

Os sistemas de distribuição de energia elétrica vêm evoluindo para um conceito chamado de *Smart Grid* (Rede Inteligente). A *Smart Grid* provê fornecimento de energia elétrica com maior eficiência, confiabilidade e qualidade, além de possibilitar arranjos de sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, dentre outros. Esse trabalho apresenta uma proposta de arquitetura de automação distribuída baseada na IEC 61499 e IEC61850 no âmbito da *Smart Grid*. Essa arquitetura recorre ao uso de transformador inteligente, como sendo o cérebro da *Smart Grid*, controlando todas as atividades vitais do sistema. O gerenciamento inteligente do transformador recorre ao uso dos nós lógicos da norma IEC 61850 e aos modelos da norma IEC 61499 utilizados como referência para automação e controle distribuído. Três experimentos foram realizados a fim de estudar os conceitos das normas IEC 61499 e IEC 61850 na criação dos blocos de função. Esses experimentos servem ainda para validar os blocos de função, utilizados na medição da qualidade da energia elétrica da *Smart Grid*.

Orientador: Dr. Roberto Silvio Ubertino Rosso Jr

Coorientador: Dr. Sérgio Vidal Garcia Oliveira

JOINVILLE, 2019

ANO
2019

FELIPE NUNES | ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA NA IEC
61499 E IEC 61850 NO ÂMBITO DA SMART GRID



UDESC

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO COMPUTAÇÃO APLICADA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA NA IEC 61499 E IEC 61850 NO ÂMBITO DA SMART GRID

FELIPE NUNES

JOINVILLE, 2019

FELIPE NUNES

**ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA NA IEC
61499 E IEC 61850 NO ÂMBITO DA SMART GRID**

Dissertação submetida ao Curso de Pós-Graduação Stricto Sensu em Computação Aplicada, no Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Computação Aplicada.

Orientador: Dr. Roberto S. Ubertino Rosso Jr.
Coorientador: Dr. Sérgio Vidal Garcia Oliveira

JOINVILLE

2019

**Ficha catalográfica elaborada pelo programa de geração automática da
Biblioteca Setorial do CCT/UDESC,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

Nunes, Felipe
Arquitetura de Automação Distribuída na IEC 61499 3 IEC
61850 no Âmbito da Smart Grid / Felipe Nunes. -- 2019.
111 p.

Orientador: Roberto Silvio Ubertino Rosso
Coorientador: Sérgio Vidal Garcia Oliveira
Dissertação (mestrado) -- Universidade do Estado de
Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa
de Pós-Graduação em Computação Aplicada, Joinville, 2019.

1. Norma IEC 61499. 2. Norma IEC 61850. 3. Smart Grid.
4. Transformador Inteligente.. I. Rosso, Roberto Silvio
Ubertino. II. Oliveira, Sérgio Vidal Garcia . III. Universidade do
Estado de Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas,
Programa de Pós-Graduação em Computação Aplicada. IV.
Título.

**Arquitetura de Automação Distribuída Baseada na IEC 61499 e IEC 61850 no
Âmbito da Smart Grid**

por

Felipe Nunes

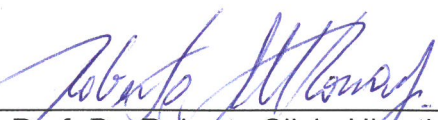
Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de

Mestre em Computação Aplicada

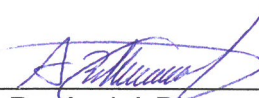
Área de concentração em “Ciência da Computação”,
e aprovada em sua forma final pelo

CURSO DE MESTRADO ACADÊMICO EM COMPUTAÇÃO APLICADA
DO CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS DA
UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA.

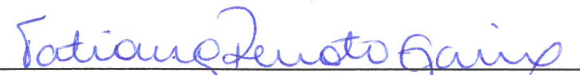
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Roberto Silvio Ubertino Rosso
Junior
CCT/UDESC (Orientador/Presidente)



Prof. Dr. André Bittencourt Leal
CCT/UDESC



Profa. Dra. Tatiana Renata Garcia
UFSC-Joinville

Joinville, SC, 27 de setembro de 2019.

Dedico este trabalho aos meus familiares, amigos, colegas e professores que me acompanharam e me deram forças nessa magnífica trajetória.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Roberto S. Ubertino Rosso Jr. pelas dicas, orientações, correções e também pela confiança depositada.

Ao meu coorientador Sérgio Vidal Garcia Oliveira, pelas orientações, incentivos e aulas de circuitos elétricos.

Aos meus pais, pela educação e apoio afetivo.

Aos meus irmãos pelo apoio afetivo.

À minha esposa Fernanda, pelo amor e carinho e pelas suas palavras de motivação para que eu seguisse na luta por mais esta conquista.

Às minhas filhas Luísa e Júlia, que com amor e carinho, iluminaram de maneira especial os meus pensamentos me levando a buscar mais conhecimento.

Aos meus amigos pela compreensão, apoio e momentos de descontração.

Aos demais professores por todos os conhecimentos repassados.

A todos que direta ou indiretamente participaram positivamente de mais esta etapa da minha vida.

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica vêm evoluindo para um conceito chamado de *Smart Grid* (Rede Inteligente). A *Smart Grid* provê fornecimento de energia elétrica com maior eficiência, confiabilidade e qualidade, além de possibilitar arranjos de sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, dentre outros. Esse trabalho apresenta uma proposta de arquitetura de automação distribuída baseada na IEC 61499 e IEC61850 no âmbito da *Smart Grid*. Essa arquitetura recorre ao uso de transformador inteligente, como sendo o cérebro da *Smart Grid*, controlando todas as atividades vitais do sistema. O gerenciamento inteligente do transformador recorre ao uso dos nós lógicos da norma IEC 61850 e aos modelos da norma IEC 61499 utilizados como referência para automação e controle distribuído. Três experimentos foram realizados a fim de estudar os conceitos das normas IEC 61499 e IEC 61850 na criação dos blocos de função. Esses experimentos servem ainda para validar os blocos de função, utilizados na medição da qualidade da energia elétrica da *Smart Grid*.

Palavras-chaves: Norma IEC 61499, Norma IEC 61850, *Smart Grid*, Transformador Inteligente.

ABSTRACT

Electricity distribution systems have evolved into a concept called Smart Grid. Smart Grid provides power supply with greater efficiency, reliability and quality, as well as enabling arrangements of photovoltaic systems, wind turbines, among others. This work presents a proposal for distributed automation architecture based on IEC 61499 and IEC61850 within the scope of Smart Grid. This architecture betakes to the use of intelligent transformer, as being the brain of Smart Grid, controlling all vital system activities. The transformer's smart management relies on the use of logic nodes based on the IEC 61850 standard and the IEC 61499 standard models used as a reference for automation and distributed control. Three experiments were performed to study the concepts of the IEC 61499 and IEC 61850 standards in the creation of function blocks. These experiments also serve to validate the function blocks used to measure Smart Grid's power quality.

Key-words: IEC 61499 standard, IEC 61850 standard, Smart Grid, Smart Transformer.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema distribuído organizado como <i>middleware</i>	24
Figura 2 – Modelo Cliente-Servidor.	25
Figura 3 – Modelo P2P(<i>Peer-to-peer</i>).	26
Figura 4 – Modelo de Sistema.	29
Figura 5 – Modelo de Dispositivo.	30
Figura 6 – Modelo de Recurso.	31
Figura 7 – Bloco de Função Básico.	33
Figura 8 – Exemplo ECC.	33
Figura 9 – Bloco de Função Composto.	34
Figura 10 – SIFB <i>Requester, Responder</i>	36
Figura 11 – FBDK.	38
Figura 12 – 4DIAC.	39
Figura 13 – Monitoração em tempo real do blocos no 4DIAC.	39
Figura 14 – FBench.	41
Figura 15 – CORFU.	42
Figura 16 – GASR-FBE.	43
Figura 17 – Estrutura da norma IEC 61850.	44
Figura 18 – Nós Lógicos, Dispositivos Físicos e Funções.	47
Figura 19 – Estrutura típica de uma microrrede flexível baseada em recursos energéticos renováveis.	50
Figura 20 – Modos de operação hierárquicos da microrrede.	51
Figura 21 – O <i>Smart Transformer</i> e seu papel na rede elétricas.	53
Figura 22 – Esquema do <i>Smart Transformer</i>	54
Figura 23 – Simulação utilizando 5 controladores IEC 61499.	64
Figura 24 – Arquitetura de Simulação.	66
Figura 25 – Nós lógicos modelados como redes de blocos de funções, mapeados em recursos.	67
Figura 26 – Modelagem de dispositivos lógicos utilizando blocos de funções compostos	68
Figura 27 – Modelo de <i>Smart Meter</i>	69
Figura 28 – ST de três estágios.	71
Figura 29 – Arquitetura da <i>Smart Grid</i>	72
Figura 30 – Sistema Fotovoltaico de 2MW pico.	73
Figura 31 – Geração Eólica de 9MW.	74
Figura 32 – Modelagem da Arquitetura <i>Smart Grid</i> no Simulink.	75
Figura 33 – <i>Smart Transformer</i>	76

Figura 34 – Nó lógico MMXU.	78
Figura 35 – Nó lógico MHAI.	79
Figura 36 – Encapsulamento dos blocos de função no <i>Smart Transformer</i>	80
Figura 37 – <i>Smart Transformer</i> no Simulink.	80
Figura 38 – Leitura dos sinais pelo blocos funções executados no FORTE. . . .	82
Figura 39 – Microcontrolador Esp32.	83
Figura 40 – Configuração do gerador de sinais.	83
Figura 41 – Método responsável pela geração dos sinais.	84
Figura 42 – Sinal gerado no osciloscópio.	85
Figura 43 – Função para criação da tarefa executada no processador 0.	86
Figura 44 – Bloco Harmônicos e Inter-harmônicos.	86
Figura 45 – Cálculo da THD.	87
Figura 46 – Bloco de Medidor inteligente implementado utilizando IEC 61499. .	88
Figura 47 – Cálculo da potência ativa, reativa, aparente e fator de potência . . .	89
Figura 48 – Bloco SIFB.	90
Figura 49 – Instância das conexões Serial e <i>Socket</i> TCP.	90
Figura 50 – Aguardando a conexão do <i>client</i>	91
Figura 51 – Formatação e envio das mensagens para os blocos de funções . . .	92
Figura 52 – Ondas geradas no osciloscópio Tektronix	94
Figura 53 – Fórmulas para onda senoidal e quadrada.	96
Figura 54 – Valor RMS da tensão e da corrente.	97
Figura 55 – Formas de onda do gerador: tensão elétrica (canal3, com $200V/div$), corrente elétrica (canal 4, com $100A/div$) e potência elétrica (canal M, com $10kVA/div$).	98
Figura 56 – Espectro harmônico da corrente do gerador.	99
Figura 57 – Blocos de medição de grandezas elétricas associadas à qualidade da energia do ST	100
Figura 58 – Medição de qualidade de energia no osciloscópio.	101
Figura 59 – Formas de onda do gerador com a defasagem entre tensão e cor- rente: tensão elétrica(canal 3, com $200V/div$), corrente elétrica (ca- nal 4, com $100A/div$) e potência elétrica (canal M, com $10kVA/div$).	102
Figura 60 – Espectro harmônico da corrente defasada 50° da tensão.	103
Figura 61 – Blocos de medição de qualidade de energia do ST em um circuito indutivo	104
Figura 62 – Medição de qualidade de energia no osciloscópio com ângulo de defasagem de 50° entre tensão em corrente.	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Padrão de entrada e saída SIFB.	35
Tabela 2 – Equivalência dos tipos de dados do IEC 61499 no Python	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

4DIAC	<i>Framework for Industrial Automation & Control</i>
4DIAC-IED	<i>Framework for Industrial Automation & Control Integrated Development Environment</i>
4DIAC-RTE	<i>Framework for Industrial Automation & Control RunTime</i>
BFB	Bloco de Função Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFB	Bloco de Função Básico
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLP	Controlador Lógico Programável
CFB	Bloco de Função Composto
CNC	Controladores Numéricos Programáveis
CPS	Sistemas Ciber-Físicos(<i>Cyber-Physical Systems</i>)
DAC	Conversor digital-analógico (<i>Digital-to-Analog Converter</i>)
DCS	Sistema de Controle Distribuído (<i>Distributed Control System</i>)
DER	Recursos de Energia Distribuídos (<i>Distributed Energy Resources</i>)
DFT	Transformada Discreta de Fourier (<i>Discrete Fourier Transform</i>)
DIT	Demais Instalações de Transmissão
ECC	<i>Execution Control Chart</i>
EDDL	Linguagem de Descrição de Dispositivo Eletrônico
EPF	<i>Eclipse Process Framework</i>
F	Função (<i>Function</i>)
FB	Bloco de Função (<i>Function Block</i>)
FBD	Diagrama de Bloco de Função (<i>Function Block Diagram</i>)
FBDK	<i>Function Block Development Kit</i>
FIFO	<i>First In First Out</i>
FSM	Máquina de Estados Finitos (<i>Finite State Machine</i>)

FFT	Transformada Rápida de Fourier (<i>Fast Fourier Transform</i>)
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (<i>Intelligent Eletronic Device</i>)
IHM	Interface Homem-Máquina
IL	Lista de Instruções (<i>Instruction List</i>)
IP	Protocolo da Internet (<i>Internet protocol</i>)
IPMCS	Sistemas de controle e monitoração de processos industriais (<i>Industrial Processes Monitoring Control Systems</i>)
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LC	Conexão Lógica - <i>Logical Connections</i>
LD	Dispositivos Lógicos (<i>Logical Devices</i>)
LLD	Linguagem de Diagrama Ladder (<i>Ladder Language Diagram</i>)
LN	Nós Lógicos (<i>Logical Nodes</i>)
LV	Baixa tensão (<i>Low Voltage</i>)
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MV	Média tensão (<i>Medium Voltage</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Potência Ativa
P2P	Par-a-par (<i>Peer-to-peer</i>)
PC	Conexão Física (<i>Physical Connections</i>)
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PD	Dispositivos Físico (<i>Phisical Devices</i>)
PF	Fator de Potência (<i>Power Factor</i>)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWN	<i>Puse Width Modulation</i>
PV	Fotovoltaicos (<i>Photovoltaics</i>)
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	Valor Eficaz (<i>Root-Mean-Square</i>)

S	Potência Aparente
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	Linguagem de Configuração de Subestação
SFC	Gráfico de Função Sequencial (<i>Sequential Flow Chart</i>)
SIFB	Bloco de Função de Interface de Serviço (<i>Service Interface Function Block</i>)
SO	Sistema Operacional
ST	Transformador inteligente (<i>Smart Transformer</i>)
STL	Linguagem Texto Estruturado (<i>Structured Text Language</i>)
TCP	Protocolo de Controle de Transmissão (<i>Transmission Control Protocol</i>)
UDESC	Universidade do Estado de Santa Catarina
UML	linguagem de Modelagem Unificada (<i>Unified Modeling Language</i>)
VA	Volt-Ampére
W	Watts
XML	Linguagem de Marcação Extensível

LISTA DE SÍMBOLOS

$\log$	Logaritmo
$O(n)$	Ordem de complexidade de um algoritmo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS	20
1.1.1	Objetivo Geral	20
1.1.2	Objetivo Específicos	20
1.1.3	Metodologia da Pesquisa	21
1.1.4	Delimitação do Trabalho	21
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	COMPUTAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.1.1	Sistemas Distribuídos em Automação	26
2.2	NORMAS	28
2.2.1	Norma IEC 61499	28
2.2.1.1	Modelo de Sistema (<i>System Model</i>)	29
2.2.1.2	Modelo de Dispositivo (<i>Device Model</i>)	30
2.2.1.3	Modelo de Recurso (<i>Resource Model</i>)	30
2.2.1.4	Modelo de Aplicação (<i>Application Model</i>)	31
2.2.1.5	Bloco de Função (<i>Function Block</i>)	32
2.2.1.5.1	<i>Bloco de Função Básico (Basic Function Block)</i>	32
2.2.1.5.2	<i>Bloco de Função Composto (Composite Function Block)</i>	34
2.2.1.5.3	<i>Bloco de Função de Interface de Serviço (Service Interface Function Block)</i>	35
2.2.1.6	Ferramentas Aderentes a Norma IEC 61499	37
2.2.1.6.1	<i>Function Block Development Kit (FBDK)</i>	37
2.2.1.6.2	<i>Framework for Industrial Automation & Control (4DIAC)</i>	38
2.2.1.6.3	<i>FBench</i>	40
2.2.1.6.4	<i>CORFU Engineering Support System</i>	41
2.2.1.6.5	<i>GASR-FBE</i>	42
2.2.1.6.6	<i>ICARU_FB</i>	43
2.2.1.6.7	<i>Outras Ferramentas</i>	43
2.2.2	Norma IEC 61850	44
2.3	CONSIDERAÇÕES	48
3	SMART GRID	49
3.1	TRANSFORMADOR INTELIGENTE (<i>SMART TRANSFORMER</i>)	52

3.2	MEDIDOR INTELIGENTE (<i>SMART METER</i>)	55
3.3	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (QEE)	55
3.4	NORMAS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	57
3.4.1	Definições de Grandezas Elétricas	57
3.4.1.1	Valor Eficaz (RMS - <i>Root-Mean-Square</i>)	57
3.4.1.2	Transformada Rápida de Fourier (FFT - <i>Fast Fourier Transform</i>) .	58
3.4.1.3	Distorção Harmônica Total (THD - <i>Total Harmonic Distortion</i>) . .	58
3.4.1.4	Fator de Potência (PF - <i>Power Factor</i>)	59
3.5	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL(PRODIST)	59
3.5.1	Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica	60
3.6	CONSIDERAÇÕES	62
4	TRABALHOS RELACIONADOS	63
4.1	UTILIZAÇÃO DA NORMA IEC 61499/IEC 61850 E <i>SMART TRANS-</i> <i>FORMER</i> EM SISTEMAS <i>SMART GRID</i>	63
4.1.1	Controle Distribuído utilizando Agentes	63
4.1.2	Interoperabilidade na <i>Smart Grid</i>	64
4.1.3	Arquitetura utilizando as normas IEC 61850 e IEC 61499 para Controle de Recursos de Energia Distribuídos	65
4.1.4	Arquitetura de Controle para Sistemas de Distribuição de Ener- gia	65
4.1.5	Controles Distribuídos utilizando as Normas IEC 61850 e IEC 61499	68
4.1.6	Protótipo de um Medidor Inteligente	69
4.1.7	Controle de Geração de Energia	70
4.1.8	Amortecimento Ativo Implementado em um <i>Smart Transformer</i> .	70
4.2	CONSIDERAÇÕES	71
5	ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA NA <i>SMART GRID</i>	72
5.1	ARQUITETURA DA <i>SMART GRID</i>	72
5.1.1	Recursos de Energia Distribuídos (DER)	73
5.1.1.1	Geração Solar	73
5.1.1.2	Geração Eólica	73
5.1.1.3	Geração Principal	74
5.1.2	Cargas Trifásicas	74
5.1.3	Modelagem da Arquitetura <i>Smart Grid</i> no Simulink	74
5.1.4	<i>Smart Transformer</i>	76
5.1.4.1	Inteligência do <i>Smart Transformer</i>	76

