip dedicado compartilha o processamento mais

pesado, desonerando o microcontrolador e diminuindo a complexidade do *firmware*, além disso, o uso de um CI especial para esse tipo de aplicação agrega funcionalidades dedicadas, como a detecção de eventos de baixa qualidade da energia e de violação da instalação elétrica. A tecnologia de telecomunicação que melhor atende os requisitos de alcance, flexibilidade e escalabilidade do projeto é a tecnologia LoRa[®]. A nível de *firmware*, a utilização de um RTOS torna o código um pouco mais complexo, mas ao mesmo tempo mais modular, desacoplado e escalável.

4 Desenvolvimento do Protótipo

Neste capítulo são apresentados as etapas principais do desenvolvimento do protótipo. São descritos também o protocolo de comunicação implementado além de alguns desenvolvimentos extras que foram feitos para auxiliar no testes e na visualização dos dados adquiridos pelo protótipo.

4.1 Protótipo do Medidor

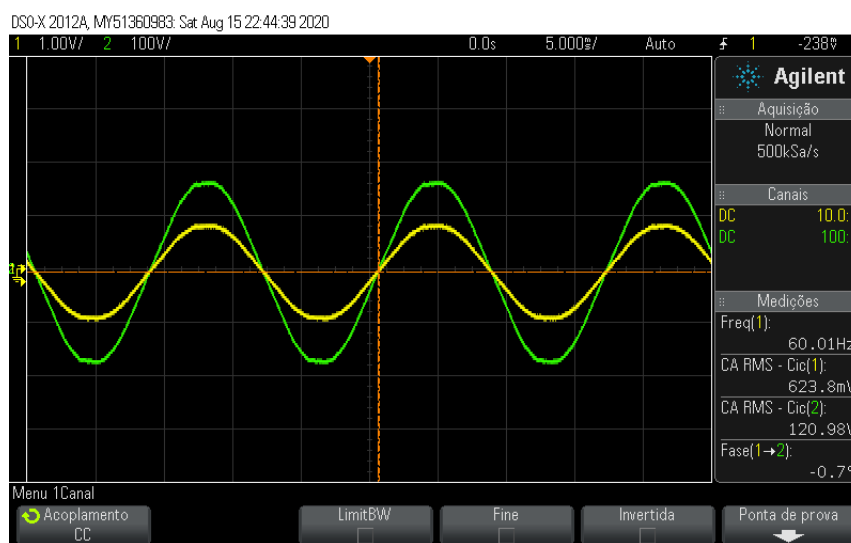
O protótipo em si é composto de algumas placas de circuito impresso (PCI) conectadas entre si por chicotes elétricos, aplicadas em conjunto em uma bancada de testes e controladas através de uma interface com o usuário no computador. O fato de o sistema ser composto por PCIs separadas ao invés de uma única placa, se deve principalmente ao fato de que decidiu-se por caminhar em paralelo com a fabricação de algumas PCI enquanto outros componentes do sistema ainda não haviam sido definidos. Todos esses elementos (PCIs, bancada de testes e interface) foram desenvolvidos no decorrer deste trabalho e são apresentados a seguir.

4.1.1 Ensaios de Caracterização

O primeiro passo após a definição da arquitetura do sistema e dos seus componentes foi uma caracterização de componentes. Os primeiros elementos a serem caracterizados foram os sensores de corrente e de tensão. O objetivo dessa etapa é assegurar que as formas de onda de saída não apresenta deformações ou atraso significativo em relação a forma de onda de entrada. Em seguida, realizou-se a caracterização dos resistores utilizados em conjunto com os sensores de corrente e tensão com o objetivo de conhecer o valor real de resistência dos componentes. A etapa dos sensores foi feita com o auxílio de um osciloscópio, já a dos resistores, com um multímetro de bancada e através das informações obtidas foi possível realizar cálculos teóricos precisos dos valores de tensão e potência nas entradas e saídas de cada estágio do sistema, evitando assim, qualquer danificação de componentes.

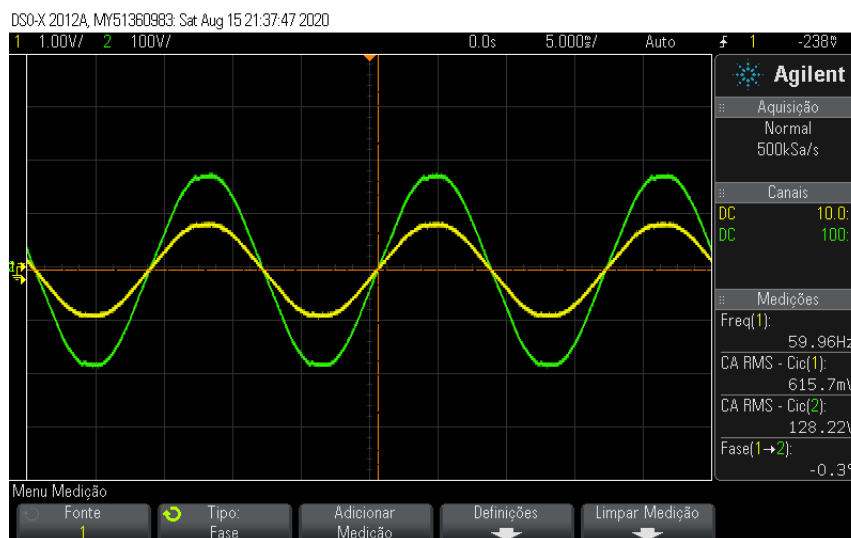
A Figura 4.1 apresenta as formas de onda de entrada e saída do sensor de corrente, e a Figura 4.2, do sensor de tensão. Em ambos os casos foram utilizados os 2 canais do osciloscópio, um deles com uma ponteira diferencial, conectada ao sinal de tensão da rede elétrica e o outro conectado à saída do sensor em questão. É possível notar nas imagens 4.1 e 4.2 que a diferença de fase entre as 2 ondas calculada pelo osciloscópio é de $0,7^\circ$ e $0,3^\circ$, respectivamente. Nota-se também a inexistência de ruídos ou deformações significativas.

Figura 4.1 – Formas de onda de tensão na entrada e saída do sensor de corrente.



Fonte: O Autor.

Figura 4.2 – Formas de onda de tensão na entrada e saída do sensor de tensão.



Fonte: O Autor.

	R_CT	R1_PT	R2_PT
VA	-	74,22 k Ω	360,28 Ω
VB	-	74,18 k Ω	361,00 Ω
VC	-	74,42 k Ω	360,00 Ω
IA	176,11 Ω	-	-
IB	176,60 Ω	-	-
IC	175,07 Ω	-	-
IN	177,90 Ω	-	-

Tabela 4.1 – Valores exatos dos resistores utilizados nos sensores de corrente e tensão

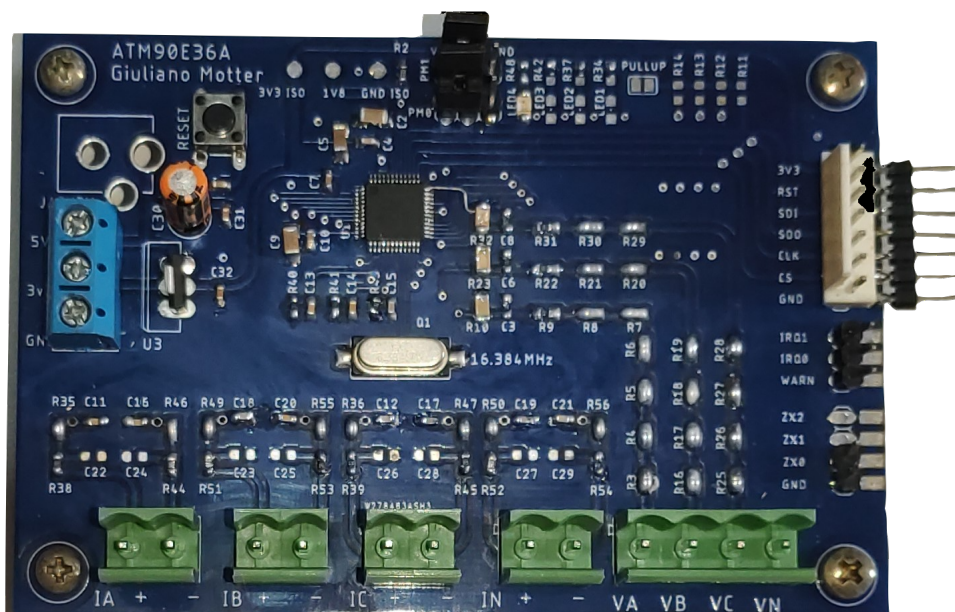
Conforme cálculos apresentados no capítulo 3, o resistor ideal para as placas de sensor de corrente seria $R_CT = 175 \Omega$ 1/8 W, e para as placas de sensor de tensão seria $R1_PT = 75 \text{ k}\Omega$ 1/2 W e $R2_PT = 350 \Omega$ 1/8 W. Sob posse das informações obtidas no processo de caracterização, construiu-se a Tabela 4.1, que contém os valores reais dos resistores de projeto usados em cada uma das placas de sensores.

4.1.2 Placa *Front-End* Analógico

A Figura 4.3 apresenta a placa projetada e montada para o uso do CI ATM90E36A. Essa placa foi desenvolvida com o objetivo de ser genérica, ou seja, possibilitar a aplicação do CI com diferentes tipos de sensores de corrente e tensão e por isso diversos componentes foram previstos no projeto de *hardware*, mas não foram efetivamente montados na versão final.

A partir das Figuras 4.3, é possível observar os conectores verdes, da fabricante alemã *Phoenix Contact* e que foram escolhidos devido a sua versatilidade, robustez e por contarem com um sistema de travas mecânicas. As placas de sensores foram interligadas à placa do ATM através de chicotes elétricos terminados por esses conectores.

Outro detalhe interessante sobre a placa do ATM é a presença do botão de *reset*, de *jumpers* para seleção do modo de energia do dispositivo e de uma adaptação de *hardware*, soldado no canto direito superior do chip. Esses detalhes demonstram que de fato essa placa se trata de um protótipo desenvolvido para testes e manuseio em bancada. Em uma placa com objetivo de produção esses detalhes devem ser omitidos.

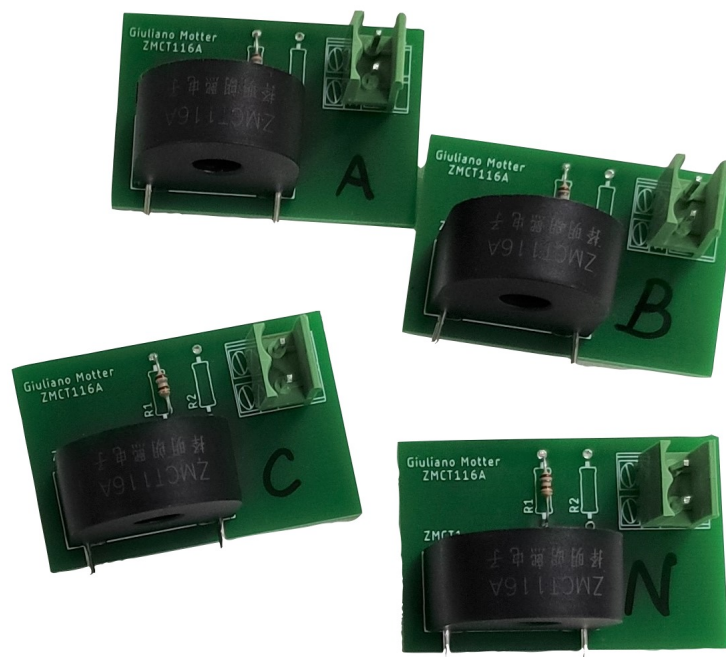
Figura 4.3 – Placa desenvolvida para uso do chip ATM90E36A.

Fonte: O Autor.