5.1.4.1.1	<i>Nós Lógicos</i>	77
5.1.4.1.2	<i>Blocos de Função</i>	78
5.2	DETALHES DA IMPLEMENTAÇÃO	81
5.2.1	Gerador de Sinais	81
5.2.2	Bloco Harmônicos e Inter-harmônicos (MHAI)	85
5.2.3	Bloco Medição (MMXU)	87
5.2.4	Comunicação SIFB entre e a Interface Serial/Socket TCP	88
5.3	CONSIDERAÇÕES	92
6	EXPERIMENTAÇÃO	94
6.1	Medição de valores RMS da Tensão e Corrente	95
6.2	Simulação com a Tensão e Corrente em Fase	97
6.3	Simulação com ângulo de 50° de defasagem entre a Tensão e a Corrente	102
6.4	CONSIDERAÇÕES	105
7	CONCLUSÃO	106
7.1	CONTRIBUIÇÕES	106
7.2	TRABALHOS FUTUROS	107
	REFERÊNCIAS	108

1 INTRODUÇÃO

Uma rede elétrica em geral é constituída por quatro partes: geração, transmissão, distribuição e cargas (indústrias, residências, comércio, etc) (HANNON et al., 2018). Automação, controle e comunicação, são elementos importantes em um sistema de energia elétrica, que possui um elevado grau de complexidade em termos de operação e planejamento (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

A diversificação da matriz energética em sistemas elétricos, com adoção de Recursos de Energia Distribuídos (DER - *Distributed Energy Resources*), como por exemplo sistemas fotovoltaicos (PV - *Photovoltaic*), turbinas eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), acrescentou ainda mais complexidade na gestão do sistema. Isso se deve ao aumento no número de geradores de energia elétrica distribuídos, potências variáveis e mudança nas condições da rede (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

Com a adesão de DER em sistemas de elétricos, há a necessidade de desenvolver novas estratégias de gerenciamento e controle. Com isso um novo conceito de sistema vem sendo adotado, utilizando arcabouços de tecnologias, com a finalidade de melhorar todo o processo de distribuição de energia elétrica (LISERRE et al., 2016). Esses sistemas são denominados de *Smart Grid*, ou redes inteligentes, que incorporam recursos de tecnologia de informação, com sistemas de automação e controle distribuídos, resultando em sistemas mais eficientes, com melhor desempenho, disponibilidade e qualidade de energia (YANG et al., 2013).

A *Smart Grid* tem capacidade de tratar as incertezas e intermitências relacionadas a disponibilidade de energia, causada pelas diversidades de sistemas de geração elétrica (HANNON et al., 2018). Para lidar com esse desafio, é preciso haver uma distribuição confiável e resiliente, que permita o monitoramento e controle do estado do sistema, com objetivo de estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica e serviços prestado (ANEEL, 2018).

Conceitualmente pode se fazer uma analogia entre a *Smart Grid*, com o paradigma de computação distribuída. Pois na *Smart Grid* os sistemas de geração de energia elétrica são distribuídos pela rede elétrica (LISERRE et al., 2016). Já a computação distribuída, consiste em incorporar poder computacional de vários computadores, conectados por uma rede de computadores (TANENBAUM; STEEN, 2007).

Tendo em vista o cenário da *Smart Grid*, é possível verificar que a maioria dos ativos, fontes ou cargas, estão conectados ao sistema através de conversores de energia. Essas soluções de eletrônica de potência, incorporam também recursos de

tecnologia de informação e comunicação (TIC), de modo a controlar o fluxo de energia elétrica na *Smart Grid* (LISERRE et al., 2016).

Algumas soluções baseadas na eletrônica de potência, como filtros ativos, transformador de estado sólido e disjuntor eletrônico, dentre outros, ajudam a aumentar a confiabilidade e a estabilidade da rede elétrica de distribuição. Desse modo, um equipamento que se destaca é o transformador de distribuição, por estar incorporando novas funções na forma de serviços auxiliares, e com isso sendo chamado de *Smart Transformer* ou Transformador Inteligente (ST) (LISERRE et al., 2016).

O Transformador Inteligente, pode assumir um papel de elemento central na *Smart Grid*, tendo em vista que além de fazer a conversão de energia elétrica de media tensão para baixa tensão, ele pode monitorar e controlar as grandezas elétricas na rede (CARNE et al., 2018). Além de Transformador Inteligente, outros Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED - *Intelligent Electronic Device*), são empregados em uma *Smart Grid*, a fim de obter como resultado uma rede com controle distribuído, com maior interoperabilidade e escalável (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

A *Smart Grid* requer um avançado controle da automação e algoritmos complexos, tendo a interoperabilidade como um elemento importante do sistema. Uma abordagem referida na literatura, faz uso da norma IEC 61850, para o padrão de interoperabilidade e a norma IEC 61499 para controle distribuído, obtendo como resultado uma solução com controle distribuído, escalável e com maior interoperabilidade, atuando diretamente na estrutura de monitoração e controle, junto com o Transformador Inteligente (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

A norma IEC 61850 é um padrão de configuração de IED, que determina os principais requisitos para a comunicação de dados e interoperabilidade entre equipamentos, em um sistema de automação e controle de subestações. A norma elaborada inicialmente para sistemas de automação, foi estendida com o intuito de cobrir também os equipamentos utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

A utilização das normas internacionais IEC 61850 e IEC 61499 em sistemas *Smart Grid*, visa um sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica com capacidades de comunicação e fluxo de energia bidirecional (VOINOV; YANG; VYATKIN, 2017), e com inteligência de detectar automaticamente as alterações e se reconfigurar de forma eficaz. Essa automação em sistema de energia, tem que ser flexível e com capacidade de se adaptar as seguintes questões (HIGGINS et al., 2011):

- **Topologia de rede:** crescimento e / ou alteração da rede para atender a mudanças de carga;

- **Consumo de energia da rede ou utilização de geradores:** dependendo dos preços de energia;
- **Prioridade do Consumidor:** hospital (alta), industrial, doméstico;
- **Clima:** geração solar, eólica, hidroelétrica, etc.;
- **Falhas do sistema primário:** distribuição de energia, falha de equipamentos;
- **Falhas do sistema secundário:** perda de monitoramento e / ou controle, erros nas medições, etc.;
- **Impedância da fonte:** afetando nível de tensão.

A arquitetura *Smart Grid* proposta neste trabalho consiste na implementação de blocos de funções, com a finalidade de adicionar inteligência ao *Smart Transformer*. Esse tipo de arquitetura visa comprovar que as estratégias de monitoração e controle a partir desse *Smart Transformer* podem fornecer à *Smart Grid* estabilidade, confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica para as cargas associadas.

Para verificação e validação de monitoramento de qualidade de energia elétrica na *Smart Grid*, foi criado um gerador de sinais, com o intuito de simular uma geração e carga em um sistema de energia elétrica. Essas simulações serão utilizadas com base no PRODIST(Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2018).

1.1 OBJETIVOS

Os objetivos desse trabalho estão divididos em objetivo geral e objetivos específicos.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho é propor uma arquitetura de automação distribuída baseada na IEC 61499 e IEC 61850 no âmbito da *Smart Grid*, implementando funcionalidades a serem inseridas em um *Smart Transformer*.

1.1.2 Objetivo Específicos

Com intuito de alcançar o objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos:

1. Conceituar, descrever aspectos e características da norma IEC 61499, a fim de justificar a sua utilização;

2. Conceituar, descrever aspectos e características da norma IEC 61850, a fim de justificar a sua utilização;
3. Estudar casos de aplicação das Normas IEC 61499 e IEC 61850 em sistemas *Smart Grid*;
4. Desenvolver e propor o conceito de *Smart Grid* como um sistema computacional distribuído;
5. Desenvolver e propor o conceito de *Smart Transformer*, utilizando blocos de funções baseados na norma IEC 61850 e a norma IEC 61499, e assim possibilitar sua comunicação com outros dispositivos inteligentes da rede;
6. Aplicação de ferramentas aderente a IEC 61499 no desenvolvimento dos blocos de funções;
7. Desenvolver algoritmos de medição da qualidade de energia elétrica;
8. Validar o funcionamento da arquitetura *Smart Grid* usando os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

1.1.3 Metodologia da Pesquisa

Silva e Menezes (2005) classifica a pesquisa de quatro formas: quanto à natureza; quanto à forma de abordagem do problema; quanto aos objetivos; e quanto aos procedimentos técnicos. Esta pesquisa pode ser classificada quanto a natureza, como aplicada, pois pode gerar conhecimento e ser aplicada em um ambiente real ou simulado. Quanto à forma de abordagem do problema, a abordagem quantitativa é a mais utilizada, porém alguns aspectos da abordagem qualitativa são utilizados. Já na classificação quanto aos objetivos, trata-se de pesquisa exploratória, visando um maior conhecimento sobre o problema desse trabalho, efetuando um levantamento bibliográfico e análise de exemplos, gerando experimentos. Quanto aos procedimentos técnicos são realizados: pesquisa bibliográfica, pois utiliza material já publicados; experimental, pois determina um objeto de estudo, em busca de características e padrões capazes de influenciar o objeto de estudo, para isso são realizadas simulações de funcionalidades relacionadas ao monitoramento da qualidade de energia elétrica, pois no desenvolvimento desse trabalho não havia a possibilidade de fazer testes reais na rede elétrica; estudo de caso onde foi realizada análise das características individuais das normas.

1.1.4 Delimitação do Trabalho

O trabalho tem seu enfoque na utilização das normas IEC 61499 e IEC 61850, no desenvolvimento de lógicas de monitoramento da qualidade de energia, podendo

ser implementadas em um transformador inteligente. A integração das normas possibilita uma solução com características de interoperabilidade e controle distribuídos. Essas características são essenciais em soluções aplicáveis na *Smart Grid*.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho está organizado na seguinte forma:

O presente capítulo introduz o cenário, alguns conceitos e os objetivos desse trabalho. O Capítulo 2 apresenta o conceito do paradigma de computação distribuída. Apresenta ainda a análise das normas IEC 61499 e IEC 61850, e as ferramentas de desenvolvimento aderente a norma IEC 61499.

No Capítulo 3 é discutido o conceito da *Smart Grid*, apresentando algumas características e equipamentos, como *Smart Transformer* e *Smart Meter*. Ainda no Capítulo 3 são apresentadas as definições de qualidade da energia elétrica.

No Capítulo 4 são apresentados os trabalhos relacionados sobre a norma IEC 61499, a norma IEC 61850 e *Smart Transformer*, que tem relação com o trabalho desenvolvido.

Já no Capítulo 5 é apresentada a solução proposta e alguns detalhes de sua implementação.

No Capítulo 6 são apresentados os experimentos realizados seguindo o PRO-DIST e os seus resultados.

No Capítulo 7 tem-se a conclusão, contribuições e trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão abordados o paradigma da computação chamado de Computação Distribuída, e as normas que fundamentam este trabalho, que são as normas IEC 61499 e IEC 61850. Além disso serão apresentadas as ferramentas aderente a norma IEC 61499.

2.1 COMPUTAÇÃO DISTRIBUÍDA

As redes de computadores permitem que vários computadores e sistemas sejam conectados. Com o advento dessa tecnologia, surgiu o paradigma da computação chamado de Computação Distribuída ou Sistemas Distribuídos, contrapondo os sistemas centralizados (TANENBAUM; STEEN, 2007).

Com sistemas distribuídos é possível distribuir processamento ao mesmo tempo, em diferentes computadores. Esse tipo de distribuição proporciona a divisão de tarefas de acordo com a especialidade da função de cada computador, resultando em um sistema com maior capacidade de processamento, com menor tempo de resposta e com maior confiabilidade (TANENBAUM; STEEN, 2007).

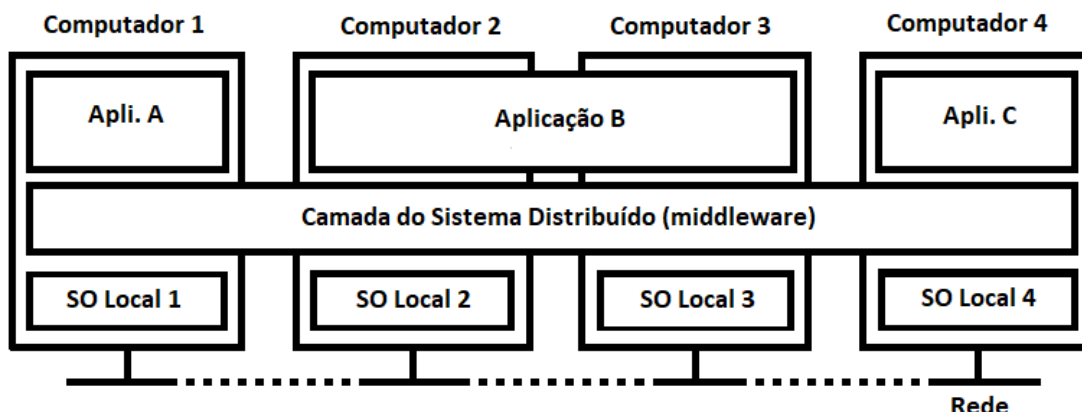
Tanenbaum e Steen (2007) definem sistemas distribuídos como sendo "uma coleção de computadores independentes que se apresenta ao usuário como um sistema único e consistente". Porém várias definições de sistemas distribuídos podem ser encontradas na literatura (TANENBAUM; STEEN, 2007).

Os sistemas distribuídos têm como objetivo oferecer arcabouço aos computadores e redes heterogêneos, de modo a transparecer como um sistema único. Para ter esse comportamento os sistemas distribuídos são normalmente organizados por uma camada de *software* intermediária chamado de *middleware* (TANENBAUM; STEEN, 2007).

O *middleware* fica localizado entre a camada superior composta de usuários e aplicativos e uma camada abaixo consistindo de sistemas operacionais (SO), conforme mostrado a Figura 1, onde é possível observar uma rede com quatro computadores e três aplicações, onde a aplicação B, está distribuída entre o computador 2 e 3. Cada aplicação utiliza o mesmo *middleware*, de modo a compartilhar a mesma interface possibilitando a comunicação entre si, além transparecer as diferenças de hardware e sistemas operacionais de cada aplicação (TANENBAUM; STEEN, 2007).

Uma característica relevante dos sistemas distribuídos é a forma com que diferentes computadores se comunicam entre si, de forma transparente para os usuá-

Figura 1 – Sistema distribuído organizado como *middleware*.



Fonte: Adaptado de (TANENBAUM; STEEN, 2007).

rios. Outra característica é a forma de interação de usuários e aplicativos com um sistema distribuído, que realizam as tarefas de forma idêntica e consistente, como se fosse apenas um computador centralizado que estivesse executando a tarefa (TANENBAUM; STEEN, 2007).

As principais características dos sistemas distribuídos, são (TANENBAUM; STEEN, 2007):

- **Transparência:** é ocultar a realidade de que seus processos e recursos são distribuídos fisicamente em vários computadores, representando para os usuários e aplicativos como se fosse apenas um único sistema de computador;
- **Aberto:** é um sistema que oferece serviços com base na padrões que descrevem sintaticamente e semanticamente esses serviços;
- **Escalabilidade:** um sistema é considerado escalável, quando o custo de adição de novas funcionalidades, tem pouco impacto e custos reduzidos.

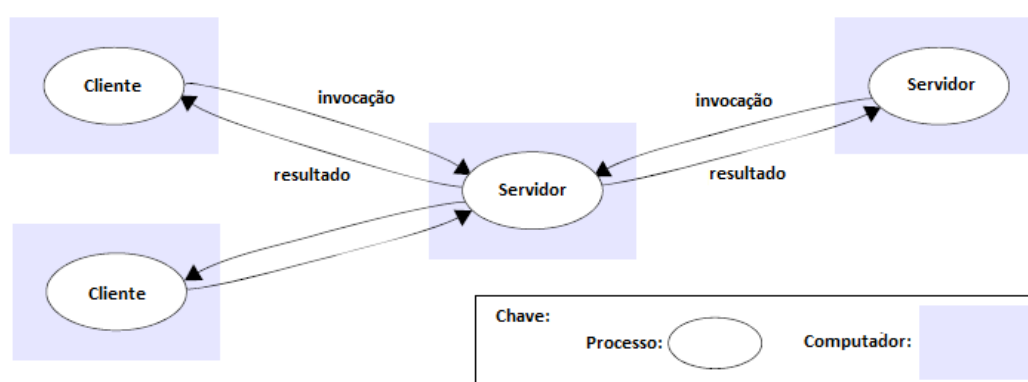
Os sistemas distribuídos são divididos em dois subgrupos, classificados de acordo com os recursos computacionais (TANENBAUM; STEEN, 2007):

- **Cluster:** consiste em computadores interligados por barramento ou rede de alta velocidade, geralmente utilizada para programação paralela, onde um único programa é executado em paralelo por vários computadores;
- **Grid:** consiste em um sistema com recursos heterogêneos, distribuídos geograficamente, que são conectados em uma rede. Um ponto importante em um sistemas de computação em *Grid* é que os recursos de diferentes organizações são reunidos para permitir a colaboração de um grupo de pessoas ou instituições.

Esses recursos podem ser servidores de computação (incluindo supercomputadores, possivelmente implantados como computadores em *Cluster*), bancos de dados, sensores, etc.

Existem ainda vários tipos de modelos de sistemas distribuídos. Como exemplo pode ser citado o modelo cliente-servidor, como mostrado na Figura 2, onde um computador central é responsável por distribuir as tarefas e cargas entre outros computadores (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011).

Figura 2 – Modelo Cliente-Servidor.



Fonte: Adaptado de (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011).

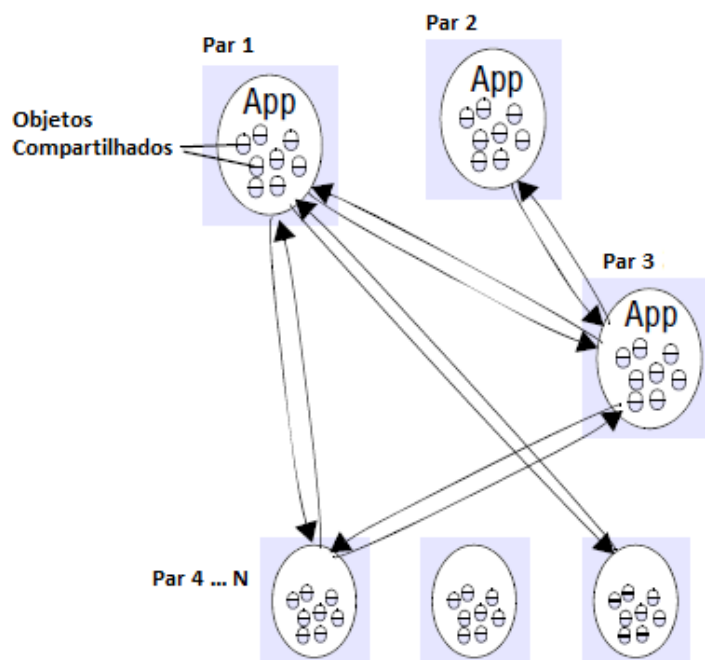
Outro modelo de sistemas distribuídos, é o Par-a-par (P2P - *Peer-to-peer*), como mostrado na Figura 3, onde cada ponto funciona tanto como cliente como servidor, descentralizando a sua função na rede (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011).

Esses tipos de arquiteturas são utilizadas de acordo com a problemática a ser tratada, pois cada uma dela tem sua própria característica (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011).

O paradigma de sistemas distribuídos, antes empregados apenas na área de ciência da computação, possuiu também a ser empregado em sistemas de automação industrial (OCHOA-RUIZ et al., 2018). Isso faz com que a indústria em geral, devido à concorrência do mercado, avance vigorosamente em sistemas de produção cada vez mais multifacetados, com produtos com ciclo de vida cada vez menor e com o intuito de reduzir os custos de produção (TRAPPEY et al., 2016).

A imposição para a indústria se enquadrar, de forma ágil às mudanças no seu processo de produção, exige uma maior flexibilidade, modularidade e reconfigurabilidade em seu sistema de automação e controle, para que possa suprir as exigências do mercado, por produtos diferenciados e personalizados (YANG; VYATKIN; PANG,

Figura 3 – Modelo P2P (Peer-to-peer).



Fonte: Adaptado de (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011).

2014). Consequentemente, os sistemas de automação e controle, estão deixando de ser centralizados, e passando a ser distribuídos de formas mais inteligentes, aumentando o desempenho e disponibilidade do processo de produção (ZOITL; VYATKIN, 2009).

2.1.1 Sistemas Distribuídos em Automação

Os sistemas de automação industrial, utilizam em sua maioria, plataformas de controle de processos industriais. Essas plataformas são geralmente baseadas em Sistemas de Controle e Monitoração de Processos Industriais (IPMCS - *Industrial Processes Monitoring Control Systems*), são suportados pela norma IEC 61131-3 (IEC 61131-3, 2003), que foi introduzida pela *International Electrotechnical Commission* (IEC). Esses controles são normalmente implementados em função do Controlador Lógico Programável (CLP), sendo uma arquitetura que geralmente é orientada para aplicações centralizadas (OCHOA-RUIZ et al., 2018).

O CLP é um computador desenvolvido para ambientes industriais, responsável por supervisionar e controlar processos industriais em tempo real (THRAMBOULIDIS, 2013). Com a adesão das indústrias ao conceito de arquitetura distribuída, aumenta a complexidade das lógicas de controle dos sistemas de automação e controle executados por CLP, pois a complexidade na implementação do software também aumenta (YANG; VYATKIN; PANG, 2014).

As linguagens de programação utilizadas nos CLPs, são padronizadas pela norma IEC 61131-3, que especifica cinco linguagens (IEC 61131-3, 2003):

- Lista de Instruções (IL - *Instruction List*).
- Linguagem de Texto Estruturado (STL - *Structured Text Language*).
- Linguagem de Diagrama *Ladder* (LLD - *Ladder Language Diagram*).
- Diagrama de Bloco de Função (FBD - *Function Block Diagram*).
- Gráfico de Função Sequencial (SFC - *Sequential Flow Chart*).

Essas linguagens são implementadas pela maioria de fabricantes de CLPs, e muito difundidas na automação industrial. Entretanto, qualquer fabricante é livre para prover novas extensões e criar também novas linguagens (IEC 61131-3, 2003). Um outro ponto divergente da norma IEC 61131-3, é que mesmo incluindo extensões para programação orientada a objetos, há dificuldade de integração com sistemas de automação modularizados, flexíveis e distribuídos (THRAMBOULIDIS, 2013).

Com o objetivo de colaborar com o desenvolvimento de sistemas de automação distribuída, foi criada a norma IEC 61499, com recursos para implementação de lógicas descentralizadas, obtendo flexibilidade em termos de *software* e *hardware*. Essa arquitetura utiliza módulos intitulados de *function blocks* ou Blocos de Função (FB), que foi estendido da estrutura da IEC 61131-3, para a abstração dos processos usados em sistemas distribuídos (YANG; VYATKIN; PANG, 2014).

A norma IEC 61499, surgiu com a finalidade de melhorar a portabilidade, configurabilidade e interoperabilidade em sistemas de automação e controle industrial. Ela incorpora conceitos do paradigma de orientação a objetos como: o encapsulamento de funcionalidades, a arquitetura baseada em componentes e a execução das funções por eventos (YANG; VYATKIN; PANG, 2014).

Com base na norma IEC 61499 é possível implementar um sistema de controle distribuído (DCS - *Distributed Control System*), no qual os controladores autônomos são distribuídos geograficamente por todo o sistema. O DCS tem como vantagem o aumento da confiabilidade e redução de custos de instalação, pois localiza a função de controle próxima da planta (OCHOA-RUIZ et al., 2018).

O DCS também precisa ser um sistema interoperável, ou seja, ter a capacidade de se comunicar de forma transparente com outro sistema (OCHOA-RUIZ et al., 2018). As normas que tratam a parte de interoperabilidade em sistema de automação são as normas IEC 61499 e a IEC 61850, sendo que a norma IEC 61850 é mais

voltada para sistemas elétricos de potência. A norma IEC 61850, foi elaborada inicialmente para sistemas de automação, foi estendida com o intuito de cobrir também os equipamentos utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

Uma abordagem referida na literatura e utilizada na *Smart Grid*, faz uso das normas IEC 61850 e IEC 61499. A norma IEC 61850 é utilizada para o padrão de interoperabilidade entre dispositivos inteligentes e a norma IEC 61499 para controle distribuído, obtendo como resultado uma solução com controle distribuído, escalável e com maior interoperabilidade (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

2.2 NORMAS

Tanto as indústrias, como as redes de distribuição de energia elétrica, vêm passando por processos de transformação com mudança de paradigmas na área de automação. Essa mudança refere-se a sistemas com controles centralizados sendo alterados para sistemas com controle distribuídos (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

Essa mudança de arquitetura é fundamentada com base na norma IEC 61499, para controle distribuído e na norma IEC 61850 para o padrão de interoperabilidade. Essas normas são padronizadas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), que é responsável pelas normas relacionadas às áreas de tecnologias elétricas e eletrônicas. Todavia algumas normas são desenvolvidas em parceria com a *International Organization for Standardization* (ISO).

Com objetivo de compreender essas normas nas seções 2.2.1 e 2.2.2 serão apresentadas as principais características das normas IEC 61499 e IEC 61850.

2.2.1 Norma IEC 61499

A norma IEC 61499, complementa a norma IEC 61131-3, cujo o modelo de controle é centralizado, proporcionando pouca flexibilidade em termos de *software* e *hardware*. Outra lacuna presente da norma IEC 61131-3 (IEC 61131-3, 2003), é não haver portabilidade de *software* entre CLPs de variados fabricantes, isso porque a norma deixa livre sua interpretação e implementação. Desse modo, cada fabricante de CLP possui sua própria versão das linguagens de programação existentes na IEC 61131-3 (IEC 61131-3, 2003; ZOITL; LEWIS, 2014).

As principais características da norma IEC 61499, são (ZOITL; LEWIS, 2014):

- **Interoperabilidade:** capacidade de dispositivos de diferentes fabricantes se comunicarem entre si de modo transparente;

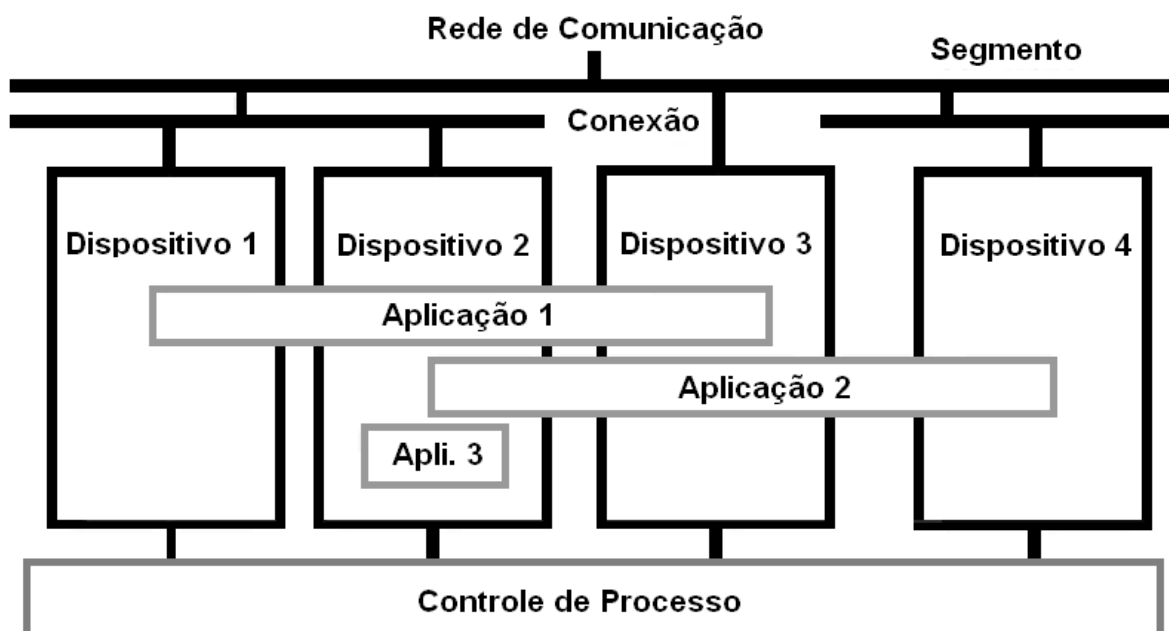
- **Portabilidade:** possibilidade de interpretar e executar o mesmo código de controle em diferentes ambientes de desenvolvimento;
- **Configurabilidade:** possibilidade de alteração de elementos de *software* ou dispositivos dinamicamente, utilizando diferentes ferramentas de *software*;
- **Reconfigurabilidade:** capacidade do ambiente de execução alterar o programa da aplicação e *hardware* em *runtime*, ou seja, em tempo de execução.

A norma IEC 61499 especifica os modelos de referência de forma abstrata e estabelece os conceitos para implementação de sistemas de controle distribuídos. Esses modelos têm como objetivos caracterizar os elementos e conceitos amparados pela norma IEC 61499 (ZOITL; LEWIS, 2014). Os modelos a seguir serão apresentados de forma *top-down*, partindo do nível de abstração mais alto (Modelo de Sistema), para o nível mais baixo (Bloco de Função).

2.2.1.1 Modelo de Sistema (*System Model*)

No modelo do sistema se tem uma visão geral, com alto nível de abstração de modo a elencar todos elementos de um sistema distribuído de automação e controle, conforme mostra a Figura 4 (IEC 61499-1, 2013).

Figura 4 – Modelo de Sistema.



Fonte: Adaptado de (IEC 61499-1, 2013).

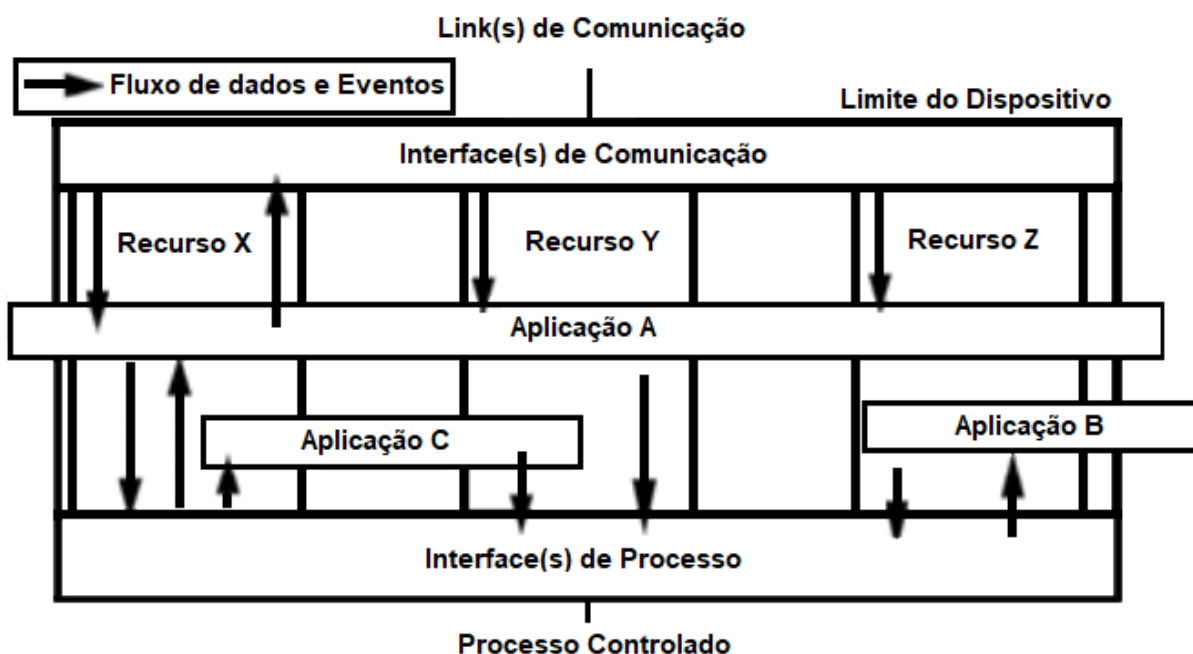
No modelo do sistema é possível verificar os dispositivos, a rede de comunicação, com as interfaces de rede para que os dispositivos possam se comunicar entre si.

Possui ainda, uma interface de processo para interagir com o processo controlado e uma biblioteca de blocos de funções (FBs) fornecida no dispositivo. Na Figura 4 é possível verificar também o compartilhamento das aplicações entre dispositivos (ZOITL; LEWIS, 2014).

2.2.1.2 Modelo de Dispositivo (*Device Model*)

Um dispositivo corresponde a um equipamento independente, composto por processador, memória e interface de comunicação, capaz de encapsular aplicações e recursos (LEDNICKI; CARLSON; SANDSTRÖM, 2013), conforme mostra a Figura 5.

Figura 5 – Modelo de Dispositivo.



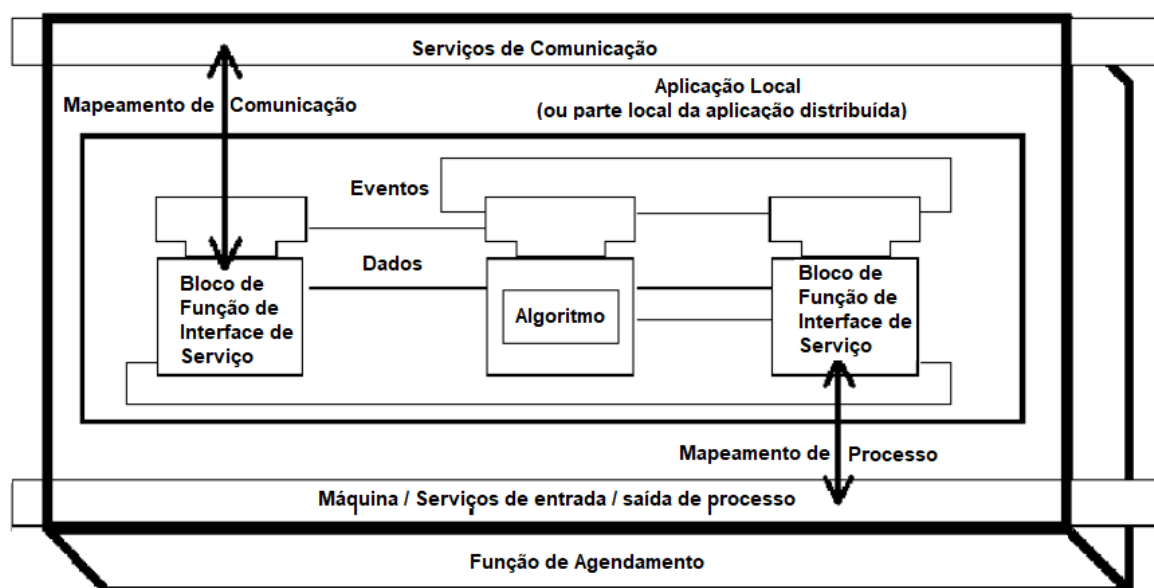
Fonte: Adaptado de (IEC 61499-1, 2013).

A interface de comunicação tem a função de realizar a comunicação entre dispositivos, e suas aplicações. Já a interface de processo, tem como função acessar os módulos de entrada e saída de equipamentos como sensores, válvulas, chaves fim-de-curso, dentre outros (ZOITL; LEWIS, 2014).

2.2.1.3 Modelo de Recurso (*Resource Model*)

Um recurso é o elemento operacional disponibilizado pelo dispositivo, cuja função é encapsular aplicações ou parte delas, como mostra a Figura 6. O recurso possui controle independente de seu funcionamento, desse modo podendo ser instanciado, configurado e excluído sem que isso influencie nos outros recursos do mesmo dispositivo (ZOITL; LEWIS, 2014).

Figura 6 – Modelo de Recurso.



Fonte: Adaptado de (IEC 61499-1, 2013).

Um recurso deve fornecer todo o suporte para que as aplicações possam ser executadas. As aplicações são formadas por redes de FBs conectados através de suas interfaces, sendo essas conexões efetuadas por intermédio de eventos e dados. Portanto, a função de um recurso é de ler as entradas da interface de processo ou da interface de comunicação, processar os dados e retornar as saídas para essas interfaces (ZOITL; LEWIS, 2014).

2.2.1.4 Modelo de Aplicação (*Application Model*)

Uma aplicação é definida por uma rede de FBs conectados, onde são especificados os fluxos de dados e os eventos de entrada e saída de modo que pode ser compartilhada entre um ou mais dispositivos, como mostrado na Figura 5. Desse modo, uma aplicação pode ser encapsulada em um Bloco de Função Composto (CFB - *Composite Function Block*), descrito na seção 2.2.1.5.2, podendo assim ser portabilizada para outros sistemas (ZOITL; LEWIS, 2014).