4.1.3 Placa Sensoriamento de Corrente

A Figura 4.4 apresenta as placas desenvolvidas para o sensoriamento da corrente de fase. Cada placa é bastante simples, sendo composta apenas pelo transformador de corrente e um resistor. A placa dispõe de 2 posições para conexão de até 2 resistores em paralelo, possibilitando um valor de resistência equivalente customizado, porém, foi possível atingir o valor desejado com apenas 1 resistor, com os valores conforme indicado na tabela 4.1. Foram montadas 4 placas desse modelo, uma para cada fase, e uma para o condutor de neutro, como é possível observar nas marcações de caneta nas placas.

A Figura 4.1, já apresentada previamente, expõe as formas de onda de entrada e saída de uma placa de sensor de corrente. O canal 1 (onda amarela) representa o sinal de saída, com valor eficaz de 623,8 mV, um sinal senoidal de tensão que é proporcional a corrente passando pelo condutor. Já o canal 2 (onda verde) representa o sinal de tensão de linha do sistema trifásico, com valor eficaz de 120,98 V. Essas formas de onda foram extraídas quando o sistema estava submetido a uma carga puramente resistiva, e portanto as ondas de entrada e saída não apresentam distorções ou atrasos relevantes.

Figura 4.4 – Placas de sensor de corrente.

Fonte: O Autor.

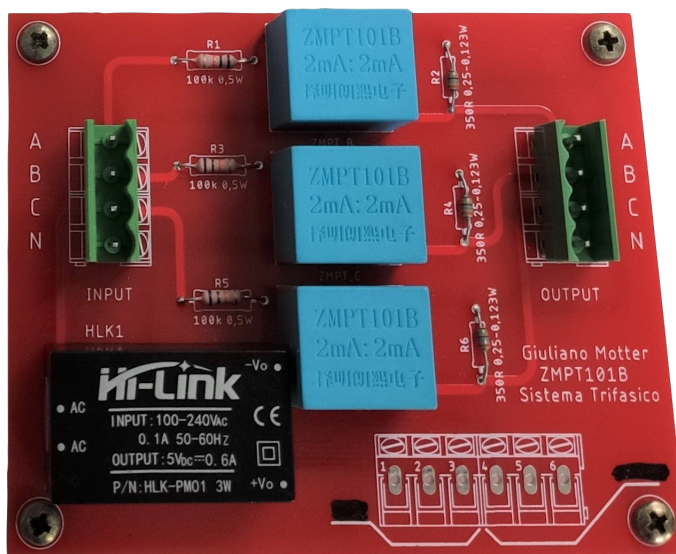
4.1.4 Placa Sensoriamento de Tensão

A Figura 4.5 apresenta a placa desenvolvida para o sensoriamento da tensão de fase. Ela é composta por 3 transformadores de potencial (PT), resistores e uma fonte AC-DC regulada em 5 V. É possível observar que os textos impressos na placa (tipicamente chamados de *Silk Screen*) indicam valores equivocados de resistores, que não condizem exatamente com os valores que foram montados. Isso se deve ao fato de que a placa foi fabricada em um momento inicial do projeto, quando os valores de resistência a serem utilizados ainda não eram conhecidos.

Ainda na Figura 4.5 é possível notar a fonte de PCI da fabricante Hi-Link. Essa fonte está utilizando como entrada a tensão da fase C e gera como saída uma tensão contínua de 5 V, que pode ser utilizada para acionamento dos relés.

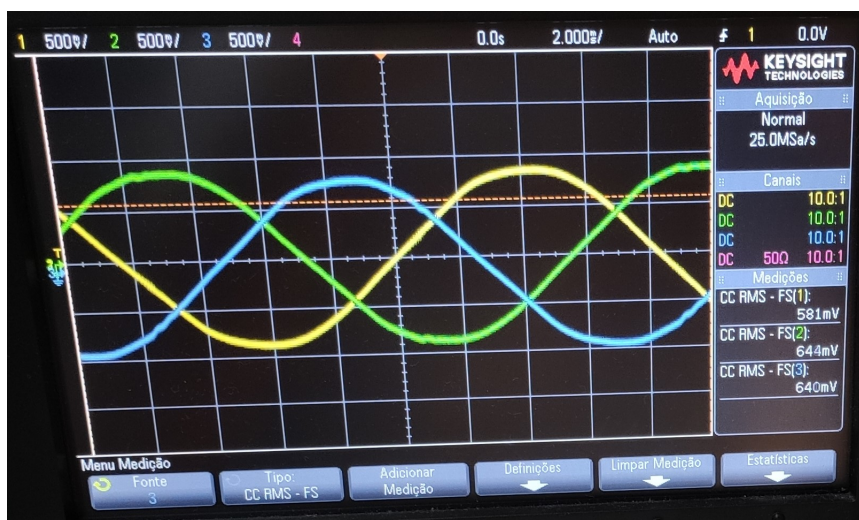
A Figura 4.6 apresenta as formas de onda de saída da placa de sensores de tensão. Nesta imagem é possível observar três senoides separadas de 120° entre si, sem distorções e com valores eficazes de 581 mV, 644 mV e 640 mV, todos valores dentro dos limites máximos permitidos para as entradas de analógica-digital do CI ATM90E36A.

Figura 4.5 – Placa de sensores de tensão.



Fonte: O Autor.

Figura 4.6 – Formas de onda na saída da placa de sensores de tensão.

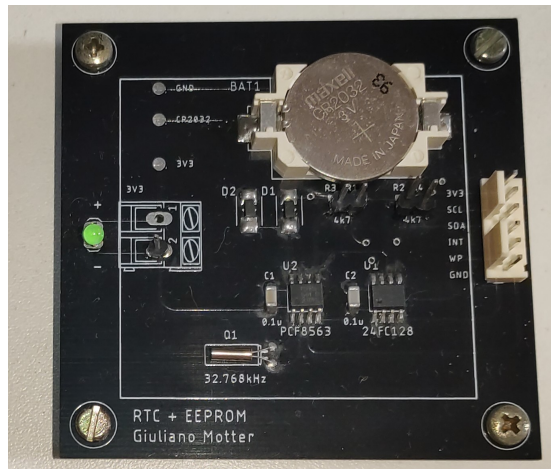


Fonte: O Autor.

4.1.5 Demais Elementos de *Hardware*

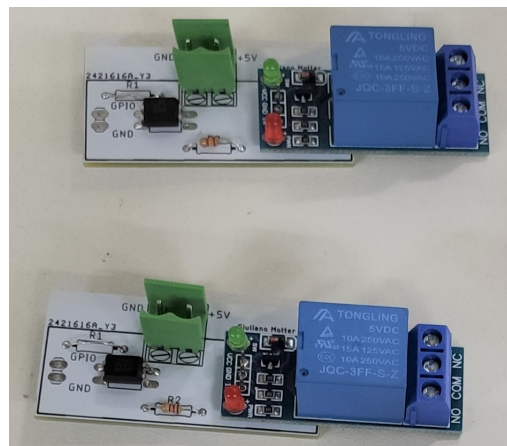
A Figura 4.7 apresenta a placa desenvolvida para uso do relógio de tempo real e de uma memória não volátil. Se trata de uma placa bastante simples, que conta com os 2 chips e alguns componentes passivos, como capacitores e diodos. A comunicação destes periféricos com o microcontrolador se dá através de um barramento i2c.

A Figura 4.8 apresenta as placas desenvolvidas para uso de relés no sistema, que conta com uma placa por fase. A sua conexão com o resto do sistema se dá através de portas

Figura 4.7 – Placa desenvolvida para uso de RTC e EEPROM.

Fonte: O Autor.

de uso geral do microcontrolador (GPIO, do inglês *General Purpose Input Output*), e 5 V providos pela fonte alternada presente na placa de sensores de tensão, dessa forma possibilitando o acionamento isolado de cada canal.

Figura 4.8 – Placa desenvolvida com Reles, para corte e reabastecimento de energia.

Fonte: O Autor.

4.1.6 Desenvolvimento de Código

O *firmware* desenvolvido utiliza o FreeRTOS, um sistema operacional de tempo real (do inglês *Real Time Operating System*, ou RTOS), que é um dos RTOS mais utilizados em sistemas embarcados atualmente. O projeto conta com 4 tarefas, chamadas *Task_ATM*, *Task_UART*, *Task_LORA* e *Task_LEDS*. As suas principais funcionalidades e caracte-

rísticas são apresentadas a seguir.

A *Task_UART* fica a todo instante aberta para a recepção de comandos pela interface. Existe uma gama de comandos possíveis pré definidos que podem ser utilizados que serão apresentados mais a frente. Ao receber um comando, a *Task_UART* realiza o processamento desse comando, envia uma resposta ao computador e envia um evento interno à quem quer que seja que o comando tenha sido direcionado. A *Task_LORA* funciona de forma similar, ficando normalmente aberta a recepção de mensagens LoRa[®] e realizando envios quando o sistema reconhece que tem dados para enviar. O código conta com uma diretiva de compilação para selecionar o canal de comunicação principal do medidor, sendo as duas opções UART ou LoRa[®].

A principal tarefa do sistema é a *Task_ATM*. Ela é responsável por toda a comunicação com o chip ATM90E36A. Realiza as suas configurações, checa a geração de eventos de violação da instalação elétrica e altera entre os modos de operação. Os modos de operação não são algo inerente ao CI, mas sim uma estratégia criada a nível de aplicação para separar e organizar as etapas principais desde a energização até a operação do dispositivo, os modos de operação criados são: Suspenso, Configuração, Calibração e Operação. Independente do modo de operação, o medidor fica constantemente checando se o CI gerou algum evento de violação (inversão de fases, afundamento ou perda de tensão). Já dentro de cada modo de operação, existe uma máquina de estados específica, que executa as ações condizentes. Quando em Modo Suspenso, o medidor não executa nenhuma ação e fica aguardando algum comando da *Task_UART*. Em Modo Configuração são feitas escritas nos registradores de configuração, tal como limites de máximos e mínimos e de ganho de diversos parâmetros. O Modo de Calibração configura os registradores de *offset* e ganho de tensão, corrente, potência e energia. Essas configurações devem ser executadas sempre, porém o processo de calibração será detalhado em uma seção no capítulo 5. Finalmente, o Modo Operação, que é quando o microcontrolador executará leituras dos parâmetros da rede e enviará eventos de volta para a *Task_UART*, ou *Task_LORA* (dependendo de qual canal de configuração estiver configurado) a qual fará o envio dos valores já formatados para o computador/servidor. O protocolo e formato dos pacotes utilizados para trafegar dados é apresentado na próxima seção.

A *Task_LEDS* é responsável por controlar os demais periféricos do sistema. Com o objetivo de ter um indicativo visual sobre qual dos modos de operação do ATM o medidor

se encontra. Essa tarefa gerencia os quatro padrões de brilho de leds que foram criados, e também interações com a EEPROM, RTC e relés.

4.1.7 Formato dos Pacotes e Interface

Durante o desenvolvimento do protótipo sentiu-se a necessidade de reconfigurar parâmetros ou alterar entre os modos de operação do sistema em tempo de execução de forma que não fosse necessário regravar um novo código no MCU apenas para alterar algum parâmetro ou entrar e sair do modo de calibração, por exemplo. Pensando nisso, foi desenvolvida uma interface com o usuário através de um terminal no computador que possibilitasse controlar o dispositivo sem ter que pausá-lo, de maneira similar como é feito em produtos comerciais. Além disso, esse mesmo canal de comunicação serial pode ser usado como uma alternativa ao LoRa[®] para trafegar os dados adquiridos pelo medidor, para tal, basta alterar uma diretiva de compilação do código. Projetou-se, então, um protocolo serial para troca de informações entre o computador e o medidor.

O canal de comunicação utilizado foi uma porta serial UART (do inglês *Universal Asynchronous Receiver/Transmitter*) com níveis de tensão 3,3 V TTL (do inglês *Transistor to Transistor Level*) conectada à um conversor TTL - USB que por sua vez era conectado ao computador. No contexto do protótipo, esse canal de comunicação atendeu tranquilamente às necessidades. No caso de um equipamento comercial, provavelmente o canal de comunicação deveria ser alterado para uma porta serial no padrão RS232 ou RS485 ao invés de uma UART TTL. É possível converter uma UART TTL em RS232 ou RS485 facilmente, adicionando-se um transceptor no circuito. Um transceptor é um componente que traduz os sinais elétricos de um padrão para outro.

Foi desenvolvido um protocolo ASCII baseado no já conhecido e consolidado protocolo NMEA, bastante comum em dispositivos de GPS. O primeiro passo foi a definição de 3 caracteres especiais, um para início de mensagem (do inglês *Start of Frame*, ou SOF), um fim de mensagem (do inglês *End of Frame*, ou EOF) e um separador, usado para separar dois campos de dados subsequentes. Em seguida definiu-se os campos que se julgou serem suficientes para atender os requisitos da aplicação. Finalmente optou-se pelo uso da CRC-16 CCITT (CRC do inglês *Cyclic Redundancy Check*) que é um método de checagem de erro, um elemento bastante comum em qualquer tipo de protocolo que preze pela integridade das mensagens trafegadas. A Figura 4.9 apresenta uma representação do

protocolo de maneira gráfica. Os caracteres especiais devem estar presentes em todas as mensagens, já os campos de dados não tem essa obrigatoriedade.

Figura 4.9 – Detalhamento do formato do protocolo serial (mensagens enviadas pelo computador/servidor ao medidor).



Fonte: O Autor.

Os caracteres escolhidos para SOF, EOF e separador foram, respectivamente: o cifrão ("\$", ou 0x24 em representação hexadecimal), o asterisco ("*", ou 0x2A em representação hexadecimal) e a vírgula (",", ou 0x2C em representação hexadecimal). A CRC é calculada a partir do caractere seguinte ao SOF até o último separador. A semente do seu cálculo é o hexadecimal 0xFFFF e seu valor deve ser acoplado ao final do protocolo como 2 bytes, logo antes do EOF. Já os campos de dados são: campo de "ID" (Identificação), campo de "Sub ID" (Sub-Identificação), campo de "Comando", campo de "Num Bytes de Dados" (Número de bytes no campo de dados), campo de "Dados". Uma breve descrição dos campos de dados dessa parte do protocolo e seus possíveis valores é apresentada a seguir:

- **ID:** Esse campo indica para qual das tarefas do sistema a mensagem é direcionada.

Exemplo:

- 1: indica mensagem direcionada à *Task_ATM*;
- 2: indica mensagem direcionada à *Task_LEDS*.

- **Sub ID:** Representa uma sub categoria ao campo anterior. No caso de uma mensagem com ID 1, alguns exemplos de Sub ID são:

- 1: Entrar no modo de configuração;
- 2: Entrar no modo de calibração;
- 3: Entrar no modo de operação;
- 4: Entrar no modo de suspensão;
- 5: Ler o valor de um registrador específico do chip ATM;
- 6: Escrever em um registrador específico do chip ATM;

- 9: Configurar ATM de formar a gerar eventos de anomalias da rede elétrica.
- **Comando:** Funciona como um argumento para certos tipos de Sub ID. No caso de uma mensagem com ID 1, e Sub ID 9 o campo de Comando pode assumir os seguintes valores:
 - 1: ATM passa a gerar evento quando detecta uma inversão de fases;
 - 2: ATM passa a gerar evento quando detecta um afundamento de tensão;
 - 3: ATM passa a gerar evento quando detecta uma perda de tensão.
- **Num Bytes Dados:** Este campo só é utilizado em algumas mensagens específicas para indicar a quantidade de dados que será enviada no campo de dados. O valor máximo determinado pelo protocolo é de 50 bytes;
- **Dados:** Este campo contém dados. A sua finalidade depende do contexto de cada mensagem; No caso de uma mensagem com o ID 1, Sub ID 6, Comando 50 e Num Bytes Dados 2, o campo de Dados assume um valor qualquer que se deseja escrever ao registrador 0x50 do chip ATM.

O Apêndice A apresenta alguns exemplos de mensagens que podem ser enviadas pelo computador para o medidor através do protocolo.

O medidor responde às mensagens enviadas pelo computador basicamente com uma mensagem de ACK (do inglês *Acknowledge*) em caso de sucesso, ou uma mensagem de erro de CRC caso o mesmo seja verificado. Além disso, quando em modo de operação, e com o canal de comunicação configurado para a UART (e não o LoRa[®]), o medidor envia também mensagens contendo os dados da rede elétrica. Essas mensagens seguem o protocolo detalhado na Figura 4.10. Esse protocolo conta com os mesmos caracteres especiais de controle, SOF, EOF e separador apresentados anteriormente, já os campos de dados são diferentes. As mensagens desse tipo são iniciadas com um campo "*Timestamp*", seguido de um número variável de campos de "*Medidas*" e finalmente, antes do EOF, é transmitida uma CRC, da mesma forma como apresentado na primeira parte do protocolo. Uma breve descrição dos campos de dados dessa parte do protocolo e seus possíveis valores é apresentada a seguir:

- **TimeStamp:** Esse campo apresenta 4 bytes hexadecimais que refletem a data e horário em que a medida foi realizada pelo medidor. O *timestamp unix* é um

Figura 4.10 – Detalhamento do formato do protocolo serial (mensagens enviadas pelo medidor ao computador/servidor).



Fonte: O Autor.

número que representa o valor absoluto de segundos que se passaram desde o dia 01 de Janeiro de 1970, em GMT+0, horário na linha de *Greenwich*. Esse é um formato comumente utilizado para representar data e hora em sistemas embarcados;

- **Medidas:** Esse campo apresenta de fato as medidas de energia adquiridas pelo medidor. Cada um desses campos é enviado no formato de 4 bytes hexadecimais, sendo que os 2 bytes mais significativos representam uma identificação e os 2 bytes menos significativos o valor da medida em si. O Apêndice B apresenta a lista completa de identificadores das medidas implementadas. Alguns exemplos de medidas são:

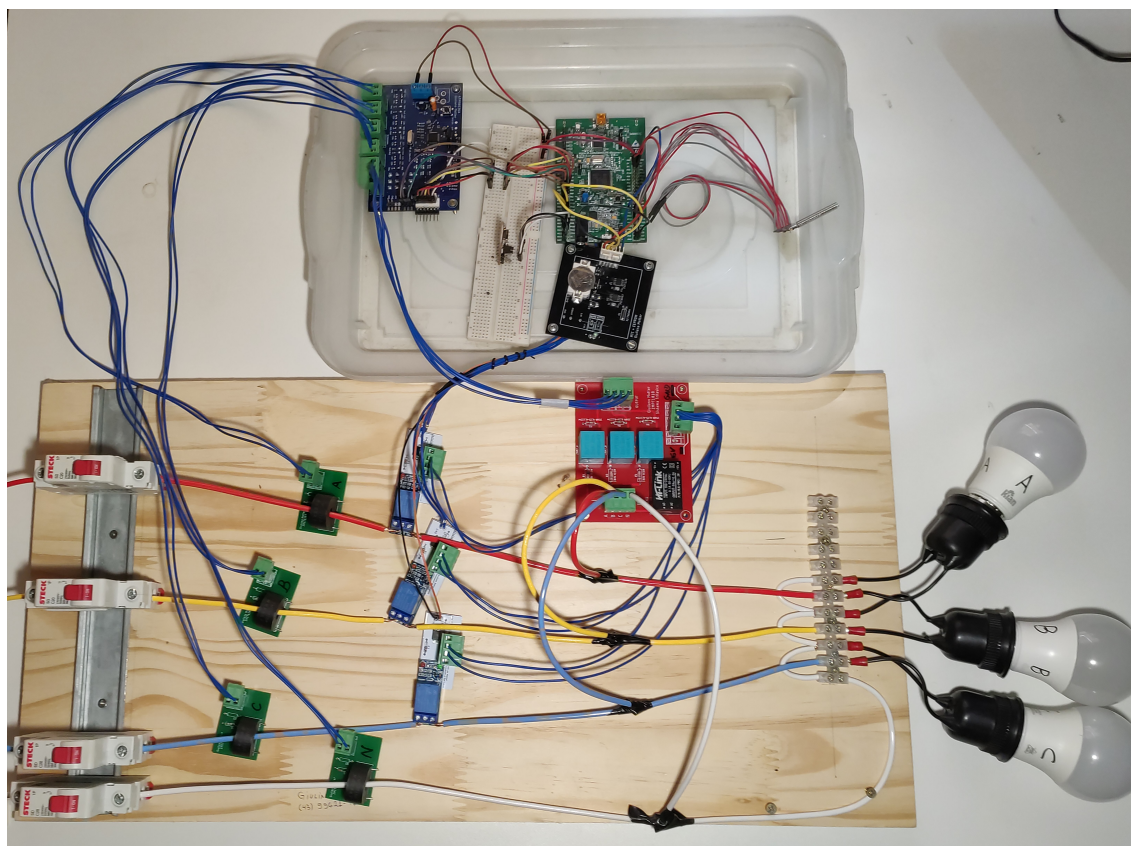
- 0x0000313E: Nesse caso o identificador da medida é 0x0000 e o seu valor é 0x313E o que representa a Tensão Eficaz da Fase A, com valor de 126,06 V;
- 0x000103DB: Nesse caso o identificador da medida é 0x0001 e o seu valor é 0x03DB o que representa a Corrente Eficaz da Fase A, com valor de 0,987 A;
- 0x0002007C: Nesse caso o identificador da medida é 0x0002 e o seu valor é 0x007C o que representa a Potência Ativa da Fase A, com valor de 0,124 kW;

4.2 Desenvolvimentos Extras

Montou-se uma bancada de testes que possibilitasse a simulação de um sistema trifásico completo de uma forma segura e controlada. A Figura 4.11 apresenta uma imagem da bancada montada, onde é possível observar que os principais elementos foram montados em um pedaço de madeira com o objetivo de auxiliar na fixação. Fazendo uma descrição da imagem, as tensões de fase são injetadas no sistema através dos disjuntores presentes no lado esquerdo da imagem, seguindo a direita dispõem-se os sensores de corrente, relés, derivações para os sensores de tensão e finalmente as cargas. É possível notar a semelhança entre o diagrama do sistema apresentado na Figura 3.1 e no sistema montado em sua

versão protótipo da Figura 4.11. No caso da Figura 4.11, a bancada está montada com lâmpadas de 6 W de potência no local da carga, mas durante o desenvolvimento do trabalho, foram feitos experimentos que tinham como carga reostatos, resistências de equipamentos comerciais e motores elétricos.

Figura 4.11 – Bancada de testes desenvolvida, montada com todos os elementos.



Fonte: O Autor.

Foram também desenvolvidos códigos em linguagem *python* com o objetivo de automatizar alguns processos e etapas de teste com o medidor. Esses programas realizam tarefas repetitivas de forma a sempre seguirem um "*script*" e portanto podem ser referenciados dessa forma também, como "*script*". O primeiro "*script*" tem o objetivo de facilitar a comunicação com a medidor através do seu protocolo serial. Existe uma série de comandos seriais que devem ser enviados no início de qualquer teste, tal como os comandos para o medidor entrar no modo de configuração, modo de calibração, registrar quais medidas que se deseja que o medidor faça a aquisição e finalmente modo de operação. O segundo "*script*" tem o objetivo de facilitar a visualização dos dados adquiridos pelo medidor, convertendo dados do formato padrão que o medidor envia, para um formato configurado de

forma muito mais legível e organizada. A Figura 4.12 apresenta um exemplo de conversão feito pelo segundo "*script*".

Figura 4.12 – Formato do dado de aquisição de medidas enviado pelo medidor.
Formato de dados processado pelo "*script*".