A aplicação pode ainda determinar a resposta apropriada aos eventos que possam surgir das interfaces de comunicação e processo. Ao associar um recurso a uma aplicação, pode executar algoritmos e suas sequências de instruções, modificar as variáveis, gerar novos eventos e ainda relacionar com as interfaces de comunicação (CENGIC; AKESSON, 2010).

Uma aplicação é efetuada com base na adição e remoção de componentes, suas conexões e detalhamento de suas propriedades, além de sua verificação e va-

lidação de controle para determinar se as restrições especificadas são reconhecidas. A execução das configurações dos dispositivos e suas conexões de rede também são necessárias, pois uma aplicação é mapeada em um dispositivo de acordo com sua ordem de execução (CENGIC; AKESSON, 2010).

2.2.1.5 Bloco de Função (*Function Block*)

A norma IEC 61499 (IEC 61499-1, 2013) especifica um modelo para sistemas de automação e controle distribuídos, orientado a componentes, tendo como base o bloco de função (YOONG et al., 2009).

Um bloco de função (FB) agrupa um conjunto de dados locais, algoritmos e ainda estados e transições obtidos por máquinas de estados. Cada FB, possui uma interface de dados e eventos de entrada e saída, sendo as entradas responsáveis por receber as requisições de serviços que serão processados pelos FBs, e as saídas recebem os resultados desses processamentos. Esse processo passa por vários estados e por outros FBs de acordo com as conexões do evento (ZOITL; LEWIS, 2014).

A norma IEC 61499 especifica três tipos de blocos de funções:

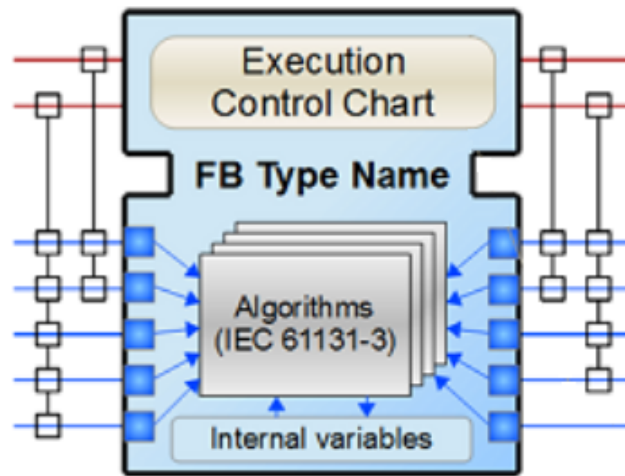
- **Bloco de Função Básico (*Basic Function Block*):** Esse tipo de bloco agrupa um conjunto de algoritmos e variáveis;
- **Bloco de Função Composto (*Composite Function Block*):** Esse tipo de bloco integra uma rede de blocos de função;
- **Bloco de Função de Interface de Serviço (*Service Interface Function Block*):** Esse tipo de bloco fornece *drivers*, para conectar a aplicação do bloco de função a um *hardware* específico, ou seja, fornece acesso ao ambiente externo.

2.2.1.5.1 Bloco de Função Básico (*Basic Function Block*)

Um bloco de função básico (BFB) é especificado como um conjunto de eventos e dados, de entrada ou saída, definindo um fluxo de controle de dados encapsulado em módulo único. Sua estrutura gráfica é *top-down*, dividida em cabeçalho e corpo, como mostra a Figura 7, deste modo, fomentando a reutilização de blocos de funções (ZOITL; LEWIS, 2014).

No cabeçalho do bloco, são determinados os eventos de entrada e saída, e a unidade de execução, que é uma máquina de estados finitos (FSM - *Finite State Machine*), denominada gráfico de controle de execução (ECC - *Execution Control Chart*), responsável por correlacionar os eventos de entradas, com a execução dos algoritmos, definindo o fluxo de controle do bloco. No corpo do bloco, são declaradas as variáveis

Figura 7 – Bloco de Função Básico.

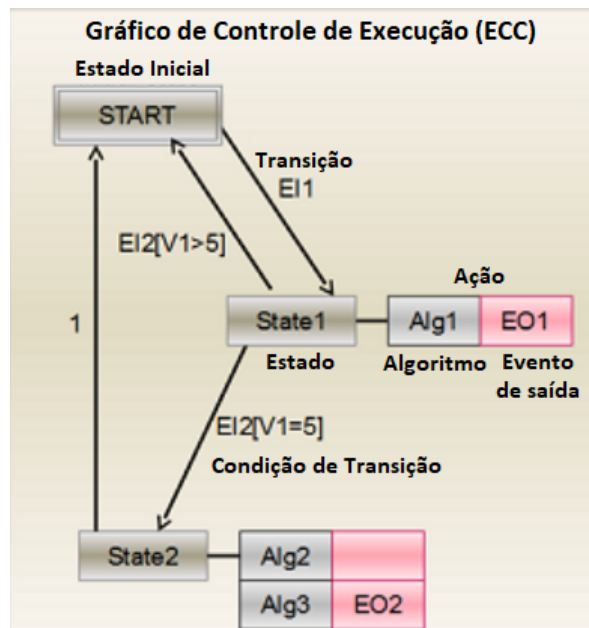


Fonte: (4DIAC, 2019).

de entrada e saída, e a implementação dos algoritmos que definem o comportamento dos blocos (CHRISTENSEN et al., 2012).

O ECC tem por função controlar a execução dos blocos de função, e por ser uma máquina de estado, possui ações, estados, transição e não transição, como mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Exemplo ECC.



Fonte: Adaptado de (4DIAC, 2019).

A ação é responsável pela execução dos algoritmos, cuja a sequência de ações levam de um estado inicial para um estado final. Os eventos podem ser utili-

zados para assumir valores booleanos, que indicam a conclusão do algoritmo (ZOITL; LEWIS, 2014).

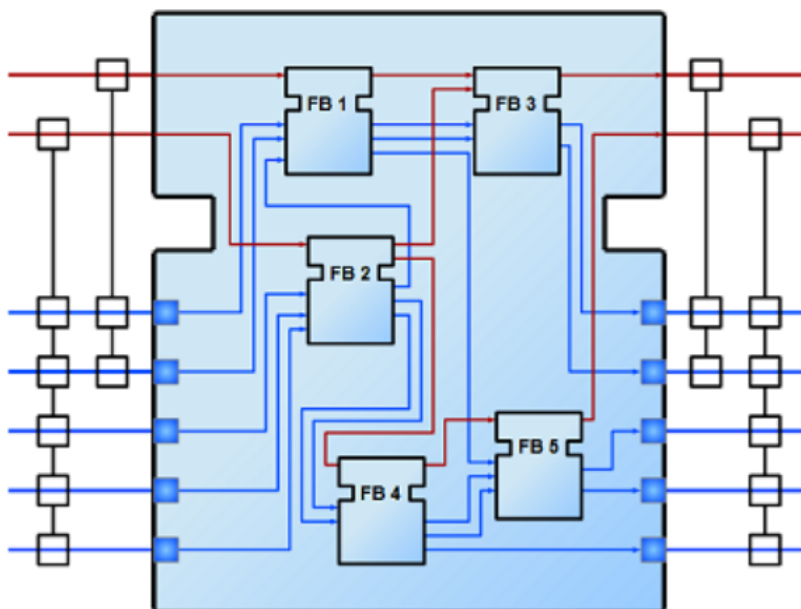
O estado pode ter ou não ações associadas ao ECC, com exceção do estado inicial “START”, que não possui ação associada. Um estado tem por função representar os possíveis estados do bloco de função, e indicar a situação real do controle (CHRISTENSEN et al., 2012).

As transições indicam as mudanças de estado, que são acionadas por um ou mais eventos de entrada, cuja a condição é indicada por “1”. Ao término da execução do algoritmo, eventos de saídas podem ser acionados de acordo com a lógica contida no algoritmo, informando o fim da execução (ZOITL; LEWIS, 2014).

2.2.1.5.2 Bloco de Função Composto (*Composite Function Block*)

O conceito de encapsulamento empregado na norma IEC 61499, assegura a preservação dos dados internos do FB. Isso torna sua implementação mais flexível, fácil de modificar e de criar novas implementações, desse modo os FBs só podem ser chamados explicitamente passando-lhes eventos (CHRISTENSEN et al., 2012). Um conjunto de instâncias de FB, formam o Bloco de Função Composto (CFB - *Composite Function Block*), como mostra a Figura 9.

Figura 9 – Bloco de Função Composto.



Fonte: (4DIAC, 2019).

O CFB forma uma rede de FB interna, que incluem as conexões de dados e eventos que precisam existir entre as instâncias do bloco de funções internas. Es-

sas conexões são feitas de acordo com a lógica implementada, assim criando uma arquitetura modular

Essas definições dos blocos, bem como todas as configurações do sistema, são salvas em arquivos em formato padronizado de linguagem de marcação extensível (XML) (IEC 61499-1, 2013), propiciando uma troca de arquivos transparente entre ferramentas de diferentes fornecedores, proporcionando uma maior portabilidade, que é uma característica da norma IEC 61499 (VYATKIN, 2009).

2.2.1.5.3 Bloco de Função de Interface de Serviço (*Service Interface Function Block*)

O *Service Interface Function Block* ou Bloco de Função de Interface de Serviço (SIFB), tem a função de fornecer os serviços de comunicação entre os FBs e o ambiente externo. O gerenciamento dos serviços que o SIFB fornece às aplicações, é estabelecido por suas entradas e saídas de dados/eventos de modo que seu algoritmo fica oculto, sendo sua funcionalidade especificada por sequências primitivas de serviços, definindo as propriedades da interação entre um aplicativo e um recurso (ZOITL; LEWIS, 2014).

O SIFB permite generalizar sua interface com os serviços fornecidos pelo sistema operacional ou *hardware* de um dispositivo, para que fique transparente para aplicação (ZOITL; LEWIS, 2014). O padrão de entradas e saídas de eventos/dados proposto pela norma IEC 61499, está listado na Tabela 1.

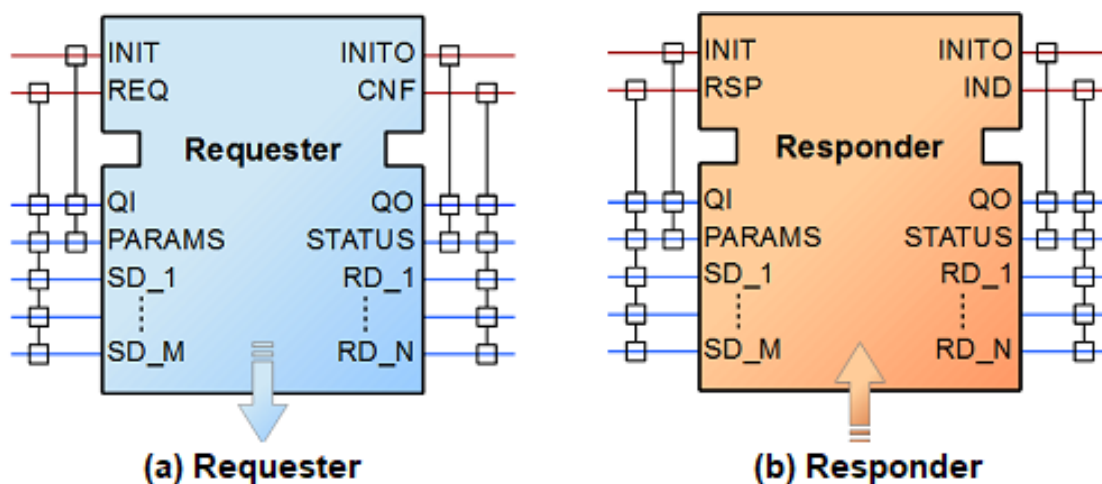
Tabela 1 – Padrão de entrada e saída SIFB.

Eventos de Entrada	
INIT	Evento de inicialização do serviço
REQ	Evento de solicitação de serviço
RSP	Evento de resposta do serviço
Eventos de Saída	
INITO	Evento que indica que o serviço de inicialização foi completado
CNF	Evento de confirmação de serviço
IND	Evento de indicação de serviço
Dados de Entrada	
QI: BOOL	Se a entrada for “true”, a inicialização do serviço é requisitada; se for “false”, a conclusão do serviço é requisitada
PARAMS: ANY	Essa entrada contém um ou mais parâmetros associados ao serviço
$SD_1, \dots, SD_m$: ANY	Essa entrada contém dados que serão transmitidos
Dados de Saída	
QO: BOOL	Se a saída for “true”, indica que inicialização foi realizada com sucesso; Se “False”, indica que o serviço não foi inicializado
STATUS: ANY	Representa o estado do serviço
$RD_1, \dots, RD_m$: ANY	Essas saídas contém dados que serão recebidos

Fonte: Adaptado de (IEC 61499-1, 2013).

A Figura 10 representa os serviços dos tipos *REQUESTER* e *RESPONDER*, cuja interação pode ser iniciada por aplicação ou recurso. Esses SIFBs, são blocos genéricos e usados como referências, visto que não foi definido um número específico de entradas e saídas. Para sua utilização é necessária a configuração das entradas e saídas e seus tipos de dados em uma aplicação.

Figura 10 – SIFB *Requester*, *Responder*.



Fonte: (4DIAC, 2019).

Os blocos mostrados na Figura 10, tem a função de comunicação entre o programa aplicativo e o ambiente, fornecendo serviços necessários para acessar módulos de entrada e saída dos dispositivos ou de um aplicativo. O SIFB *Requester* (Figura 10 a) é acionado pelo aplicativo e o SIFB *Responder* (Figura 10 b) é acionado pelo *hardware*. Esses tipos de FBs são ativados não só a partir do evento de entrada, mas também do dispositivo, o que significa que um SIFB *Responder* pode enviar eventos de saída causados por ações no recurso ou dispositivo (LEWIS, 2008).

Os SIFBs apesar de serem especificados pela norma IEC 61499, de forma genérica, são diretamente dependentes da aplicação ou ferramenta de desenvolvimento. Essa dependência se deve pelo fato de existirem diferentes SIFBs, que implementam a mesma funcionalidade (LEWIS, 2008).

A norma IEC 61499 tem como principal característica o controle de automação de sistemas distribuídos, no qual os componentes de *hardware* e aplicativos se comunicam e coordenam suas ações através do envio de mensagens. Os blocos de funções que encapsulam os serviços SIFB são denominados Bloco de Função de Comunicação (IEC 61499-1, 2013).

Os Blocos de Função de Comunicação tem por função estabelecer os eventos referentes a abertura e fechamento da conexão entre dispositivos na rede, garantindo

sua comunicação. Esses blocos podem ainda ser utilizados para implementação de protocolo de comunicação do tipo cliente-servidor (IEC 61499-1, 2013).

O bloco de função de comunicação é um elemento fundamental em um sistema de controle distribuído, pois estabelece o tipo de função genérica para comunicação, e estabelece o tipo de transação, que pode ser unidirecional ou bidirecional. Na Figura 10, é possível observar a estruturação das variáveis listadas na Tabela 1, no SIFB.

A entrada “PARAMS” é utilizada para a configuração do protocolo de comunicação e as entradas “SD” recebem os dados que vêm de um ou mais blocos dos aplicativos. Quando é enviada uma solicitação do aplicativo, é acionado um evento na entrada “REQ”, e assim realizando a transmissão de dados pela rede. Por sua vez, as saídas “RD”, serão atualizadas com os dados recebidos do dispositivo, cuja confirmação é indicada pelo evento “CNF”.

Já a saída “STATUS” informa o estado atual da conexão. Os eventos representados por “REQ”, “CNF”, “IND” e “RSP” são utilizados para a sincronização da transferência dos dados representados pelas entradas “SD” e saídas “RD”.

2.2.1.6 Ferramentas Aderentes a Norma IEC 61499

Esta subseção apresenta as análises efetuadas nas ferramentas de desenvolvimento aderentes a norma IEC 61499, descrevendo as principais características implementadas com base na norma, demonstrando seus componentes, interfaces, arquitetura e ambiente de execução. Essas ferramentas foram escolhidas com base na literatura pesquisada, seguindo a abordagem acadêmica ou industrial.

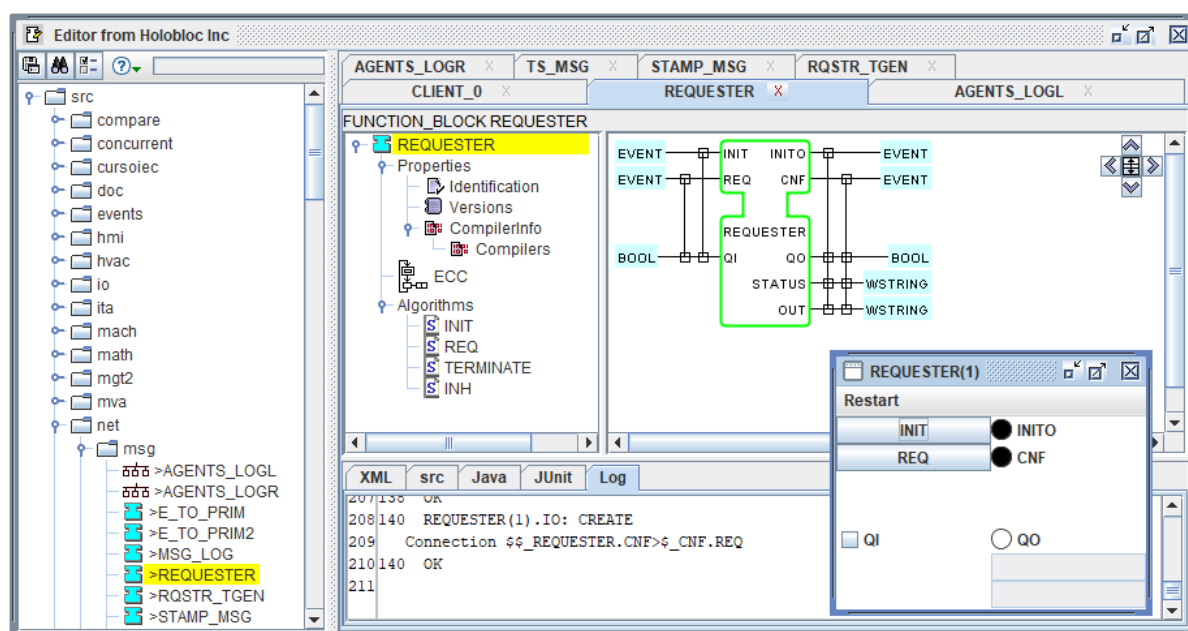
Com objetivo de ajudar compreender melhor a norma IEC 61499, serão analisadas as seguintes ferramentas de desenvolvimento: FBDK, 4DIAC, FBench, CORFU, GASR-FBE, ICARU_FB.

2.2.1.6.1 *Function Block Development Kit (FBDK)*

O FBDK foi a primeira ferramenta desenvolvida baseada na norma IEC 61499, cujo ambiente de execução é o *Function Block RunTime* (FBRT), desenvolvido na plataforma Java (FBDK, 2019).

A ferramenta FBDK é considerada referência entre as ferramentas que são aderentes a norma IEC 61499 (ZOITL; VYATKIN, 2009), dispondo dos modelos de blocos de funções, possibilitando a simulação da lógica dos FBs, conforme mostrada na Figura 11, onde é possível verificar um bloco SIFB *Requester* e um *pop-up* para simulação.

Figura 11 – FBDK.



Fonte: Próprio autor.

O FBDK tem implementados todos os modelos de referência da norma IEC 61499, como os modelos de sistemas, dispositivos, recursos e blocos de funções, sendo por isso utilizado para a validação da norma, possibilitando a visualização do XML que representa qualquer abstração da norma (ZOITL; VYATKIN, 2009).

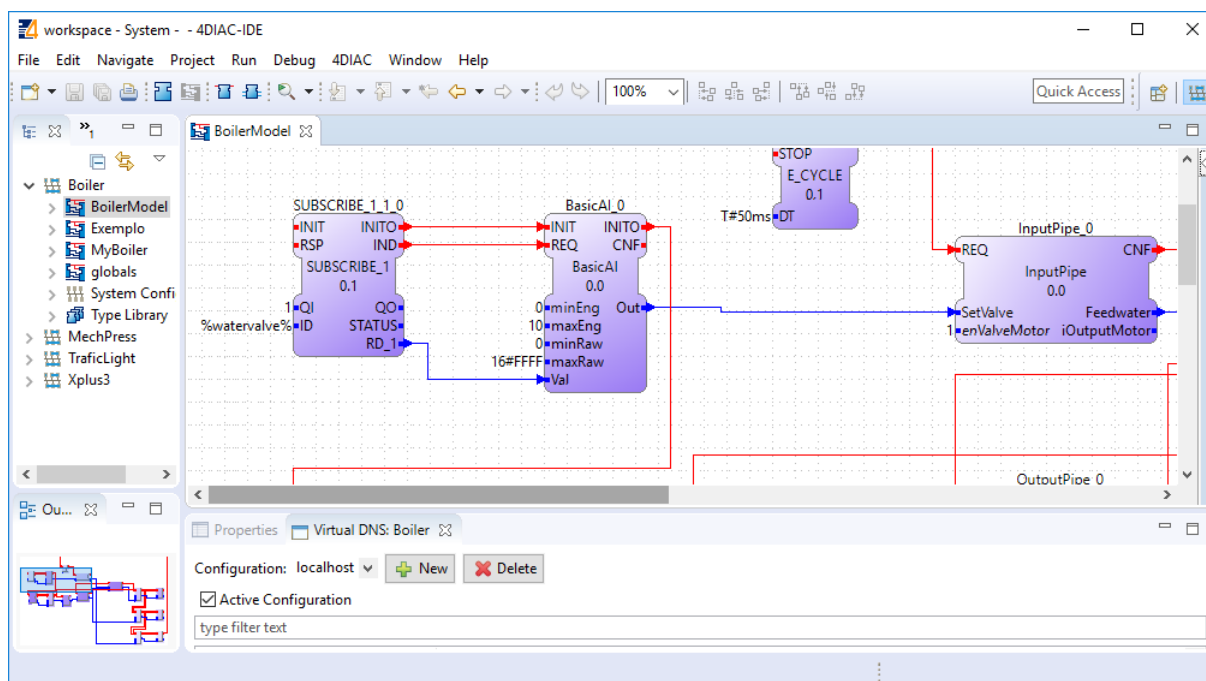
O FBDK pode ainda ser executado em diferentes sistemas operacionais: Windows, Ubuntu Linux e Raspbian para o Raspberry Pi (FBDK, 2019).

2.2.1.6.2 Framework for Industrial Automation & Control (4DIAC)

O 4DIAC é uma ferramenta *open source*, desenvolvida utilizando linguagem de programação Java, com base no Eclipse *Process Framework* (EPF). O 4DIAC possui uma abordagem mais industrial, dispondo das características de interoperabilidade, portabilidade e reconfigurabilidade, que são características que poucos ambientes de execução possuem.

O 4DIAC é composto pela ferramenta de engenharia 4DIAC-IED (*Framework for Industrial Automation & Control - Integrated Development Environment*), conforme mostrado na Figura 12, e pelo ambiente de tempo de execução 4DIAC-RTE (*Framework for Industrial Automation & Control - RunTime*). O 4DIAC-RTE é também chamado de FORTE, sendo implementado em C++, utilizando *multi-threaded*, responsável pela execução da lógica e controle distribuídos (4DIAC, 2019).

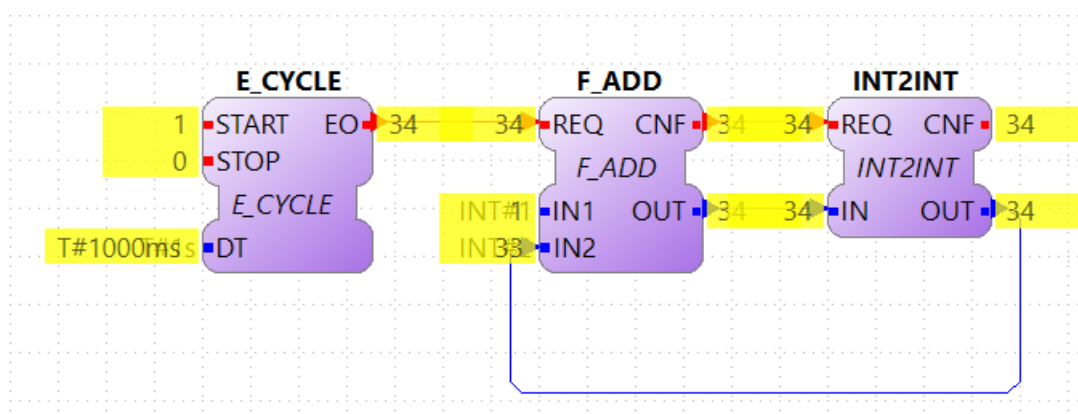
Figura 12 – 4DIAC.



Fonte: Próprio autor.

O 4DIAC-IED oferece o recurso de monitoração em tempo real, conforme mostrado na Figura 13. Com esse recurso é possível monitorar as entradas e saídas de eventos e dados, acompanhado a execução da aplicação, possibilitando ainda forçar/alterar dados e eventos de entrada nos blocos.

Figura 13 – Monitoração em tempo real do blocos no 4DIAC.



Fonte: Próprio autor.

O FORTE é o ambiente *runtime*, responsável por receber as aplicações do 4DIAC-IED e executar a lógica de controle, em nível acima do sistema operacional de um dispositivo. O FORTE foi implementado para ser executado em computadores com

sistemas operacionais como: Windows, Linux, dentre outros. O FORTE também pode ser utilizado em processador embarcado com arquitetura ARM7 (4DIAC, 2019).

O 4DIAC-IED contém as bibliotecas com os modelos de referências da norma IEC 61499, desse modo, possibilitando a criação de sistemas com aplicações, dispositivos, recursos e blocos de funções. O 4DIAC-IED, possui encapsulada as mesmas bibliotecas de funções do FBDK, permitindo que todos os modelos criados na ferramenta FBDK sejam utilizados no 4DIAC (4DIAC, 2019).

Porém, o FORTE e o FBDK, possuem diferenças em suas implementações, que podem ocasionar comportamento diferente durante a execução dos blocos de funções.

O FBRT tem implementado o FB como um objeto, cujo o modelo é orientado a eventos, de modo que quando ocorrer um evento é realizada uma chamada direta na instância do FB, o que resulta em um modelo de propagação de eventos em profundidade, isso faz com que a execução de um FB seja interrompida para que seja executado um outro FB (YOONG et al., 2015).

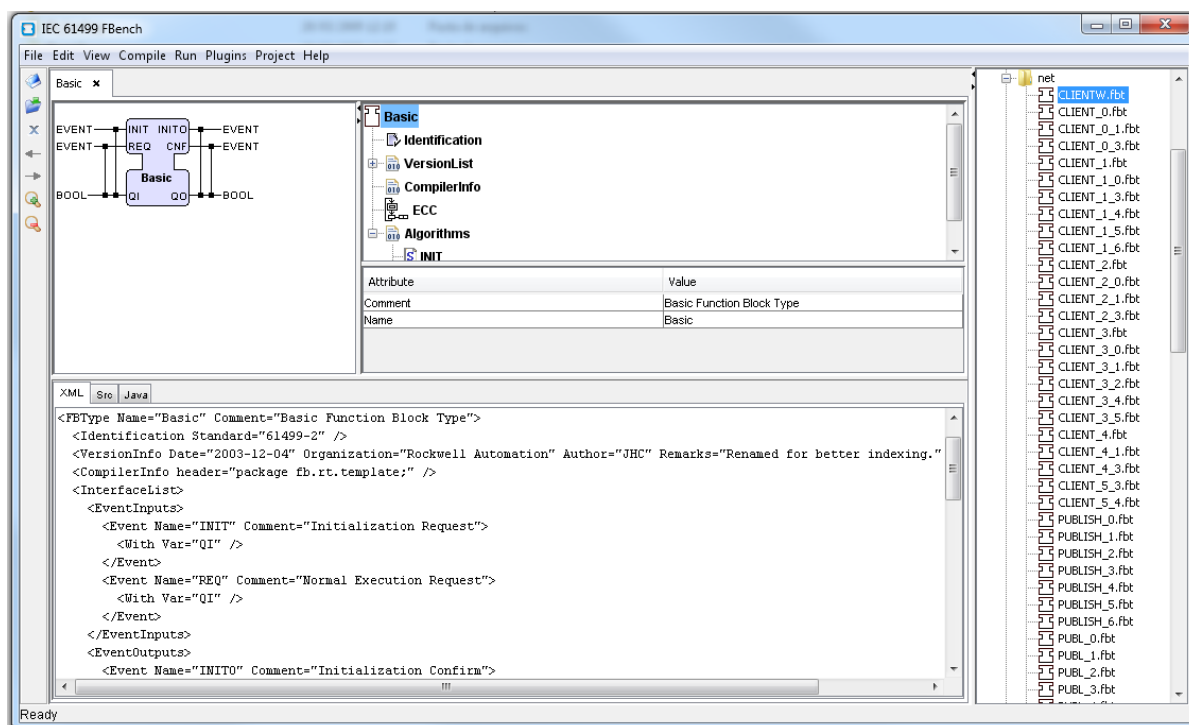
Já o FORTE, é implementado de modo que todos os eventos gerados, sejam enfileirados em um *buffer* de evento tipo *First In First Out* (FIFO), ou seja, os FBs são executados na sequência da fila (YOONG et al., 2015). Essa diferença nas implementações de ambientes de execução, está ligada diretamente à forma de interpretar a norma IEC 61499, que não determina a maneira que devem ser implementados os ambientes de execução (PINTO et al., 2016).

2.2.1.6.3 FBench

O FBench é uma ferramenta *open source*, aderente a norma IEC 61499, desenvolvida na linguagem de programação Java, possuindo interface que possibilita a criação de blocos de funções, recursos, dispositivos e sistemas. A Figura 14 mostra a criação de um bloco de função básico, a partir de um template. O FBench permite ainda a visualização do XML que representa qualquer abstração da norma IEC 61499, e todo o projeto lógico de um sistema de automação (FBENCH, 2019).

O FBench tem encapsulada as bibliotecas de funções do FBDK e utiliza o ambiente FBRT para execução das lógicas de controle contidas nos blocos de função. Todavia, o FBench, possui um compilador diferente do FBDK, mas gera classes Java equivalentes (FBENCH, 2019).

Figura 14 – FBench.



Fonte: Próprio autor.

2.2.1.6.4 CORFU Engineering Support System

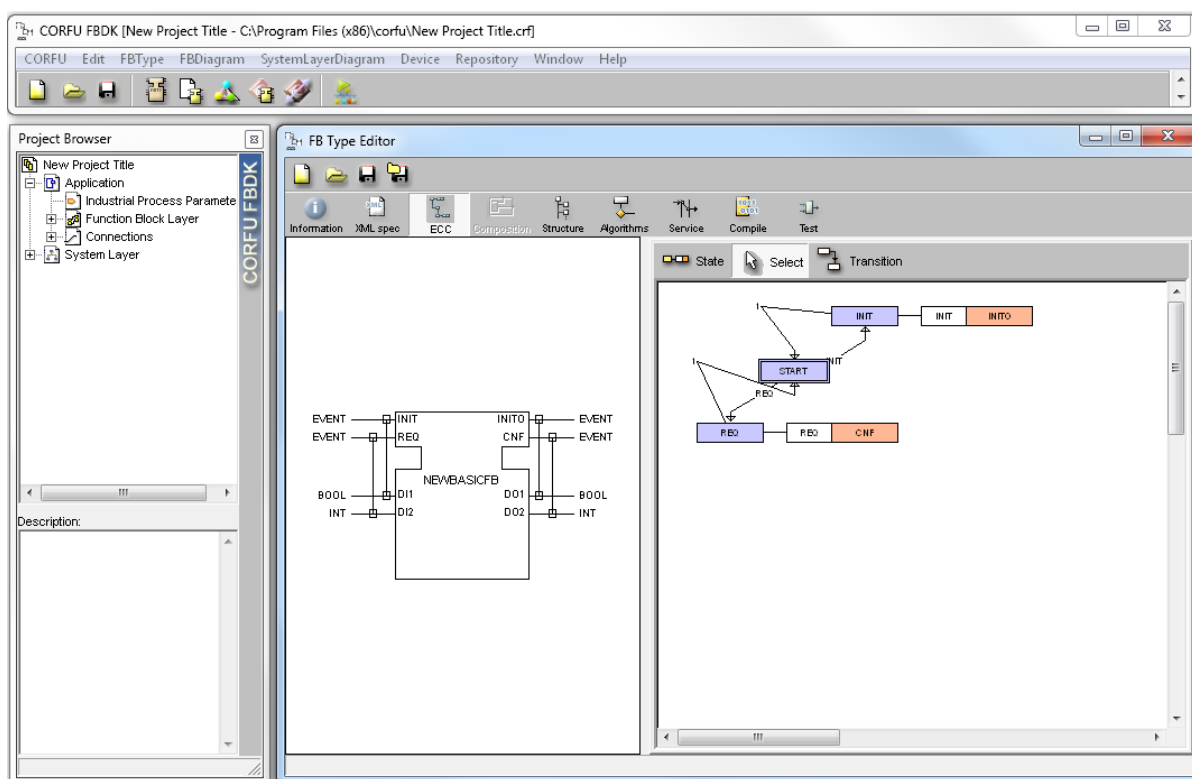
A ferramenta CORFU, mostrada na figura 15, é uma ferramenta aderente a norma IEC 61499, para sistemas distribuídos de controle e monitoração de processos industriais (IPMCS), sua arquitetura é composta pelas camadas de processo industrial, de sistema, de aplicação e interface homem-máquina (IHM) (CORFU, 2019).

Na Figura 15, pode ser observado o editor de blocos de função do CORFU-FBDK, utilizado para criação ou modificação de um bloco de função, sendo capaz de configurar os eventos e dados, o ECC e visualizar o XML de representação do bloco.

O CORFU tem suporte para a Linguagem de Modelagem Unificada (UML - *Unified Modeling Language*), para a especificação de requisitos. Utilizando os diagramas UML é possível modelar blocos de função e exportar para formato XML, contendo todas as abstrações do bloco de função de acordo com norma IEC 61499 (CORFU, 2019).

O CORFU foi implementado para ser executado em computadores com sistema operacional como Windows ou Linux e possui uma abordagem mais acadêmica (CORFU, 2019).

Figura 15 – CORFU.



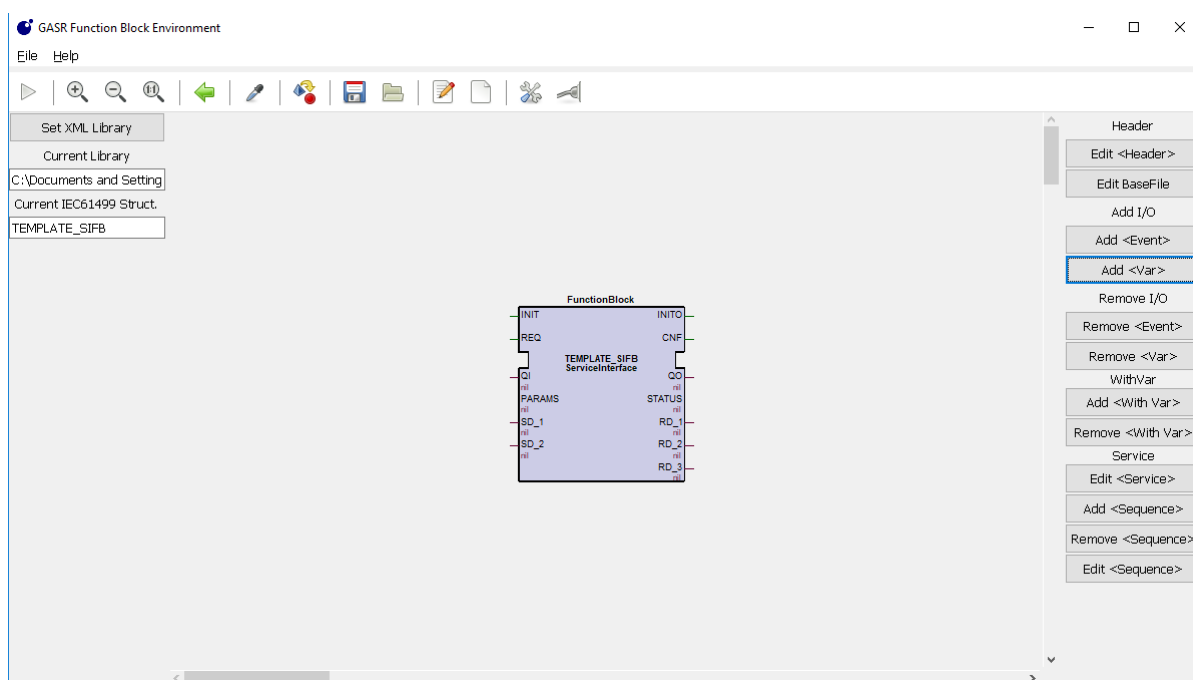
Fonte: Próprio autor.

2.2.1.6.5 GASR-FBE

O GASR-FBE é uma ferramenta *open source*, desenvolvida na Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), aderente a norma IEC 61499, tendo o ambiente de execução e editor desenvolvido na linguagem Lua. O GASR-FBE foi desenvolvido para edição, simulação e desenvolvimento de software para Controladores Numéricos Programáveis (CNC) aderentes as normas ISO 14649 e IEC 61499 (HARBS, 2012).