Dado Enviado pelo Medidor	Dado Convertido pelo Script
\$60281D47,00002f4a,0001212d,00020404,00030007,00040404,00050404,00060000,000700d2,000800c0,,c0e9*	13 February 2021 18:41:11 - Va = 121.06V Ia = 8.493A Pa = 1.028kW Qa = 0.007kVar Sa = 1.028kVA Pa_f = 1.028kW Pa_h = 0.0kW Va_thd = 2.1% Ia_thd = 1.92%

Fonte: O Autor.

Além disso, outro desenvolvimento extra foi feito com o objetivo de testar a comunicação LoRa[®] do protótipo, foi feita uma implementação de outro transceptor LoRa[®] em um microcontrolador ESP32, da fabricante Espressif. Dessa forma foi possível realizar comunicação local, trocando mensagens entre o protótipo e esse dispositivo secundário de suporte. Os rádios LoRa[®] estavam configurados da seguinte forma:

- Frequência central: 434 MHz;
- Largura de banda: 125 kHz;
- Fator de espalhamento de 128 chips/símbolo;
- Taxa de códigos: 4/5;
- Modo de operação: *Explicit Header Mode*.

Nesses testes foi possível tanto fazer o acionamento dos relés do medidor através de comando LoRa[®], como também foi possível validar a consistência da comunicação quando configurada para realizar 1 envio por minuto, com 50 bytes de *payload*. (MOTTER, 2021)

4.3 Calibração do AFE

O processo de calibração do chip ATM90E36A é descrito detalhadamente na sua documentação. Para realizar a calibração é necessário a utilização de um medidor de referência em conjunto com o protótipo. Todo o processo pode ser dividido em 3 etapas básicas obrigatórias. São elas:

1. *Offset* de Corrente e Tensão: Deve ser realizado 1 fase por vez. Corrente e tensão da mesma fase podem ser feitas ao mesmo tempo;
2. Ganho de Tensão: O processo pode ser feito nas 3 fases ao mesmo tempo.
3. Ganho de Corrente: O processo pode ser feito nas 3 fases ao mesmo tempo.

O processo da calibração de *offset* na Tensão de Fase A, envolve colocar a tensão e corrente da fase A em 0 V e 0 A respectivamente enquanto se mantém as tensões das fases B e C no seu valor nominal (127 V eficaz). Então se faz uma série de leituras do valor de tensão da fase A adquirido pelo ATM, realiza-se um cálculo, fornecido na documentação, e se configura um registrador específico com o resultado deste cálculo. Já no caso da calibração dos ganhos de tensão e corrente, é necessário o uso de um medidor de referência conectado em paralelo com o ATM. Realiza-se a aquisição das medidas tanto no ATM quando no medidor de referência, os dados são cruzados realiza-se um cálculo para então chegar ao valor de calibração. Esse processo foi feito utilizando como medidor de referência o Fluke 43B, um analisador de qualidade da energia monofásica.

Além dessas 3 etapas de calibração dos parâmetros básicos de tensão e corrente, é possível realizar a calibração da parte de acumulação de energia e também da parte de conteúdo harmônico do ATM. Esse processo não foi realizado durante o desenvolvimento deste trabalho, primeiro porque essas etapas não são obrigatórias para o uso do chip em suas configurações básicas e segundo pois para realizar essas etapas de calibração é necessário conectar o CI a uma rede elétrica onde seja possível alterar o valor do fator de potência para níveis pré definidos e esse tipo de configuração de bancada de teste não seria trivial de alcançar com os equipamentos disponíveis, portanto não foi executada.

4.4 Conclusão do Capítulo

A partir dos dados apresentados neste capítulo é possível concluir que a metodologia foi aplicada e testada. Foi, então, desenvolvido um medidor inteligente cujos principais elementos são o microcontrolador (STM32F407VG), chip dedicado de medição (ATM90E36A), sensores de tensão (ZMPT101B) e de corrente (ZMCT116A), tecnologia de telecomunicação LoRa[®] (SX1278), memória não volátil, relógio de tempo real e relés. O código desenvolvido é baseado no sistema operacional de tempo real (FreeRTOS)

e foi arquitetado de maneira bastante desacoplada e escalável. Além do medidor em si, foram desenvolvidos neste trabalho uma bancada para testes de rede elétrica trifásica, e algumas ferramentas extras para automatização dos testes e visualização de dados em linguagem *python*.

5 Resultados Experimentais

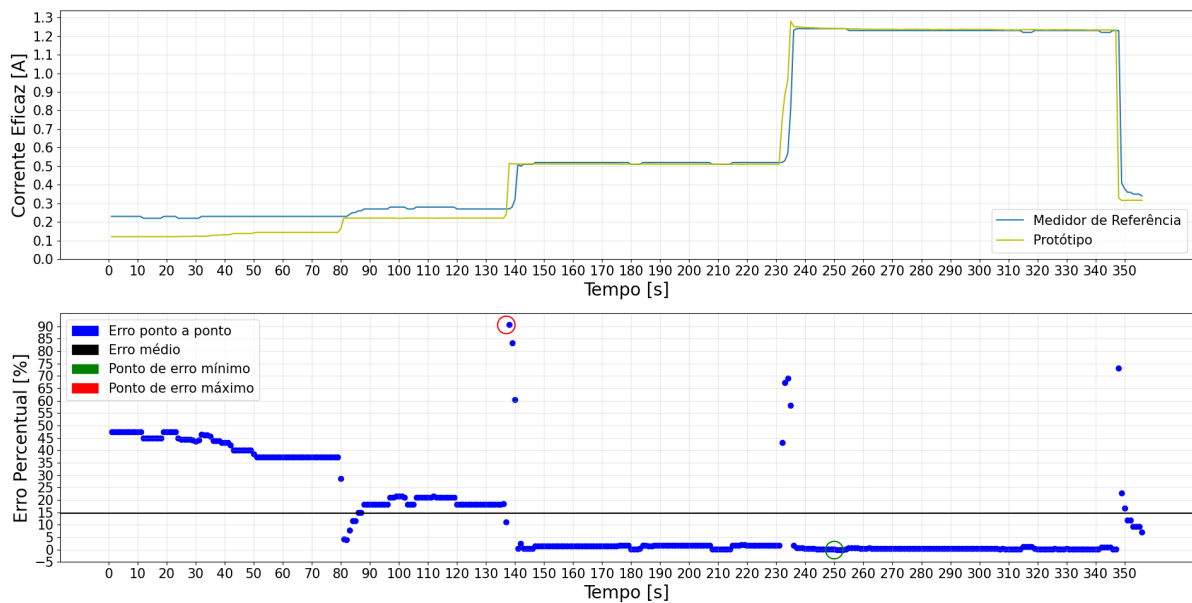
Neste capítulo serão apresentadas as placas e estruturas desenvolvidas para o projeto, assim como os resultados de ensaios dos componentes em separado e integrados ao protótipo. Foram realizados alguns testes em bancada para comparação dos valores obtidos pelo protótipo e por um medidor de referência Fluke 43B. Além disso, o protótipo foi submetido a condições de afundamento, perda e inversão de tensão e avaliou-se o seu reconhecimento desses eventos de baixa qualidade de energia ou violação da instalação elétrica.

5.1 Testes Comparativos

5.1.1 Ensaio com reostato

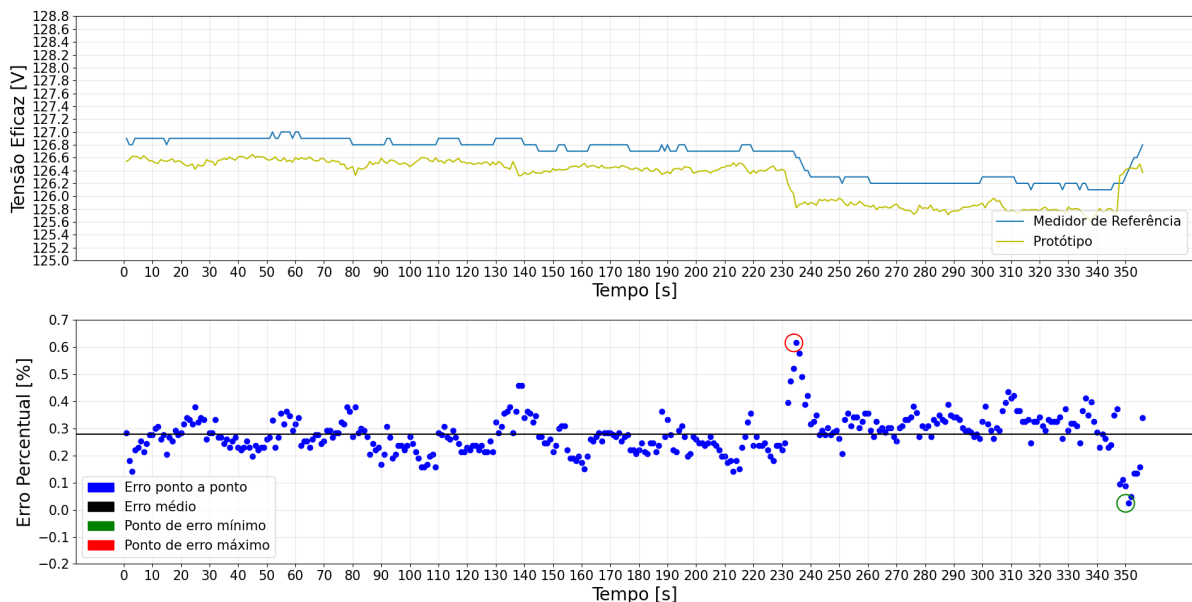
O primeiro teste feito utilizou um resistor variável (reostato) como carga. O reostato em questão tem resistência máxima teórica de $1\text{ k}\Omega$ e potência máxima de 1 kW . Com o objetivo de avaliar as medidas de tensão e corrente eficaz de fase adquiridas pelo protótipo na faixa mais ampla possível com este reostato, a carga foi submetida a tensão de fase e teve sua resistência alterada manualmente para alguns valores discretos, partindo do seu valor máximo, até um valor mínimo bem próximo de um curto circuito, de forma a não apresentar riscos ao operador e aos equipamentos. Dessa forma, a corrente medida pelos medidores cresce no decorrer do teste. A Figura 5.1 apresenta os resultados coletados na medição de corrente, e o erro percentual, respectivamente, entre as medidas realizadas pelo protótipo e o medidor de referência para o ensaio com o reostato como carga. Já a Figura 5.2 apresenta os resultados coletados na medição de tensão, e o erro percentual, respectivamente, entre as medidas realizadas pelos 2 dispositivos.

Figura 5.1 – Resultado das medições de corrente realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Reostato



Fonte: O Autor.

Figura 5.2 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Reostato



Fonte: O Autor.

Esse foi um ensaio simples, realizado para familiarização com o protótipo, medidor de referência e bancada de testes. A partir do gráfico presente na Figura 5.1 observa-se

que para os valores mais baixos de corrente houve uma discrepância maior entre os dados obtidos pelos 2 dispositivos, o erro entre os valores obtidos pelo protótipo e medidor de referência chegou a ser maior que 45 %. Com correntes maiores que 0,50 A, as medidas adquiridas pelos 2 dispositivos convergem, apresentando erro muito próximo de 0 %. Atribui-se essa diferença ao fato de que a calibração das medições de corrente do chip ATM90E36A foi realizada com um valor nominal de corrente de 1 A, portanto os valores mais próximos a 1 A tendem a apresentar um desvio menor. Além disso, essa diferença para os valores iniciais de corrente também pode ser relacionada a diferenças de qualidade de acoplamento magnético e isolamento dos transformadores de corrente, que são muito melhores no caso do medidor Fluke em comparação ao protótipo.

O erro percentual entre as medidas adquiridas pelo medidor de referência e o protótipo foi calculado com a fórmula

$$err_{\%} = \frac{X_{prototipo} - X_{referencia}}{X_{referencia}} * 100. \quad (5.1)$$

Foram calculados os erros para todos os pontos adquiridos durante esse ensaio, a partir dos quais foi possível calcular o erro médio, mínimo e máximo de cada ensaio. A tabela 5.1 apresenta os erros percentuais das medidas de tensão e corrente para o ensaio realizado com o reostato. Na média, é possível observar uma taxa de erro de tensão muito baixa (0,28%) enquanto que a taxa de erro de corrente é bem mais elevada (14,62%). Atribui-se essa diferença ao fato de que as medidas realizadas pelos 2 medidores foram feitas de forma assíncrona, ou seja, a aquisição foi inicializada em instantes de tempo diferentes em cada dispositivo, dessa forma, quando ocorre uma alteração no valor real de uma grandeza que está sendo medida, o medidor de referência e o protótipo detectam essa variação em momentos distintos. Esse fato fica evidente observando os gráficos 5.1 e 5.2, os pontos de erro percentual mais alto são aqueles onde houve uma mudança no valor real da grandeza.

	Tensão	Corrente
Erro Médio [%]	0,28	14,62
Erro Mínimo [%]	0,02	0
Erro Máximo [%]	0,62	90,74

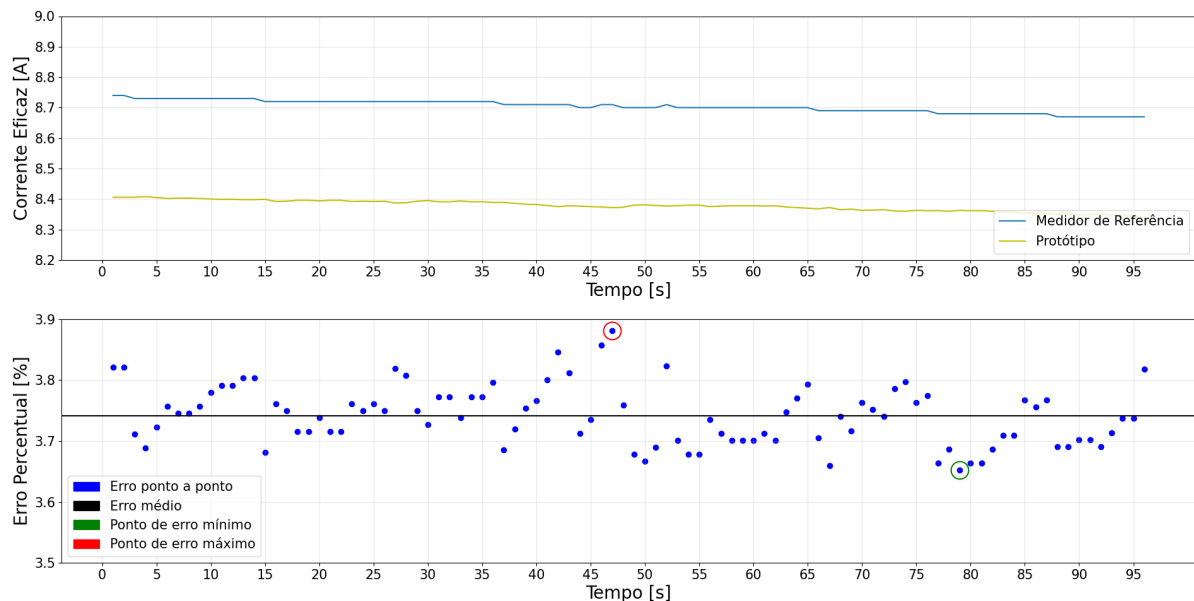
Tabela 5.1 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão e corrente - Teste com Reostato

5.1.2 Ensaio com Ferro de passar

Com o objetivo de testar a performance do protótipo em um nível de corrente mais elevado do que os que foram alcançados no teste anterior, o segundo ensaio foi feito utilizando como carga um ferro de passar também de 1 kW de potência, porém com uma resistência fixa em torno de 15Ω . Novamente a carga foi submetida a tensão de fase e a corrente e tensão do sistema foram adquiridas. A Figura 5.3 apresenta os resultados coletados na medição de corrente, e o erro percentual, respectivamente, entre as medidas realizadas pelo protótipo e o medidor de referência para o ensaio com o ferro de passar como carga. Já a Figura 5.4 apresenta os resultados coletados na medição de tensão, e o erro percentual, respectivamente, entre as medidas realizadas pelos 2 dispositivos. Além disso, a Figura 5.5 apresenta um gráfico de regressão linear para os dados de corrente deste teste. O coeficiente de determinação do modelo obtido, foi $R^2 = 0,9508$, que demonstra uma forte correlação linear entre os conjuntos de dados adquiridos pelos dois dispositivos. A equação da reta que ajusta o modelo é

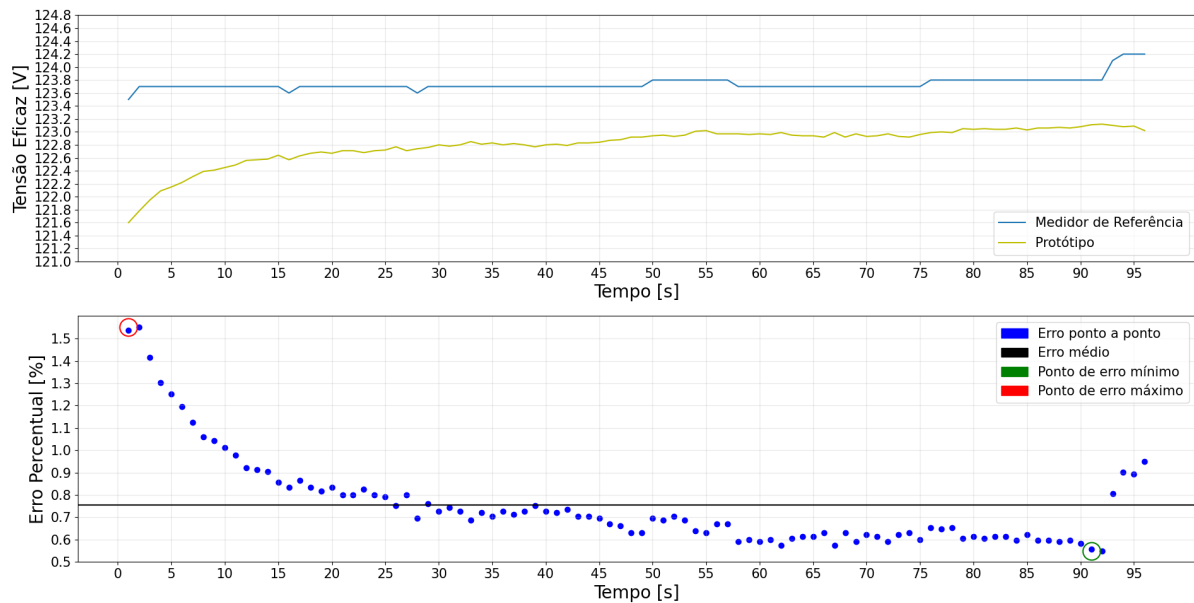
$$y = 0,8749x + 0,7627. \quad (5.2)$$

Figura 5.3 – Resultado das medições de corrente realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Ferro de Passar



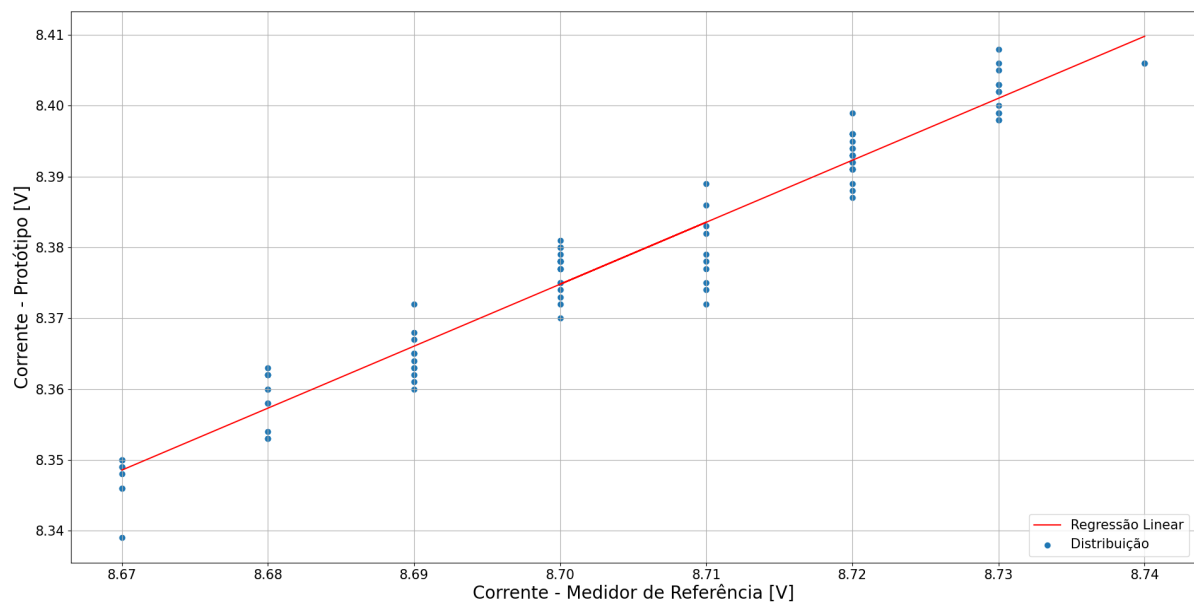
Fonte: O Autor.

Figura 5.4 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste com Ferro de Passar



Fonte: O Autor.

Figura 5.5 – Regressão linear das correntes - Teste com Ferro de Passar



Fonte: O Autor.

A tabela 5.2 apresenta os valores de erro percentual médio, mínimo e máximo deste ensaio. É possível observar como os valores de corrente desse ensaio apresentam um erro médio maior do que aquele apresentado no ensaio com reostato. Justifica-se esse fato pelo

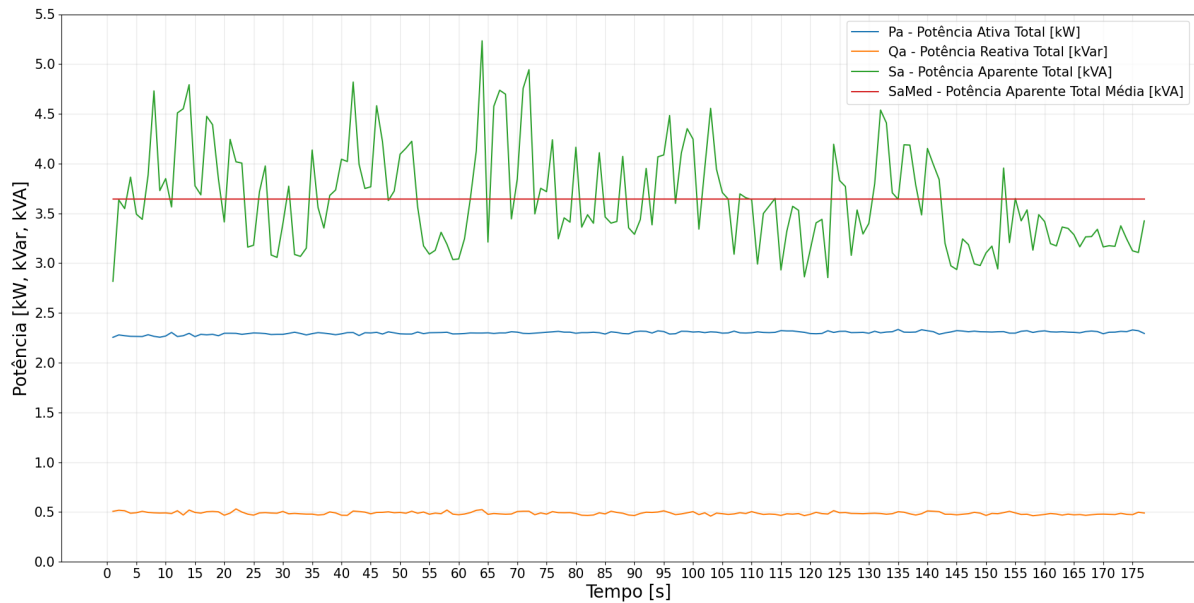
mesmo motivo supracitado, onde evidencia-se que a calibração de corrente do dispositivo foi feita com valor nominal de 1 A, e portanto quanto mais distante deste valor, maior é o erro percentual das medidas. Já os valores de tensão deste ensaio apresentaram valores de erro pequenos, sempre a baixo de 1,6 %.