O GASR-FBE permite a criação dos modelos de referências da norma IEC 61499, de forma genérica, necessitando que as interfaces de eventos e dados de entrada e saída sejam inseridas pelo usuário da ferramenta, como mostrado na Figura 16 (HARBS, 2012). O GASR-FBE também possibilita a visualização e edição de todos os modelos do sistema e exportar em formato XML os atributos de acordo com a norma IEC 61499, possibilitando a portabilidade para outras ferramentas, possuindo uma abordagem mais acadêmica (HARBS, 2012).

Figura 16 – GASR-FBE.



Fonte: Próprio autor.

2.2.1.6.6 ICARU_FB

O ICARU_FB é um ambiente de execução *open source*, aderente a norma IEC61499, implementado para ser executado em multiplataforma, uma das principais características é poder ser executado em arquitetura com poucos recursos computacionais, sendo que sua máquina virtual foi desenvolvida para ser executada em plataforma de no mínimo 8 bits (PINTO et al., 2016).

O ICARU_FB contempla as principais características da norma IEC 61499, que são interoperabilidade, portabilidade, configurabilidade e reconfiguração. Dentre as ferramentas analisadas, apenas o ICARU_FB e o FORTE possibilitam a reconfiguração (PINTO et al., 2016).

O ICARU_FB possui uma abordagem mais acadêmica, e não possui um editor de blocos de função, deste modo, pode ser utilizada a ferramenta GASR-FBE, para gerar os modelos de referências da norma IEC 61499, e exportar os arquivos em formato XML. Esses arquivos XML, devem ser compilados pelo ICARU_FB, gerando os *ByteCode*, para sua execução.

2.2.1.6.7 Outras Ferramentas

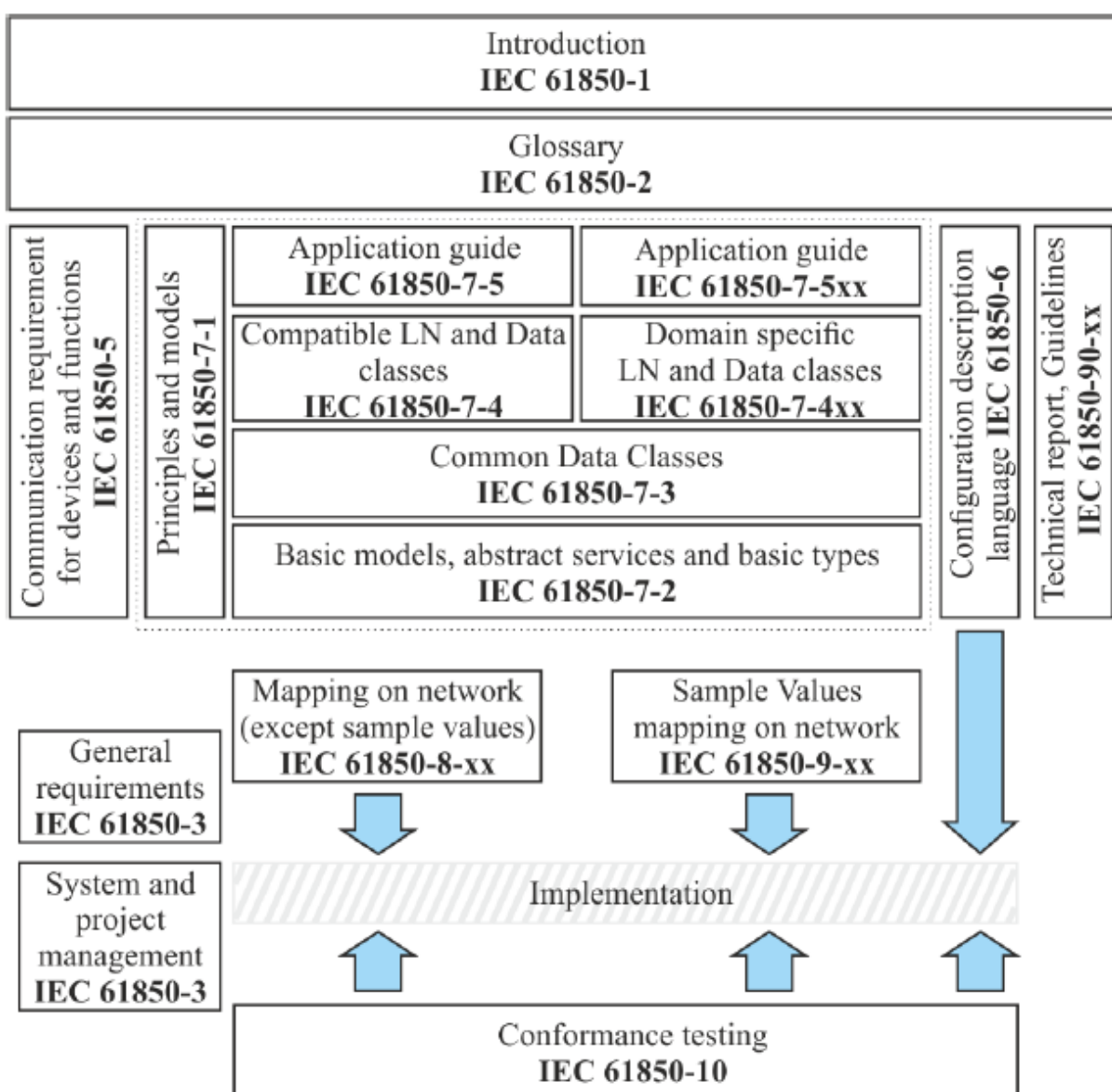
Existem ainda duas ferramentas apresentadas na literatura, que não puderam ser analisadas, são a ISaGRAf (ISAGRAF, 2019) e nxtControl (NXTCONTROL, 2019).

Essas ferramentas por serem ferramentas comerciais, requerem uso de licença, não disponíveis no laboratório onde foi desenvolvida a dissertação.

2.2.2 Norma IEC 61850

Manter o gerenciamento e sincronismo dos equipamentos, em sistemas de automação com controle distribuídos, possui uma complexidade maior com relação a sistemas com controle centralizado. Desse modo, fazer uso da norma IEC 61850, se faz necessário, pois seu uso correto garante a interoperabilidade entre dispositivos inteligentes de diferentes fabricantes, utilizados em sistemas elétricos de potência (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Figura 17 – Estrutura da norma IEC 61850.



Fonte: (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

A norma IEC 61850 fornece um padrão para sistemas de automação associados às subestações de energia elétrica. Ela ainda estabelece os serviços necessários para transmissão de dados, usando diferentes protocolos de comunicação (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

A norma IEC 61850 está estruturada em 10 partes conforme mostra a Figura 17, onde as partes 1 e 2, contém as ideias, princípios, conceitos e o glossário, dando uma visão geral da norma. Já as partes 3 a 7, contém os requisitos gerais e de comunicação, a linguagem de descrição de configuração para comunicação e a estrutura básica de comunicação. As partes 8 e 9 contém os mapeamentos de rede e a parte 10 é dedicada aos testes de conformidade (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

A norma IEC 61850 segmenta o sistema de automação de subestação de energia elétrica, criando objetos dos componentes que compõem o sistema, com base na composição e interação entre objetos, seguindo o paradigma de orientação a objetos. Essa divisão inclui funções de monitoração, controle e proteção, além dos dispositivos (ZHABELOVA; VYATKIN, 2012).

A norma IEC 61850 cria os objetos seguindo três modelos. O primeiro modelo é o funcional, refere-se a um modelo lógico dos objetos, que podem ou não, estar conectados a um componente físico do sistema, como por exemplo valor de tensão. O segundo modelo é o de produto, que se refere ao dispositivo eletrônico inteligente (IED - *Intelligent Electronic Device*) e o seus dados. E o terceiro modelo é o de comunicação de rede, que mostra as interligações entre os IEDs (ANDRÉN; BRÜNDLINGER; STRASSER, 2014).

Os atributos de dados são os menores objetos dentro da segmentação de um sistema de subestação. Um conjunto de atributos de dados, são encapsulados em um objeto de dados, que contém as informações utilizadas pelas funções e pelos dispositivos. Os dados são representados como Nós Lógicos (LN – *Logical Nodes*) (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Esses nós lógicos são especificados pelos nomes de nós lógicos compatíveis e nomes de objetos de dados, necessários para comunicação entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IED). Isso inclui o relacionamento entre nós lógicos e objetos de dados, identificando ainda quais objetos de dados são mandatórios, ou seja, são obrigados a ser implementados (IEC 61850-7-4, 2010).

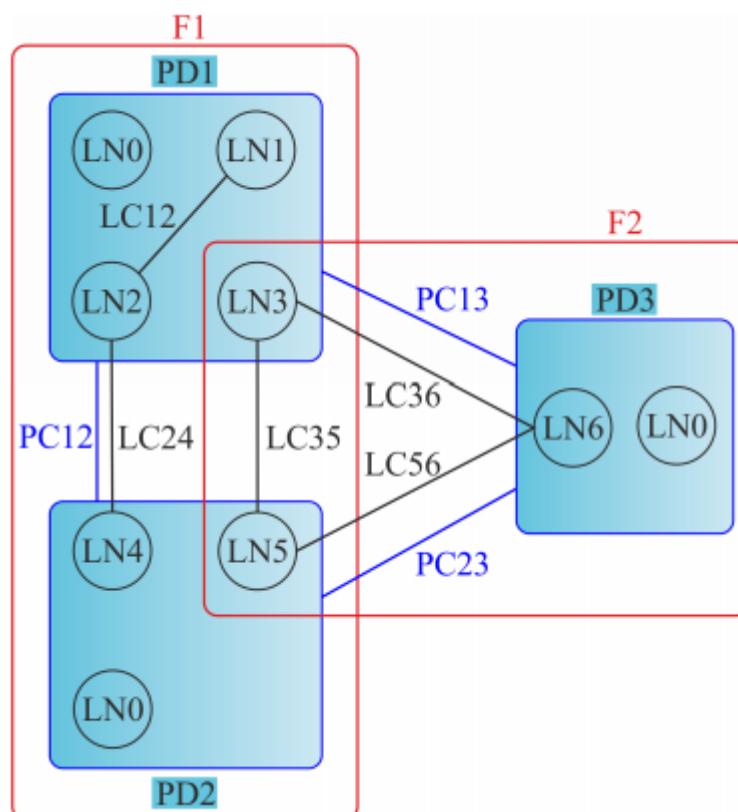
Na parte IEC 61850-7-4 são especificados os modelos de informações de dispositivos e suas funções, que normalmente são utilizadas nas aplicações em sistemas para automação de energia elétrica. Nessa parte são especificados os seguintes grupos de nós lógicos (IEC 61850-7-4, 2010):

- Controle Automático (*Automatic Control*).
- Controle Supervisionado (*Supervisory Control*).
- Recursos energéticos distribuídos (*Distributed energy resources*).
- Blocos funcionais (*Functional blocks*).
- Referências de função genérica (*Generic function references*).
- Energia hidrelétrica (*Hydro power*).
- Interfaceamento e arquivamento (*Interfacing and archiving*).
- Equipamento primário mecânico e não-elétrico (*Mechanical and non-electrical primary equipment*).
- Nós lógicos do sistema (*System logical nodes*).
- Medidor e Medição (*Meter and measurement*).
- Funções de proteção (*Protection functions*).
- Detecção de eventos relacionada a qualidade de energia (*Power quality events detection related*).
- Supervisão e monitoramento (*Supervision and monitoring*).
- Instrumentos de transformadores e sensores (*Instrument transformers and sensors*).
- Transformadores de potência e funções relacionadas (*Power transformers and related functions*).
- Comutador (*switchgear*).
- Equipamentos do sistema de energia (*Further power system equipment*).

Os LNs quando agrupados, formam um Dispositivo Lógico (LD - *Logical Device*). Os LDs quando reunidos formam um Dispositivo Físico (PD - *Physical Device*), como mostrado na Figura 18 (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Um conjunto de PDs formam uma Função (F), que quando agrupadas formam um IED. Os IEDs possuem funções de proteção, monitoramento e controle, possibilitando lógicas de intertravamento e bloqueio. As trocas de dados e informações entre LNs, LDs e IEDs, são modelados como serviços (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Figura 18 – Nós Lógicos, Dispositivos Físicos e Funções.



Fonte: (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

A Figura 18 mostra ainda a relação entre os nós lógicos (LNs), dispositivo Físicos (PDs) e as funções (Fs). Os LNs estão conectados por conexões lógicas (LC - *Logical Connections*) e os PDs por meio de conexões físicas (PC - *Physical Connections*). Os LNs de diferente PDs, podem fazer parte de uma mesma função (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Utilizando o paradigma de orientação a objetos como base para modelagem dos componentes, é possível criar um padrão para IEDs independente do fabricante, pois nesses modelos são especificados todos os atributos e funções (métodos). Deste modo, é possível modelar todos os conjuntos de LDs em sistema, de modo a padronizar a comunicação, proporcionando interoperabilidade e compatibilidade de diferentes dispositivos e fornecedores (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

Os blocos de função especificados pela norma IEC 61499, por utilizarem o conceito de encapsulamento, e por terem seu comportamento especificado pelo ECC, possibilitam a implementação de aplicações representando os LNs. Esse tipo de característica possibilita a criação uma arquitetura multicamadas da norma IEC 61850 (ZHABELOVA; VYATKIN, 2012).

A norma IEC 61850 define uma Linguagem de Configuração de Subestação (SCL - *Substation Configuration Language*), que é um padrão de arquivo no formato XML, e contém todas as configurações do sistema, ou seja, todos os objetos do sistema. Esse arquivo contém uma descrição dos dispositivos, seus LNs e suas funções, e ainda as definições de comunicação. A SCL traz ainda as configurações de cada IED de modo que cada dispositivo, que seja aderente a norma IEC 61850, possa ser configurado a partir de uma SCL (RANGELOV; NIKOLAEV; IVANOVA, 2016).

2.3 CONSIDERAÇÕES

Nesse capítulo foi apresentado o paradigma de Sistemas Distribuídos, que estão sendo empregados cada vez mais em sistemas de automação industrial. Pode ser feita ainda uma analogia entre Sistemas Distribuídos e o conceito de *Smart Grid*, no qual os sistemas de distribuição de energia elétrica, seriam alterados para sistemas elétricos distribuídos, semelhante a sistemas computacionais.

Nesse capítulo foram apresentadas ainda as análises da norma IEC 61499, demonstrando os seus componentes e suas características, e ainda as ferramentas aderentes a norma. A norma IEC 61499, complementa a norma IEC 61131-3, possibilitando a implementação de sistemas de automação e controle distribuído.

Outra norma também analisada foi a IEC 61850, que é um padrão para interoperabilidade entre dispositivos inteligentes, utilizados em sistemas elétricos de potência. Na norma IEC 61850 são definidos os Nós Lógicos, que representam os objetos do sistema elétrico ou funções, sendo que essas funções são separadas por grupos como: proteção, controle, monitoramento, dentre outros.

3 SMART GRID

O conceito de *Smart Grid* foi apresentado pela primeira vez na revista IEEE Power and Energy Magazine, publicado em 2005, pelos autores S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, com o título de "*Toward A Smart Grid: power delivery for the 21st century*". Dentre várias definições de *Smart Grid* na literatura, todas convergem para a utilização de recursos de tecnologia de informação e de comunicação nas redes de distribuição de energia, nas quais os equipamentos enviam dados e informações para central de controle, desse modo ajudando no gerenciamento de todo o sistema (AMIN; WOLLENBERG, 2005).

A *Smart Grid* é um novo paradigma de sistemas de distribuição de energia elétrica, que incorpora sistemas de geração de energia elétrica com recursos renováveis, distribuição e cargas (Indústria, Residências, etc). O gerenciamento efetuado pela *Smart Grid*, possibilita uma rede com maior eficiência do ponto de vista econômico e de recursos naturais, aumentando a confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores, utilizando arranjos de sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, biomassa, centrais hidrelétricas e térmicas (MALYSZ; SIROUSPOUR; EMADI, 2014).

Esse gerenciamento depende diretamente de redes de comunicação, com o intuito de ter uma transferência de informações entre sistemas e equipamentos da rede de energia elétrica. Dentre os desafios tratados pela *Smart Grid*, estão às altas perdas de energia elétrica na condução, problemas de tensão relacionados instabilidades de potência reativa, baixa confiabilidade do sistema devido a falhas, dentre outros (VASQUEZ et al., 2010).

Outro desafio encontrado na *Smart Grid* é a integração das variadas fontes de geração de energia que requer bastante controle, pois o uso dessas fontes de geração está diretamente relacionado ao clima. Desse modo, é necessário que esses sistemas sejam monitorados e controlados ininterruptamente, e consequentemente são necessárias redes de comunicação confiáveis, resilientes e tolerantes à falhas (HANNON et al., 2018).

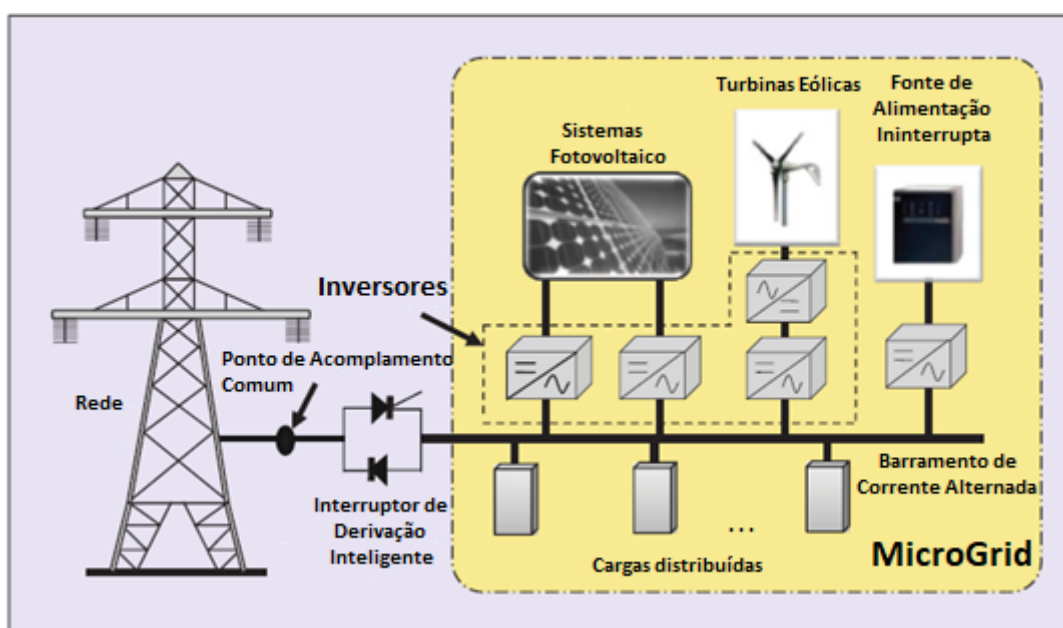
Os resultados desse gerenciamento realizado pela *Smart Grid* são (IOAKIMIDIS et al., 2014):

- eficiência na utilização das fontes de energia elétrica;
- redução de perdas de energia elétrica;
- redução do tempo de desconexão do sistema em caso de emergência;

- melhorar a eficiência da carga de energia elétrica;
- diminuir o custo de geração e distribuição de energia elétrica;
- assegurar uma alimentação bilateral dos consumidores;
- permitir a participação ativa dos consumidores;
- fornecimento de energia com maior qualidade;
- funções de correções de desequilíbrios do sistema;
- funções com resiliência em desastres naturais e causados pelo homem.