	Tensão	Corrente
Erro Médio [%]	0,76	3,74
Erro Mínimo [%]	0,55	3,65
Erro Máximo [%]	1,55	3,88

Tabela 5.2 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão e corrente - Teste com Ferro de Passar

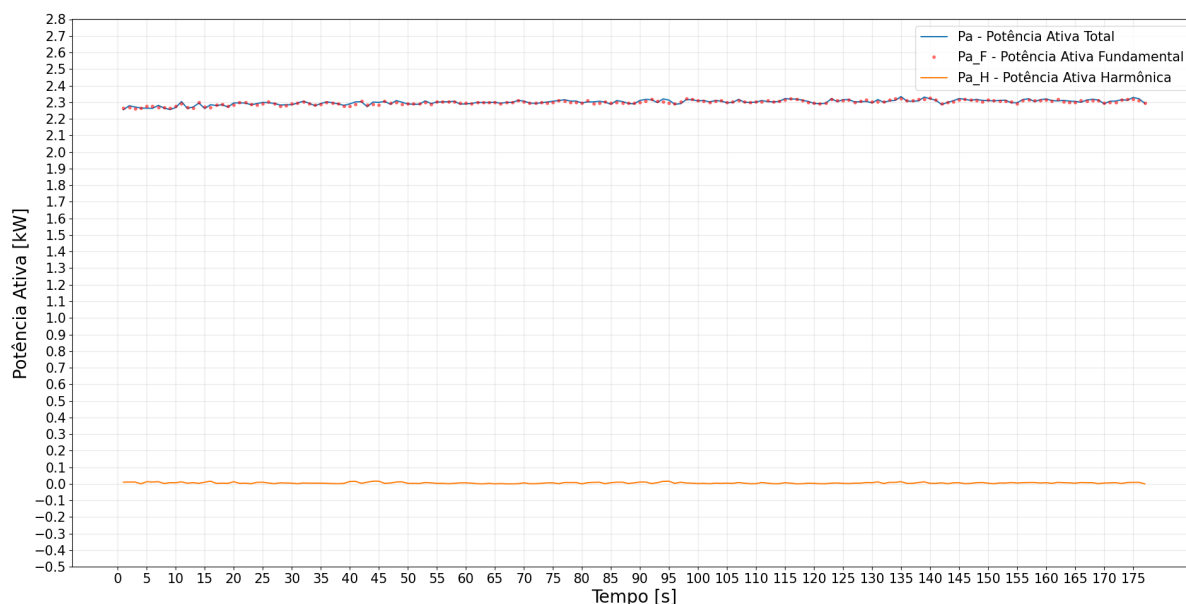
5.1.3 Ensaio com Motor

Com o objetivo de avaliar a performance do protótipo quando submetido à cargas de característica indutiva, o terceiro ensaio utilizou como carga um motor elétrico de 1 cavalo de potência mecânica, modelo TE80, da fabricante WEG. Este motor foi montado na bancada trifásica em uma configuração estrela. Embora a sua plaqueta de informações sugira que a ligação estrela seja feita com 380 V de fase, o motor foi conectado à rede elétrica que tem 127 V nominais de tensão de fase e com o ponto central da conexão estrela conectado ao neutro. Devido a não disponibilidade de carga mecânica para utilizar em conjunto com o motor, foi feito um ensaio à vazio. Neste caso, o protótipo foi configurado para realizar as aquisições de parâmetros de potência ativa total, reativa total, aparente total bem como potência ativa fundamental e harmônica. A Figura 5.6 apresenta as aquisições de potência ativa, reativa e aparente totais, bem como uma reta traçada no nível médio da potência aparente. Ao se realizar uma soma vetorial dos valores de potência ativa e reativa em cada instante de tempo, atinge-se o valor correspondente da potência aparente média, conforme esperado.

Figura 5.6 – Potências Ativa, Reativa e Aparente - Teste Motor

Fonte: O Autor.

Já a Figura 5.7 trás um gráfico da potência ativa total, fundamental e harmônica. Conforme explicado previamente, a potência ativa fundamental diz respeito somente a contribuição das componentes de tensão e corrente na frequência fundamental do sistema (60 Hz), já a potência ativa harmônica é aquela potência que ainda realiza trabalho, porém corresponde aos pares de tensão e corrente de mesma frequência em frequências diferentes da fundamental do sistema. A potência ativa total nada mais é do que a soma das potências ativas fundamental e harmônica e isso pôde ser constatado a partir do gráfico da Figura 5.7.

Figura 5.7 – Potências Ativa Fundamental e Harmônica - Teste Motor

Fonte: O Autor.

Todos esses dados do teste com o motor foram adquiridos diretamente do chip dedicado, o qual realiza todos os cálculos necessários e disponibiliza os dados prontos, portanto o mesmo trabalho e tempo de aquisição que o microcontrolador do sistema tem para consumir dados básicos como corrente e tensão, tem também para dados mais complexos, o que é uma característica muito interessante.

5.2 Inteligência Embarcada

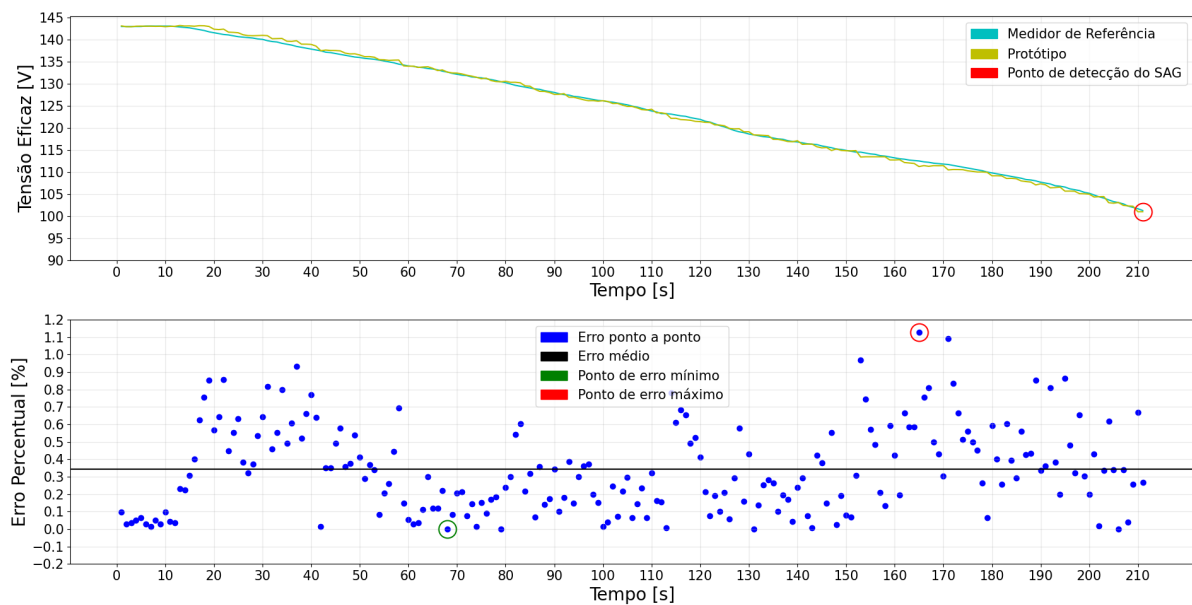
5.2.1 Eventos de qualidade de energia ou violações

Além dos testes de medição, foram realizados testes submetendo o protótipo a eventos de baixa qualidade de energia ou de violação da instalação elétrica. O medidor de referência também foi utilizado para fazer leituras nestes ensaios. Nesses testes configurou-se o protótipo de maneira a atender as interrupções geradas quando algum evento fosse gerado e em seguida foi submetido a três condições de teste.

O primeiro ensaio testou o evento de afundamento de tensão (SAG). O protótipo foi configurado para gerar uma interrupção no sistema quando o nível de tensão do barramento atingisse 80 % do valor configurado de tensão nominal (que seria algo em torno de 100 V eficaz). Para realizar esse teste utilizou-se o regulador de tensão alternada de

bancada, dessa forma foi possível reduzir o nível de tensão lentamente, até observar o medidor identificar o evento de baixa qualidade de energia. As formas de onda de tensão obtidas durante a execução desse teste, bem como o seu erro percentual são apresentadas na Figura 5.8. Uma vez reconhecido o evento, o protótipo realiza o envio de uma mensagem no canal de comunicação, conforme ilustrado na Figura 5.9. A mensagem enviada pelo protótipo ao reconhecer a violação indica uma interrupção gerada no pino IRQ0 do chip ATM, e o valor do registrador de status de interrupção (0x0048) que indica que existe uma violação de SAG. É possível observar na mensagem enviada pelo protótipo logo antes da detecção do evento (linha que contém o *timestamp* 0x606984b2) que a tensão de fase adquirida foi de 0x2777, que equivale ao valor decimal de 101,03 V, bastante próximo ao valor configurado para gerar evento.

Figura 5.8 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste SAG



Fonte: O Autor.

Figura 5.9 – Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de SAG

```

2 $606984ac,00002837,000104c5,,65ee*
3 $606984ad,00002846,00010325,,6c6e*
4 $606984ae,00002805,00010342,,b998*
5 $606984af,000027fa,00010443,,d7a3*
6 $606984b0,000027f2,00010690,,2806*
7 $606984b1,00002776,000102ef,,fdf0*
8 $606984b2,00002777,00010307,,93cb*
9 Meter -> Pino IRQ0: 0048 <LF>

```

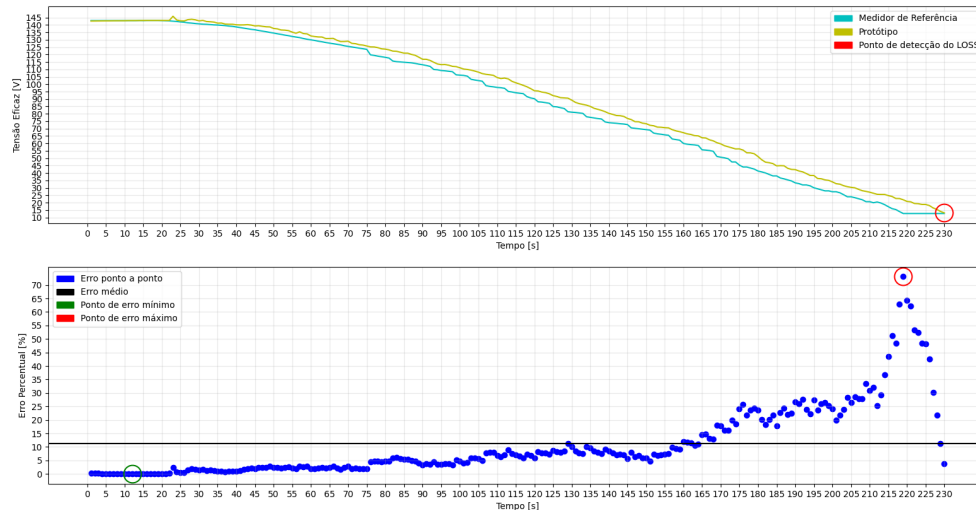
Fonte: O Autor.

Em seguida, de forma similar ao método anterior, testou-se o evento de perda de tensão (LOSS). O protótipo foi configurado para gerar uma interrupção no sistema quando o nível de tensão do barramento atingisse 10 % do valor configurado de tensão nominal (que seria algo em torno de 13 V eficaz). Novamente reduziu-se o nível de tensão lentamente no regulador de tensão alternada. As formas de onda de tensão obtidas durante a execução desse teste, bem como o seu erro percentual são apresentadas na Figura 5.10. Uma vez reconhecido o evento, o protótipo realiza o envio de uma mensagem no canal de comunicação, conforme ilustrado na Figura 5.11. A mensagem enviada pelo protótipo ao reconhecer a violação indica uma interrupção gerada no pino IRQ0 do chip ATM, e o valor do registrador de status de interrupção (0x00cc) que indica que existe uma violação de perda de fase. A partir dos dados de tensão obtidos tanto pelo medidor de referência quanto pelo protótipo nesse teste, foi feita uma nova regressão linear a fim de avaliar a performance e taxa de erro das medidas de tensão dessa vez, em detrimento da corrente, conforme apresentado na Figura 5.5. A Figura 5.12 apresenta um gráfico de regressão linear. O coeficiente de determinação do modelo obtido, foi $R^2 = 0,9980$, que demonstra uma baixo nível de erro entre as medidas tomadas pelos dois dispositivos. A equação da reta que ajusta o modelo é

$$y = 0,9540x + 9.0037. \quad (5.3)$$

É possível observar na mensagem enviada pelo protótipo logo antes da detecção do evento (linha que contém o *timestamp* 0x60698d24) que a tensão de fase adquirida foi de 0x0525, que equivale ao valor decimal de 13,17 V, bastante próximo ao valor configurado para gerar evento.

Figura 5.10 – Resultado das medições de tensão realizadas pelo protótipo e o medidor de referência e erro percentual - Teste LOSS



Fonte: O Autor.

Figura 5.11 – Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de LOSS

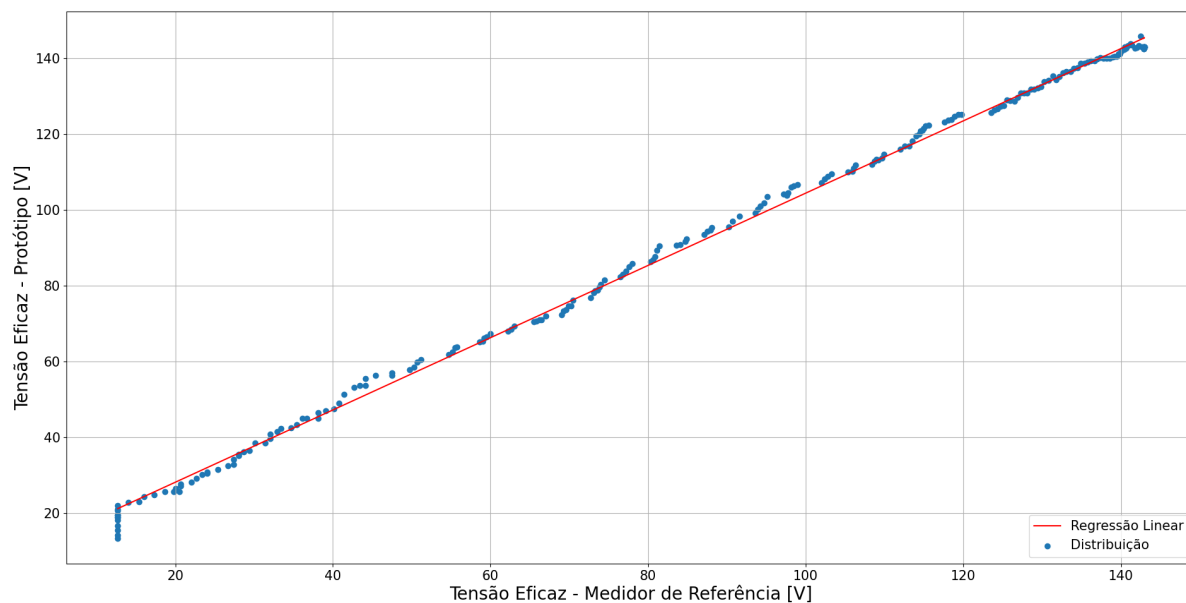
```

2 $60698d1c,0000079c,,0b95*
3 $60698d1d,0000078f,,03de*
4 $60698d1e,0000075c,,00ab*
5 $60698d1f,0000075b,,0534*
6 $60698d20,00000713,,2bbf*
7 $60698d21,00000674,,28ca*
8 $60698d22,0000060c,,2d55*
9 $60698d23,00000585,,2e20*
10 $60698d24,00000525,,266b*
11 Meter -> Pino IRQ0: 00cc <LF>

```

Fonte: O Autor.

A tabela 5.3 apresenta os valores de erro percentual médio, mínimo e máximo dos ensaios de SAG e LOSS. É possível observar que os maiores erros ocorrem ao final do teste de LOSS (em torno dos 220 segundos de teste), onde o medidor de referência atingiu o nível final de 12 V e permaneceu com as medidas neste valor enquanto o protótipo ainda media em torno de 20 V. Nesse momento o erro percentual chegou a atingir níveis maiores do que 70 %. Atribui-se este erro à característica assíncrona do teste, conforme mencionado previamente, os dispositivos foram postos em modo de medição em momentos distintos e os dados foram cruzados posteriormente, podendo haver o assincronismo e deslocamento de algumas amostras entre os 2 conjuntos.

Figura 5.12 – Regressão linear das tensões - Teste de LOSS

Fonte: O Autor.

	Teste SAG	Teste LOSS
Erro Médio [%]	0,34	11,29
Erro Mínimo [%]	0	0,01
Erro Máximo [%]	1,13	73,07

Tabela 5.3 – Valores de erro percentual médio, mínimo e máximo para medidas de tensão - Teste SAG e LOSS

Finalmente, testou-se o evento de violação da instalação elétrica, o evento de inversão de fases. Uma vez instalado e configurado, o medidor reconhece a sequência de fases e identifica qual fase está conectada em cada canal de entrada. Dessa forma é possível identificar caso essa sequência de fases seja alterada ou caso alguma das fases seja removida por qualquer motivo, situações que podem ocorrer durante uma tentativa de furto de energia, por exemplo. Para realização desse teste o medidor foi configurado para gerar uma interrupção no sistema quando houvesse uma irregularidade com essa sequência e após essa configuração foi feita a retirada do conector entre a placa de sensores de tensão e a placa do ATM. O chip reconheceu uma irregularidade e realizou o envio de uma mensagem no canal de comunicação, conforme ilustrado na Figura 5.13. A mensagem enviada pelo protótipo ao reconhecer a violação indica uma interrupção gerada no pino

IRQ0 do chip ATM, e o valor do registrador de status de interrupção (0x00cc) que indica que existe uma violação de sequência de fase.

Figura 5.13 – Mensagem de erro enviada pelo protótipo - Teste de Erro de Sequencia

```
2 $6069d552,000037f3,,98fb*
3 $6069d553,000037e8,,9b8e*
4 $6069d554,000037ee,,93c5*
5 $6069d555,00003801,,90b0*
6 $6069d556,000037f5,,952f*
7 $6069d557,000037f5,,965a*
8 $6069d558,000037f7,,85b9*
9 $6069d559,00003809,,86cc*
10 $6069d55a,000037f7,,7774*
11 $6069d55b,000037f3,,72eb*
12 $6069d55c,00003800,,719e*
13 $6069d55d,00003802,,79d5*
14 Meter -> Pino IRQ0: 00cc <LF>
```

Fonte: O Autor.

Essa possibilidade de reconhecer eventos de violação ou baixa qualidade de energia da rede elétrica abrem um leque de possibilidades para uma configuração inteligente do medidor. Em um cenário real, o dispositivo pode estar sem conexão alguma a rede de comunicação e mesmo assim detectar um evento e tomar alguma ação para mitigar, proteger ou informar o usuário. Esse tipo de funcionalidade em conjunto com a possibilidade de realizar medidas de uma ampla gama de grandezas e a tecnologia de telecomunicação bi-direcional são características cooperam para classificação do protótipo como um medidor inteligente.

5.3 Acionamento dos Relés

Os últimos testes realizados foram sobre a funcionalidade do medidor de acionar os relés através de um comando remoto e proporcionar assim o corte do abastecimento de energia na unidade consumidora onde está instalado. Esse teste consistiu basicamente do envio de comandos através do canal de comunicação e a observação do estado de cargas simples, como lâmpadas. O resultado desse teste foi um sucesso, foi possível realizar o corte e a realimentação remota de cargas com consistência.

5.4 Conclusão do Capítulo

A partir da aplicação do protótipo em cenários básicos de teste, foi possível validar o seu funcionamento de aquisição e transmissão de dados. Contrastando os dados adquiridos pelo protótipo com os dados adquiridos por um medidor de referência observa-se que o protótipo teve um comportamento bastante satisfatório em todos os testes realizados. Através de 2 regressões lineares calculadas para os parâmetros de tensão e corrente (que são os 2 parâmetros básicos que dão base para o cálculo de todos os demais parâmetros do chip ATM), pode-se concluir que as medidas adquiridas pelo protótipo tem uma alta correlação com aquelas adquiridas pelo medidor de referência (95,08 % no caso das medidas de corrente e 99,80 % no caso das medidas de tensão). As medidas adquiridas de potência no teste com o motor elétrico confirmam os valores esperados considerando a teoria de potências e os dados contidos na plaqueta do motor. A partir dos testes de detecção de eventos de baixa qualidade ou violação da instalação elétrica é possível concluir que o protótipo tem total capacidade de identificar eventos conforme for configurado para tal, o que permite a tomada de decisões localmente, em tempo real e independentemente da disponibilidade de qualquer canal de comunicação.

6 Conclusões

O presente trabalho apresentou o desenvolvimento de um protótipo de medidor inteligente para consumo e qualidade de energia. Realizou-se uma ampla revisão bibliográfica a partir da qual foi possível analisar de forma crítica os medidores inteligentes propostos por diversos trabalhos acadêmicos e também por empresas privadas. Reuniu-se, então, as características julgadas como imprescindíveis para um medidor inteligente de consumo e qualidade de energia ideal, são elas: contar com um canal de telecomunicação bidirecional, propiciar corte e reabastecimento remoto das cargas, possibilidade de detectar eventos de baixa qualidade de energia ou violação da instalação elétrica de maneira independente para tomada de decisões locais, possibilitar a aquisição de uma variedade mais ampla de parâmetros, além dos básicos: corrente, tensão e frequência. A partir dessas características consideradas imprescindíveis e de mais algumas definições de projeto foi traçada e aplicada a melhor metodologia, que acabou culminando em um protótipo que atendeu plenamente as expectativas técnicas quando submetido aos testes.

Após desenvolvimento e aplicação do protótipo, é possível concluir que de fato a aplicação de conceitos de internet das coisas nos medidores inteligentes de fato traz ganhos tanto para os prestadores de serviços quanto para os usuários. Conforme as redes elétricas caminham para a arquitetura de AMI, a redução de custos de operação e manutenção e a possibilidade de atuação remota nos medidores bem como a comunicação local entre medidores são os principais pontos positivos que acarretam em uma prestação de serviço mais segura, responsiva e ágil.

Além disso, o trabalho reforça o ponto de vista de que os medidores inteligentes devem ser explorados para além da funcionalidade básica de tarifação. É evidenciado o quão interessante, importante e viável é a integração de tecnologias de aquisição de parâmetros de qualidade da energia nos medidores. Por um lado, os prestadores de serviço passariam a ter conhecimento profundo a rede elétrica, tornando os planejamentos energéticos mais eficientes e a previsão de defeitos de mais assertiva. Por outro lado, os consumidores (principalmente aqueles sensíveis a qualidade da energia) sentiriam o impacto de ser abastecidos com uma energia que custou menos para produzir e de maior qualidade.