A Figura 19 mostra uma microrrede de energia elétrica composta por fontes renováveis de geração, com base em geradores eólicos, fontes fotovoltaicas, sistemas de armazenamento de energia e cargas distribuídas, conectadas à rede principal.

Figura 19 – Estrutura típica de uma microrrede flexível baseada em recursos energéticos renováveis.



Fonte: Adaptado de (VASQUEZ et al., 2010).

A *Smart Grid* pode apresentar três diferentes modos de operação, com relação ao gerenciamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica (VASQUEZ et al., 2010):

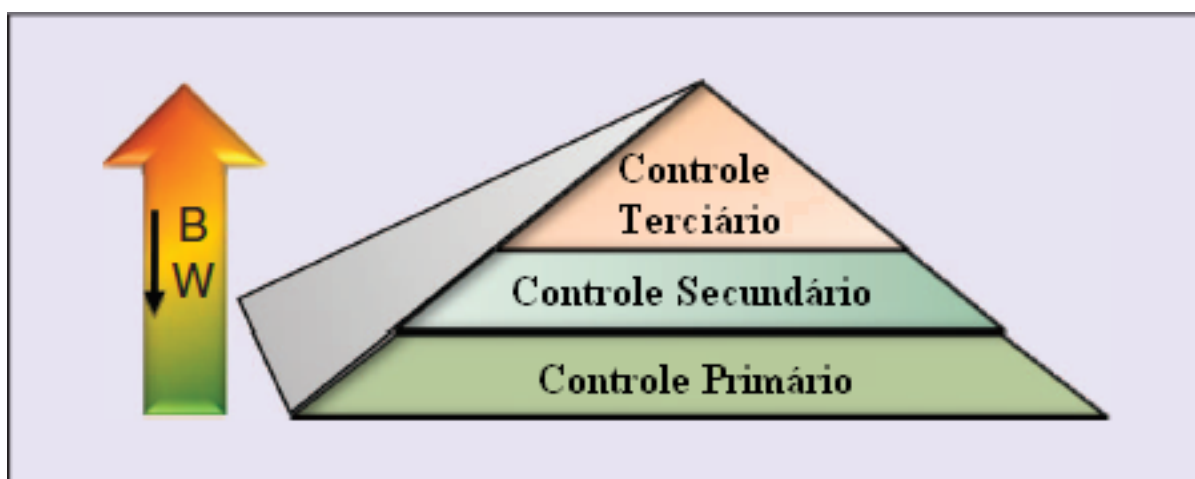
- **Modo de operação conectado à rede:** no qual o sistema de gerenciamento realiza o controle dos sistemas levando em conta as variáveis geração e armazenamento de energia e o controle dos fluxos de energia elétrica. Nesse modo,

a *Smart Grid* pode exportar ou importar energia elétrica para rede principal e controlar os fluxos de potência ativa e reativa, além de realizar o balanceamento de carga;

- **Modo de operação em ilha:** a *Smart Grid* pode ser desconectada da rede principal de forma pré-planejada (devido as falhas gerais) ou não planejada (*blackout* devido a uma desconexão da rede principal). No modo em ilha a *Smart Grid* deve resolver os problemas de gerenciamento de tensão e frequência controlando o fluxo de energia elétrica, deve realizar o balanceamento de carga levando em conta a oferta e a demanda, e ainda prover qualidade de energia na rede;
- **Transição entre modo de operação conectado e modo em ilha:** ocorre quando há um desligamento de uma fonte de geração de energia elétrica ou falha na rede principal, e o processo de restauração deve ser feito de forma gradativa com o intuito de garantir a confiabilidade do sistema, alternando o seu modo de operação. Nessa transição alguns detalhes devem ser considerados, como o equilíbrio da potência reativa, a comutação dos transientes de tensões, balanceamento de geração, dentre outros.

A *Smart Grid* apresenta ainda três principais níveis hierárquicos de controle, utilizado em seu gerenciamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, da mesma maneira que a rede principal, conforme apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Modos de operação hierárquicos da microrrede.



Fonte: Adaptado de (VASQUEZ et al., 2010).

Conforme apresentado na Figura 20, os níveis de controle são (VASQUEZ et al., 2010):

- **Controle primário:** refere-se ao controle por inclinação, com o intuito de compartilhar carga entre conversores, a fim de melhorar a qualidade da energia elétrica no sistema;
- **Controle secundário:** refere-se ao controle responsável por remover qualquer erro de estado estacionário inserido pelo controle de queda do sistema, sendo responsável ainda pela sincronização com a rede principal;
- **Controle terciário:** refere-se ao controle com responsabilidades de determinar a importação ou exportação de energia elétrica para a rede.

A *Smart Grid* engloba sistemas de geração, distribuição e carga, além de sistemas dispositivos inteligentes. Esses dispositivos têm a função de monitorar e controlar a rede de distribuição de energia elétrica, espalhados geograficamente no sistema (VASQUEZ et al., 2010).

Tendo como referência o Capítulo 2, que apresenta os conceitos sobre sistemas distribuídos, e conhecendo as principais características da *Smart Grid*, é possível fazer uma analogia entre esses dois sistemas. Assim como em sistemas distribuídos, a *Smart Grid* tem as seguintes características: processos diferentes sendo executados em diferentes dispositivos no sistema elétrico; diferentes equipamentos espalhados pelo sistema sendo capaz de se comunicar entre si; transparência no serviço prestado (o consumidor não conhece a unidade de geração de energia elétrica) (SARAIVA; ASADA, 2012).

Para que um sistema elétrico se torne inteligente, ele precisa exercer níveis de controle em todo seu sistema, levando em consideração as questões relacionadas à confiabilidade, eficiência, segurança e questões ambientais. Para isso são necessários a utilização de equipamentos com capacidade de processamento de dados, o que resulta na modernização das redes de distribuição de energia (YANG et al., 2013).

Antes de executar qualquer controle, a *Smart Grid* precisa monitorar as grandezas elétricas em sua rede. Nesse sentido se destaca o medidor inteligente (SM - *Smart Meter*). Para realização de controle mais preciso pode-se utilizar o transformador inteligente (ST - *Smart Transformer*), por ser capaz de lidar com os problemas de ressonância e instabilidade na rede elétrica. Esses equipamentos podem ainda fornecer informações em tempo real, auxiliando na prevenção e detecção de problemas no sistema de energia elétrica (ZHU et al., 2017).

3.1 TRANSFORMADOR INTELIGENTE (*SMART TRANSFORMER*)

Os sistemas de geração de energia elétrica utilizando recursos renováveis, quando interligados à *Smart Grid*, podem prejudicar a estabilidade e a confiabilidade

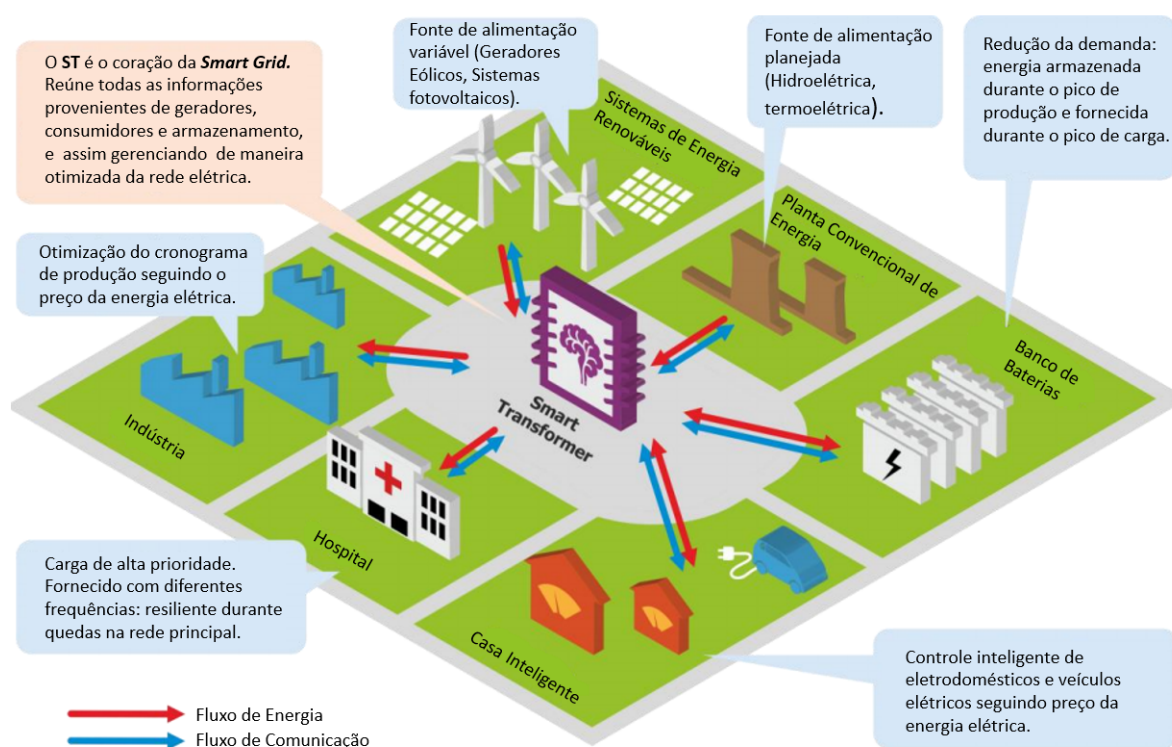
do sistema de energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas, por exemplo, podem gerar harmônicas de corrente, quando a irradiância solar é fraca ou quando a velocidade do vento é muita alta (ZHU et al., 2017).

Outros problemas que podem afetar a *Smart Grid* são as cargas (Indústrias, Residências, etc), que também podem gerar distorções na rede de distribuição de energia elétrica (ZHU et al., 2017).

Para colaborar com a *Smart Grid*, podem ser empregados na rede transformadores inteligentes ou *Smart Transformer* (ST). O ST por ter características de eletrônica de potência em sua construção, pode auxiliar na redução de perdas de energia elétrica e melhorar a eficiência na rede de distribuição (CARNE et al., 2018).

O *Smart Transformer* é um transformador eletrônico de potência, baseado em semicondutores, cujo o funcionamento está relacionado a comutação em alta frequência e controle digital (CARNE et al., 2018). O ST concentra todas as informações da *Smart Grid*, conforme mostrado na Figura 21. Essas informações são provenientes das unidades de geração, consumidores e armazenamento (LISERRE et al., 2016).

Figura 21 – O *Smart Transformer* e seu papel na rede elétricas.



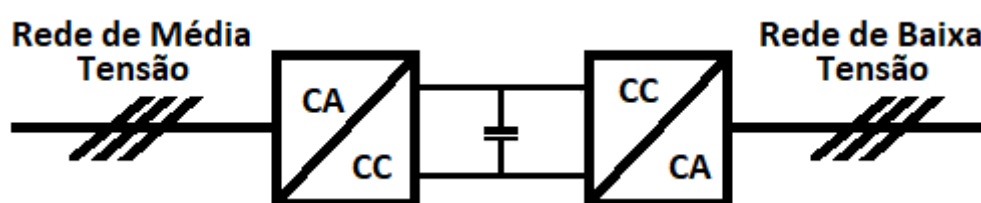
Fonte: Adaptado de (LISERRE et al., 2016).

O ST gerencia toda a rede, controlando o fluxo bidirecional de energia e comunicação, além de poder regular a tensão, controlar as harmônicas e alterações bruscas

na rede. (LISERRE et al., 2016). O ST tem ainda a função de controle das cargas, podendo aplicar um algoritmo de priorização de desconexão da carga, quando detectar que não há energia elétrica suficiente para alimentar toda as cargas da rede (CARNE et al., 2018).

Um esquema de um ST pode ser verificado na Figura 22. Esse esquema de construção é constituído basicamente em um conversor CA/CC-CC/CA. Em um lado do ST fica a rede de média tensão, recebendo a energia elétrica em corrente alternada (CA) da rede principal e converte para corrente contínua (CC). O conversor CC/CC transforma a tensão de média tensão para baixa tensão, que é transformada novamente para corrente alternada, só que agora com baixa tensão (CARNE et al., 2018).

Figura 22 – Esquema do *Smart Transformer*.



Fonte: Adaptado de (ZOU; BUTICCHI; LISERRE, 2017).

O conversor CC/CC tem a função ainda de manter o equilíbrio entre a potência ativa de entrada e saída do transformador. Esse tipo de esquema utilizado pelo ST possibilita um maior controle e monitoração da *Smart Grid*. Isso se deve a adaptação do ST à rede em que ele está conectado, auxiliando no controle por meio das tensões e das correntes, com a finalidade de manter uma tensão senoidal com amplitude e frequência constantes, independente das cargas (CARNE et al., 2018).

O ST possui ainda funções de diagnóstico dos principais componentes, fornecendo relatórios de status contendo informações referentes a temperatura, umidade no isolamento sólido, previsão de manutenção, previsão de sobrecarga, dentre outros. Essas funções têm como objetivo reduzir ou impedir falhas no equipamento, e assim aumentar sua confiabilidade e eficiência do sistema (LISERRE et al., 2016).

Esse gerenciamento realizado pelo ST é feito por controlador interno, que recebe informações dos medidores inteligentes, das fontes de geração de energia elétrica e das cargas, distribuídas na rede. Com base nessas informações o controlador executa seus algoritmos de controle para manter a rede de distribuição estável e com qualidade de energia elétrica disponibilizada às cargas, reduzindo as perdas de energia elétrica e tempo de desconexão do sistema em caso de emergência (LISERRE et al., 2016).

3.2 MEDIDOR INTELIGENTE (*SMART METER*)

O medidor inteligente, ou *Smart Meter* (SM), tem a função de medição de energia elétrica em tempo real, e ainda a capacidade de medição bidirecional de fluxo de energia. A rede elétrica convencional fornece energia para os consumidores em um sentido único (fluxo unidirecional). Com a geração distribuída, o excedente da energia elétrica gerada pelos consumidores pode ser enviada para a rede, o que caracterizaria um fluxo bidirecional (VYATKIN et al., 2012).

O SM pode ainda auxiliar os consumidores a gerenciar o seu consumo de energia elétrica e ajudar as operadoras de energia elétrica, na detecção de falhas e/ou interrupções. O SM possibilita ainda o monitoramento da qualidade da energia, detectando problemas de distorção harmônica e flutuações de tensão, dentre outras (VYATKIN et al., 2012).

O medidor inteligente, é ainda capaz de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda a cadeia de fornecimento. Essa monitoração do consumo de energia elétrica, ajuda as operadoras a ajustarem a demanda e se necessário limitar o consumo de energia durante horários de pico, escassez de energia ou período de preços elevados (VYATKIN et al., 2012).

3.3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (QEE)

O conceito de *Smart Grid*, apresenta desafios tecnológicos, com relação a redes de transmissão, de distribuição ou microrrede. A microrrede caracteriza a evolução da rede de distribuição de baixa tensão, pois inclui uma diversidade de recursos energéticos distribuídos (fotovoltaica, eólica, baterias, células a combustível, micro-turbinas) (WISSNER, 2011).

Nesse contexto cada fonte de energia é conectada à rede de distribuição através de conversores estáticos (eletrônicos) de potência. Com isso, eles têm um papel essencial no desenvolvimento da *Smart Grid*, pois além de fazer a conexão das redes de distribuição, atuam para possibilitar a armazenagem de energia ou compensação de energia reativa e de componentes harmônicas (WISSNER, 2011).

Para o progresso da *Smart Grid* o controle distribuído também se torna um elemento fundamental, pois controlar todos os geradores distribuídos pela rede utilizando uma arquitetura centralizada traria grande complexidade ao sistema de controle. Um outro elemento essencial para a *Smart Grid*, é colaboração entre geradores e conversores eletrônicos, incluindo o controle ótimo da geração e distribuição da potência elétrica (potência ativa e reativa), regulação de tensão, controle de fluxo de potência na rede, etc, priorizando a qualidade da energia elétrica (QEE) (WISSNER, 2011).

A QEE vem recebendo cada vez mais atenção pelas concessionárias de energia elétrica e os usuários finais. Isso se deve ao fato de que as cargas vêm evoluindo de acordo com a tecnologia. Essas cargas geralmente são compostas por controles baseados em microprocessador e dispositivos eletrônicos de energia, e assim ficam mais suscetíveis as variações na energia elétrica (DUGAN et al., 2004).

Há também preocupações relacionadas a qualidade da energia elétrica, devido ao aumento na eficiência em sistema de potência, que utiliza acionamentos por motor com velocidade ajustável, junto com capacitores de derivação para correção do fator de potência, com a finalidade de redução de perdas. Porém, são esses mesmos equipamentos que acabam criando distúrbios na rede de energia elétrica (DUGAN et al., 2004).

Esses distúrbios gerados na rede vêm trazendo preocupações, fazendo com que esses problemas sejam abordados como sistema, ao invés de serem tratados como problemas individuais, pois interferem diretamente na qualidade da energia na rede (DUGAN et al., 2004). Ainda segundo Dugan et al. (2004) a qualidade de energia elétrica é medida no consumidor final, considerando problemas relacionados a desvios de tensão, corrente ou frequência que resultem em falha de operação do equipamento do cliente.

Outras medidas relacionadas a QEE se referem a continuidade de fornecimento e se estão em conformidade com parâmetros desejáveis para uma operação estável do sistema em atender as demandas das cargas elétricas (GOMES; BRASIL; MADEIROS, 2000).

Entre as métricas a considerar a respeito da qualidade de energia elétrica, têm-se (DUGAN et al., 2004):

- Harmônicas e Distorções;
- Flutuações de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Desequilíbrio de sistemas trifásicos;
- Transitórios rápidos.