As referências indicam que ainda há espaço para continuação de desenvolvimento de

trabalhos neste campo, porém no escopo deste trabalho em específico, uma dificuldade encontrada foi a pobreza da documentação do chip ATM90E36A, que conta apenas com a folha de dados (*Datasheet*) e uma nota de aplicação (*Application Note*), poucos documentos de suporte para um dispositivo tão complexo. Além disso, essa pouca documentação disponível apresenta, em algumas oportunidades, informações incompletas, ambíguas ou contraditórias. Essa dificuldade fez com que o tempo de desenvolvimento do protótipo fosse bem maior do que o desejado e planejado. Outro obstáculo foi a escassa variedade de equipamentos disponíveis para realização de testes. Essa questão em conjunto com a dificuldade mencionada anteriormente fez com que os cenários de teste do protótipo fossem limitados. Não foi possível, por exemplo, realizar testes com cargas indutivas ou capacitivas de valores conhecidos e controlados, nem obter correntes de carga maiores do que 8,5 A.

Considerando que próximos trabalhos podem ser desenvolvidos a partir do que foi construído no desenvolvimento deste, sugere-se que o dispositivo seja testado em uma abrangência maior de cenários de carga e também que seja aplicado em uma instalação elétrica real (não em bancada).

Referências

- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. 2008.
- AROTE, S.; MULAY, G. N.; KHAPARDE, A. Design and implementation of smart three phase energy meter. In: *2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 44–49.
- ATMEL. *Application Note - Poly-Phase Energy Metering IC*. 46104a. ed. [S.l.: s.n.], 2014.
- ATMEL. *Enhanced Poly-Phase High-Performance Wide-Span Energy Metering IC*. 46004b. ed. [S.l.: s.n.], 2015.
- BABADI, A. N.; NOURI, S.; KHALAJ, S. Challenges and opportunities of the integration of iot and smart grid in iran transmission power system. In: *2017 Smart Grid Conference (SGC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- BUSH, S. F.; GOEL, S.; SIMARD, G. Ieee vision for smart grid communications: 2030 and beyond roadmap. *IEEE Vision for Smart Grid Communications: 2030 and Beyond Roadmap*, p. 1–19, 2013.
- COLAK, I. Introduction to smart grid. In: *2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- CRISTIAN, A. C. et al. Smart grid integration of iot. In: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.
- DAI, Y. et al. Research on the application of the harmonic smart electricity meter in the smart grid. In: *2018 37th Chinese Control Conference (CCC)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 8793–8797.
- DOE, O. of Electricity US Department of E. *Voice of Experience | Leveraging AMI Networks and Data*. [S.l.: s.n.], 2019.
- EIA, U. *How many smart meters are installed in the United States, and who has them?* 2020. Acesso em: 03 Jun. 2021.
- ELETROBRAS. *Memoria Da Eletricidade*. 2019. Disponível em: <<https://www.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 01 Jul. 2019.
- FARIA, J. R. C.; LIMA, D. M. C.; CARDOSO, F. J. A. A smart multi-sensor for the diagnosis of distribution transformers. In: *2018 IEEE SENSORS*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–4.
- GREER, C. et al. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*. [S.l.]: Special Publication (NIST SP), National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD, 2014.

- HUANG, X.; WEI, X. A new on-line monitoring technology of transmission line conductor icing. In: *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 581–585.
- JRC, E. *Smart Metering deployment in the European Union*. 2020. Disponível em: <<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>>. Acesso em: 03 Jun. 2021.
- KALALAS, C.; THRYBOM, L.; ALONSO-ZARATE, J. Cellular communications for smart grid neighborhood area networks: A survey. *IEEE Access*, v. 4, p. 1469–1493, 2016.
- KAUR, S.; DWIVEDI, B. Power quality issues and their mitigation techniques in microgrid system-a review. In: *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.
- KAZIBWE, W. et al. Power quality: a review. *IEEE Computer Applications in Power*, v. 3, n. 1, p. 39–42, 1990.
- LABIB, L. et al. Design and implementation of low-cost universal smart energy meter with demand side load management. In: *2017 IET Generation, Transmission and Distribution*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 3938–3945.
- LI, P. et al. The h_∞ control method of grid-tied photovoltaic generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 4, p. 1670–1677, 2015.
- MARTIRANO, L.; MANGANELLI, M.; SBORDONE, D. Design and classification of smart metering systems for the energy diagnosis of buildings. In: *2015 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–7.
- MEHRABAN, B. et al. Svc refurbishment for smart grid power quality enhancement and life extension. In: *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–8.
- MITROVIĆ, V.; MIJALKOVIĆ, M. Power quality data logger with internet access. In: *2017 International Symposium on Power Electronics (Ee)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- MOGHE, R. et al. A low-cost wireless voltage sensor for monitoring mv/hv utility assets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 2002–2009, 2014.
- MORELLO, R. et al. A smart power meter to monitor energy flow in smart grids: The role of advanced sensing and iot in the electric grid of the future. *IEEE Sensors Journal*, v. 17, n. 23, p. 7828–7837, 2017.
- MOTTER, G. *NewMeter*. 2021. Disponível em: <<https://github.com/TSMotter/NewMeter>>. Acesso em: 01 jan. 2021.
- MUKHOPADHYAY, P. et al. Electricity load forecasting using fuzzy logic: Short term load forecasting factoring weather parameter. In: *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 812–819.

- QUILUMBA, F. L. et al. Using smart meter data to improve the accuracy of intraday load forecasting considering customer behavior similarities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 2, p. 911–918, 2015.
- SOLANKI, M. D.; JOSHI, S. K. Recapitulation of electric spring: A smart grid device for real time demand side management and mitigating power quality issues. In: *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- SOUZA, W. Angelino de et al. Power quality, smart meters and additional information from different power terms. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 1, p. 158–165, 2015.
- STUSEK, M. et al. A non-invasive electricity measurement within the smart grid landscape: Arduino-based visualization platform for iot. In: *2017 9th International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 423–429.
- TDW. *China Continues to Lead Global Smart Electric Meter Market*. 2017. Disponível em: <<https://www.tdworld.com/smart-utility/metering/article/20967554/china-continues-to-lead-global-smart-electric-meter-market>>. Acesso em: 03 Jun. 2021.
- TLA. *What are LoRa® and LoRaWAN®? - The LoRa Alliance*. 2021. Disponível em: <<https://lora-developers.semtech.com/library/tech-papers-and-guides/lora-and-lorawan/>>. Acesso em: 01 jun. 2021.
- WANG, Y. et al. Review of smart meter data analytics: Applications, methodologies, and challenges. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 3125–3148, 2019.

Apêndice A - Exemplos de Mensagens

Nome do Comando	Formato da Mensagem	Nome do Comando	Formato da Mensagem
ATM Sof Reset	\$01,07,0001,,e77b*	ATM calib mode -> Uc Gain Inc	\$01,02,0010,,85c2*
ATM Hw Reset	\$01,07,0002,,7ca7*	ATM calib mode -> Uc Gain Dec	\$01,02,0011,,f376*
ATM config mode	\$01,01,,756f*	ATM calib mode -> Subs Va Default 127,60	\$01,02,0012,0002,31D8,a178*
ATM calib mode -> Start	\$01,02,0001,,90b7*	ATM calib mode -> Finish	\$01,02,0015,,f017*
ATM calib mode -> Ua Offset	\$01,02,0002,,0b6b*	ATM operation mode	\$01,03,,31ec*
ATM calib mode -> Ia Offset	\$01,02,0003,,7ddf*	ATM suspended mode	\$01,04,,5638*
ATM calib mode -> Ub Offset	\$01,02,0004,,2cf2*	ATM Read Ua	\$01,05,00d9,,38eb*
ATM calib mode -> Ib Offset	\$01,02,0005,,5a46*	ATM Read UaGain	\$01,05,0061,,ec99*
ATM calib mode -> Uc Offset	\$01,02,0006,,c19a*	ATM Read Uaoffset	\$01,05,0063,,01f1*
ATM calib mode -> Ic Offset	\$01,02,0007,,b72e*	ATM Read HarmStart	\$01,05,0050,,74ff*
ATM calib mode -> U Gain all phase	\$01,02,0008,,63c0*	ATM Read Ub	\$01,05,00da,,c813*
ATM calib mode -> I Gain A	\$01,02,0009,,1574*	ATM Read Uc	\$01,05,00db,,53cf*
ATM calib mode -> I Gain B	\$01,02,000A,,d2c2*	ATM Read Ia	\$01,05,00dd,,7456*
ATM calib mode -> I Gain C	\$01,02,000B,,491e*	ATM Read MMMode1	\$01,05,0034,,738b*
ATM calib mode -> Ua Gain Inc	\$01,02,000C,,3faa*	ATM Read FuncEn0	\$01,05,0003,,cc74*
ATM calib mode -> Ua Gain Dec	\$01,02,000D,,6e87*	ATM Read SysStatus0	\$01,05,0001,,211c*
ATM calib mode -> Ub Gain Inc	\$01,02,000E,,1833*	ATM Write HarmStart 0x5678	\$01,06,0050,0002,5678,4247*
ATM calib mode -> Ub Gain Dec	\$01,02,000F,,83ef*	ATM Write HarmStart 0x8765	\$01,06,0050,0002,8765,e4e5*

Tabela 6.1 – Exemplos de comandos possíveis de serem enviados para o medidor através da interface.

Fonte: O Autor.

Apêndice B - Lista de ID das principais medidas disponíveis

Fase	Medida	Identificação	Fase	Medida	Identificação	Fase	Medida	Identificação
A	Tensão RMS	0x0001	B	Tensão RMS	0x0020	C	Tensão RMS	0x0020
	Corrente RMS	0x0002		Corrente RMS	0x0021		Corrente RMS	0x0021
	Potência Ativa	0x0003		Potência Ativa	0x0022		Potência Ativa	0x0022
	Potência Reativa	0x0004		Potência Reativa	0x0023		Potência Reativa	0x0023
	Potência Aparente	0x0005		Potência Aparente	0x0024		Potência Aparente	0x0024
	Potência Ativa Fundamental	0x0006		Potência Ativa Fundamental	0x0025		Potência Ativa Fundamental	0x0025
	Potência Ativa Harmônica	0x0007		Potência Ativa Harmônica	0x0026		Potência Ativa Harmônica	0x0026
	THDN Tensão	0x0008		THDN Tensão	0x0027		THDN Tensão	0x0027
	THDN Corrente	0x0009		THDN Corrente	0x0028		THDN Corrente	0x0028
	THD Tensão 2ª Ordem	0x0010		THD Tensão 2ª Ordem	0x0029		THD Tensão 2ª Ordem	0x0029
THD Tensão 3ª Ordem	0x0011	THD Tensão 3ª Ordem	0x0030	THD Tensão 3ª Ordem	0x0030			
THD Tensão 4ª Ordem	0x0012	THD Tensão 4ª Ordem	0x0031	THD Tensão 4ª Ordem	0x0031			
THD Tensão 5ª Ordem	0x0013	THD Tensão 5ª Ordem	0x0032	THD Tensão 5ª Ordem	0x0032			
THD Total Corrente	0x0014	THD Total Corrente	0x0033	THD Total Corrente	0x0033			
THD Corrente2ª Ordem	0x0015	THD Corrente2ª Ordem	0x0034	THD Corrente2ª Ordem	0x0034			
THD Corrente3ª Ordem	0x0016	THD Corrente3ª Ordem	0x0035	THD Corrente3ª Ordem	0x0035			
THD Corrente4ª Ordem	0x0017	THD Corrente4ª Ordem	0x0036	THD Corrente4ª Ordem	0x0036			
THD Corrente5ª Ordem	0x0018	THD Corrente5ª Ordem	0x0037	THD Corrente5ª Ordem	0x0037			
THD CorrenteTensão	0x0019	THD CorrenteTensão	0x0038	THD CorrenteTensão	0x0038			

Tabela 6.2 – Lista de ID das medidas disponíveis implementadas no medidor.

Fonte: O Autor.