A análise dessas métricas com a finalidade de indicar a qualidade da energia elétrica é um processo complexo no que se refere a avaliação e controle. Essas análises devem ser feitas seguindo as normas de qualidade de energia de cada país. Sendo assim, essas normas podem variar de um país para outro, acrescentando mais

dificuldades em estabelecer critérios para mensurar a qualidade da energia elétrica (GOMES; BRASIL; MADEIROS, 2000).

3.4 NORMAS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

As normas regulamentadoras determinam os processos referentes a qualidade da energia elétrica. Elas apresentam métricas relacionados a produto, a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações (GOMES; BRASIL; MADEIROS, 2000).

No Brasil, está em vigência a normativa módulo 8.0 do PRODIST (Módulo dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), com data de vigência a partir 01/01/2018. Essas normativas são elaboradas por grupos de técnicos e especialistas, coordenados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e ONS (Operador Nacional do Sistema) (ANEEL, 2018).

3.4.1 Definições de Grandezas Elétricas

Para melhor compreensão das métricas da PRODIST, nesta subseção são apresentadas as definições das equações do Valor Eficaz, Distorção Harmônica Total e Fator de Potência. Essas equações servem para calcular as métricas de qualidade de energia estabelecida pela PRODIST.

3.4.1.1 Valor Eficaz (RMS - *Root-Mean-Square*)

O Valor Eficaz (RMS) de uma forma de onda periódica de tensão elétrica $v(t)$ com o período T é definido conforme a equação 3.1 (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007):

$$(V_{rms}) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} \quad (3.1)$$

onde:

- $\int_0^T$ é a integral de 0 até o período T ;
- $v^2(t)$ é a equação da tensão em função do tempo t .

O valor rms (tensão ou corrente) também pode ser expresso em termos dos componentes de Fourier, como sendo a raiz quadrada do somatório de cada amostra (V_n ou I_n) elevada ao quadrado, dividido pelo número de amostras (n), contida em um

ou mais períodos completos, conforme mostram as equações 3.2 e 3.3 (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007):

$$(V_{rms}) = \sqrt{V_0^2 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{V_n^2}{2}} \quad (3.2)$$

$$(I_{rms}) = \sqrt{I_0^2 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_n^2}{2}} \quad (3.3)$$

- V_0 = valor médio da tensão;
- I_0 = valor médio da corrente.

3.4.1.2 Transformada Rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*)

A Transformada Rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*) é um algoritmo que calcula a Transformada Discreta de Fourier (DFT - *Discrete Fourier Transform*). A FFT não é uma grandeza elétrica, porém é utilizada para cálculos de algumas dessas grandezas. O algoritmo FFT converte um sinal do seu domínio original, no tempo, em domínio da frequência, fatorando a matriz original em matrizes menores, reduzindo a sua complexidade de $O(n^2)$ em $O(n \log n)$, onde n é o tamanho da matriz. Sua equação é definida em 3.4 (COCHRAN et al., 1967):

$$A_r = \sum_{k=0}^{n-1} (X_k) W^{rk} \quad W = \exp \frac{-2\pi jrk}{n} \quad r = 0, \dots, n-1 \quad (3.4)$$

onde:

- A_r é o r -ésimo coeficiente da DFT;
- X é a n -ésima amostra da série temporal, que consiste em n amostras;
- $j = \sqrt{-1}$, parte imaginária de um número complexo;
- r índice do DFT.

3.4.1.3 Distorção Harmônica Total (THD - *Total Harmonic Distortion*)

A Distorção Harmônica Total (THD) é razão entre o valor rms da forma de onda (não incluindo a fundamental) expresso em termos dos componentes de Fourier,

dividido pela componente da fundamental, em termos da corrente, conforme mostrado na equação 3.5 (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007):

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (3.5)$$

onde:

- I_n = amostras de corrente expressa em componentes de Fourier;
- n = índice da amostra.

3.4.1.4 Fator de Potência (PF - *Power Factor*)

O Fator de Potência (PF) é uma relação entre potência ativa (P), cuja a unidade de medida é dada em Watts (W) e a potência aparente (S) que é fornecida pela concessionária, cuja a unidade de medida é dada em Volts-Amperes (VA), conforme mostra a equação 3.6 (DUGAN et al., 2004):

$$PF = \frac{P}{S} \quad (3.6)$$

O PF poder ser encontrado ainda, com base na relação entre o fator de distorção (*distortion factor*) e o fator de deslocamento (*displacement factor*), conforme mostra as equações 3.7 e 3.8 (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007):

$$PF = (\text{fator de distorção}) * (\text{fator de deslocamento}) \quad (3.7)$$

$$PF = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} * \cos(\varphi - \Theta) = \frac{\cos(\varphi - \Theta)}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (3.8)$$

onde:

- THD = Distorção harmônica total;
- $(\varphi - \Theta)$ é o ângulo entre o fasor da tensão (V) e o fasor da corrente (I), na frequência fundamental.

3.5 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL(PRODIST)

A ANEEL, dentre suas principais atribuições, elabora os documentos para os procedimentos de distribuição de energia elétrica. Os Procedimentos de Distribuição

de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos regulatórios que normatizam e padronizam as atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018).

O PRODIST é composto de onze módulos, conforme listado abaixo (ANEEL, 2018) :

- **MÓDULO 1** - Introdução.
- **MÓDULO 2** - Planejamento da expansão do sistema de distribuição.
- **MÓDULO 3** - Acesso ao sistema de distribuição.
- **MÓDULO 4** - Procedimentos operativos do sistema de distribuição.
- **MÓDULO 5** - Sistemas de medição.
- **MÓDULO 6** - Informações requeridas e obrigações.
- **MÓDULO 7** - Cálculo de perdas na distribuição.
- **MÓDULO 8** - Qualidade da energia elétrica.
- **MÓDULO 9** - Ressarcimento de danos elétricos.
- **MÓDULO 10** - Sistema de informação geográfica regulatório.
- **MÓDULO 11** - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

Dentre os onze módulos do PRODIST, o Módulo 8 é responsável por definir os procedimentos inerentes a QEE. A QEE é um fator de suma importância para todos os tipos de atividades, sejam estas industriais, comerciais ou de serviços (ANEEL, 2018).

3.5.1 Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica

O objetivo do Módulo 8 é determinar os parâmetros de qualidade e seus limites aceitáveis, tendo em vista que são métricas acompanhadas de forma permanente. Com base nessas métricas são determinados os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações. Essa normativa tem as seguintes abrangências (ANEEL, 2018):

- (a) Consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição.
- (b) Centrais geradoras.

- (c) Distribuidoras.
- (d) Agentes importadores ou exportadores de energia elétrica.
- (e) Transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT).
- (f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O PRODIST estabelece três métricas de qualidade de energia elétrica (ANEEL, 2018):

- **Qualidade do produto:** define os indicadores relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações;
- **Qualidade do serviço:** define os procedimentos referentes aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento;
- **Qualidade do tratamento das reclamações:** define os procedimentos de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial.

Os aspectos de qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- (a) tensão em regime permanente;
- (b) fator de potência;
- (c) harmônicos;
- (d) desequilíbrio de tensão;
- (e) flutuação de tensão;
- (f) variações de tensão de curta duração;
- (g) variação de frequência.

A QEE está relacionada a qualquer desvio que possa ocorrer na forma de onda, estando em regime permanente ou transitório. Os fenômenos da qualidade do produto em regime permanente são: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração, variação de frequência (ANEEL, 2018).

3.6 CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou os conceitos fundamentais da *Smart Grid* e seus possíveis modos de operação e controle multinível. Foram apresentadas as vantagens da utilização da *Smart Grid*, de modo que possibilita uma rede de distribuição com maior eficiência e qualidade da energia elétrica. Este capítulo apresentou também os equipamentos inteligentes *Smart Meter* e *Smart Transformer*. Esses equipamentos são empregados na *Smart Grid*, por ajudar na prevenção, detecção de problemas no sistema e melhorar qualidade da energia elétrica.

Foram apresentados ainda os conceitos sobre grandezas elétricas importantes para o diagnóstico da qualidade de energia no âmbito das microrredes. Também foram apresentadas as definições relacionadas a qualidade da energia elétrica (QEE), e a atenção dada pelas concessionárias de energia elétrica e os usuários finais. O PRODIST é um conjunto de procedimentos utilizados nos cálculos e análises da QEE no Brasil.

Deste modo, será utilizada a normativa PRODIST para avaliação dos testes realizados. Será criado um cenário similar ao real de uma *Smart Grid*, simulando o funcionamento de um gerador com uma carga acoplada, onde será empregado as métricas da qualidade de energia elétrica aplicadas em sistemas reais.

4 TRABALHOS RELACIONADOS

Este capítulo apresenta alguns trabalhos que utilizam a norma IEC 61499, IEC 61850 e *Smart Transformer*. São analisados os trabalhos que utilizam apenas a norma IEC 61499, IEC 61850 e *Smart Transformer* na *Smart Grid* de forma isolada, e trabalhos que utilizam a combinação das normas IEC 61499 e IEC 61850. O interesse nesse tópico justifica-se no fato da criação de blocos de funções, onde são implementadas aplicações que representam as funções dos nós lógicos (LNs), proporcionando interoperabilidade entre dispositivos. Outra importância neste capítulo, é identificar aplicabilidade de um *Smart Transformer* em um sistema *Smart Grid*.

4.1 UTILIZAÇÃO DA NORMA IEC 61499/IEC 61850 E *SMART TRANSFORMER* EM SISTEMAS *SMART GRID*

4.1.1 Controle Distribuído utilizando Agentes

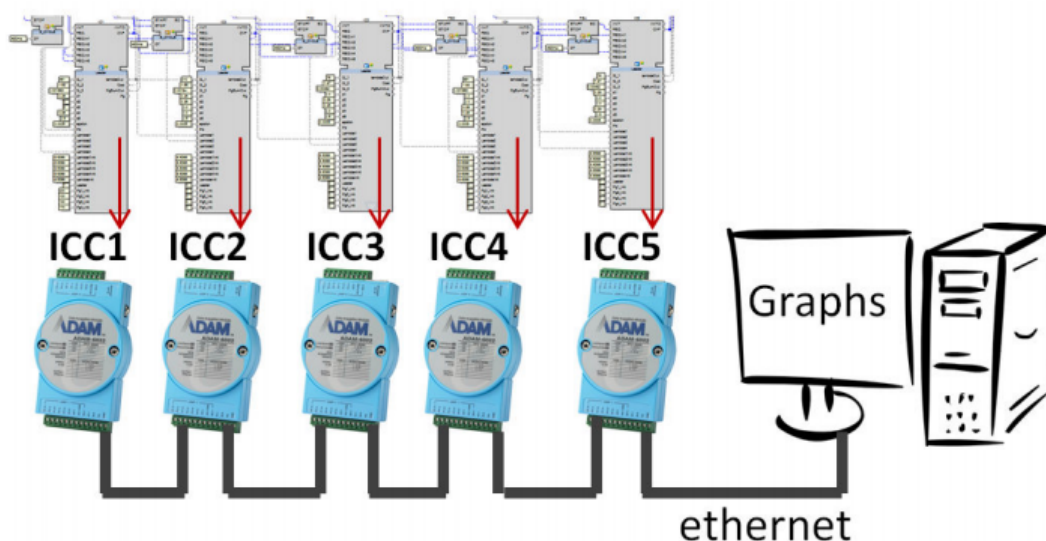
No trabalho publicado por Zhabelova et al. (2013) é proposta uma solução utilizando algoritmos baseados em agentes. Os algoritmos dos agentes são modelados e implementados com base na norma IEC 61499. Para resolver o problema relacionado ao custo do despacho em um ambiente *Smart Grid*, os autores optaram por utilizar soluções baseadas em agentes, pois segundo as referências utilizadas no trabalho, é a solução mais utilizada. Despacho de geração refere-se a energia gerada por uma ou mais usinas do sistema.

Com isso, os autores propõem um algoritmo de consenso de custo incremental, usando a norma IEC 61499. Para validação do algoritmo foram realizadas simulações no Matlab. A arquitetura utilizada na simulação é mostrada na Figura 23, na qual é possível observar os blocos de função, encapsulando o algoritmo de consenso de custo incremental.

A proposta dos autores oferece uma solução distribuída, tendo os vizinhos (agentes) interagindo entre si, ajustando a própria geração de acordo com os dados dos sensores locais. Essa abordagem permite soluções e agentes diretamente executáveis em sistemas *Smart Grid*.

Esse trabalho traz benefícios para implementação de sistemas de controle distribuídos, na *Smart Grid*, utilizando a norma IEC 61499, e assim criando sistemas cada vez mais eficientes (econômica e energeticamente), confiáveis e sustentáveis.

Figura 23 – Simulação utilizando 5 controladores IEC 61499.



Fonte: (ZHABELOVA et al., 2013).

4.1.2 Interoperabilidade na *Smart Grid*

O trabalho de Ustun (2016) aborda a questão de interoperabilidade em sistema de proteção usado em microrredes. As microrredes foram criadas com a responsabilidade de tratar os impactos das gerações distribuídas em uma rede.

A questão de proteção nessas redes se torna um fator primordial, pois a proteção tradicional, utilizando relé, precisa ser aprimorada. Essas proteções exigem comunicação e controle, de modo que conceitos de interoperabilidade, devem ser utilizados.

A Interoperabilidade significa a capacidade de dois ou mais dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) de diferentes fornecedores trocarem informações entre si e usarem essas informações para execução de funções especificadas (USTUN, 2016). Desse modo, o autor propõe a modelagem de um sistema de proteção adaptável, baseada na norma IEC 61850.

O sistema de proteção consiste em rotinas de análise da rede, nas quais são verificadas se novas fontes de geração são acopladas a rede. Para isso a comunicação com relés é necessária. O sistema analisa as operações dos relés espalhados pela rede, e ao detectar algum distúrbio ou falha, atua isolando a fonte de geração.

Para realização dessas rotinas de monitoramento, o sistema precisa conversar com todos os IEDs presentes na rede, ou seja, é essencial a interoperabilidade do sistema. Para isso, nas aplicações foram utilizadas lógicas seguindo a norma IEC 61850.

A principal contribuição desse trabalho refere-se a questão da interoperabili-

dade em sistema *Smart Grid*, tendo em vista que para o controle e monitoramento em sistemas desse tipo, os IEDs precisam conversar entre si.

4.1.3 Arquitetura utilizando as normas IEC 61850 e IEC 61499 para Controle de Recursos de Energia Distribuídos

No trabalho relatado em Zanabria et al. (2015) é apresentada uma plataforma de automação de baixo custo, relacionado a sistemas *Smart Grid*. Essa Plataforma integra Recursos de Energia Distribuídos (DER) de fontes renováveis (sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e sistemas de armazenamento elétrico, dentre outros).

Nessa plataforma é utilizada abordagem de interoperabilidade da norma IEC 61580, fornecendo uma interface padronizada para controle remoto de componentes DER, bem como os modelos de referência da norma IEC 61499, modelos utilizados para automação distribuída.

A arquitetura da plataforma de automação proposta pelos autores pode ser vista na Figura 24. Os componentes do DER podem ser considerados como um tipo de controlador, que interagem entre duas redes de comunicação utilizando diferentes tipos de protocolos de comunicação.

Para validar a plataforma de automação foi utilizado um controlador Raspberry Pi (RASPBERYPi, 2019) e um inversor fotovoltaico. A plataforma de automação atua neste exemplo como um controlador estendendo o controle remoto do inversor fotovoltaico, com as funcionalidades da norma IEC 61850.

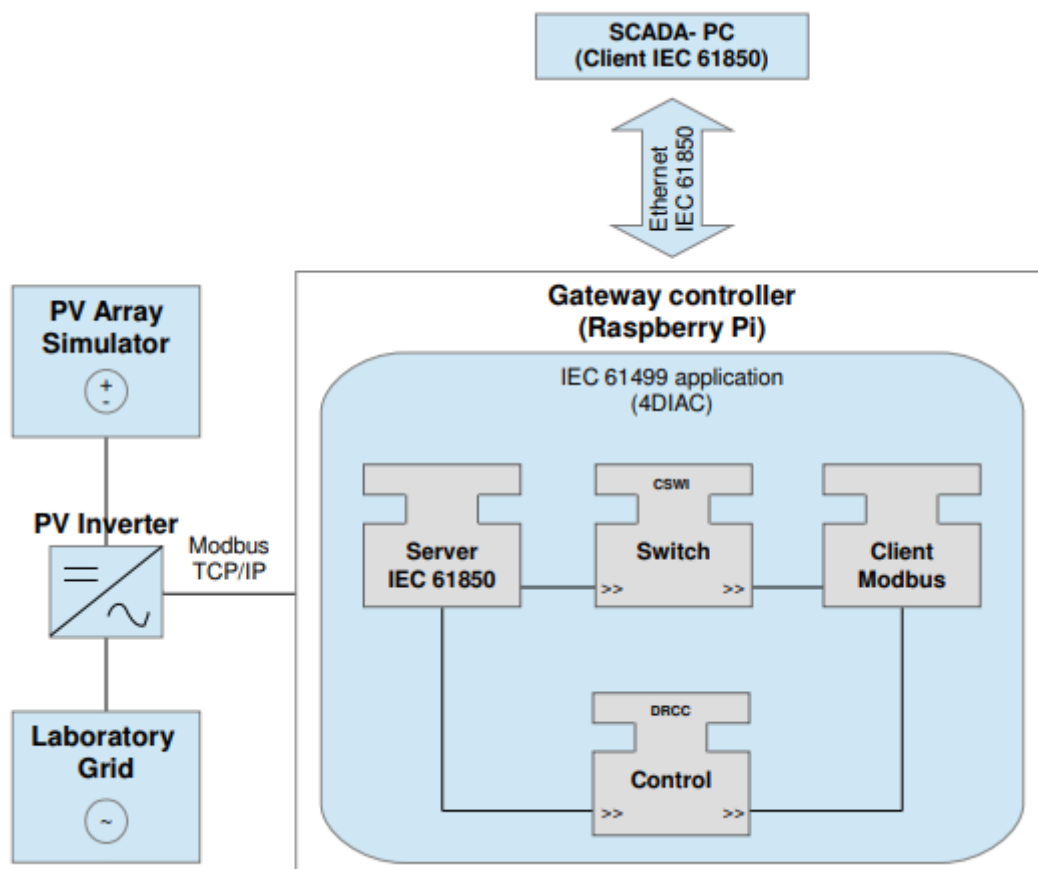
Os pontos fortes desse trabalho foram a utilização da norma IEC 61499 para controle distribuído, e a da IEC 61850, utilizando suas funções e protocolos de comunicação. Essas implementações possibilitam funções e serviços de controle sofisticados, podendo ser utilizados em sistemas *Smart Grid*.

4.1.4 Arquitetura de Controle para Sistemas de Distribuição de Energia

No trabalho de Vlad et al. (2014) é apresentada uma arquitetura de controle para sistemas de distribuição de energia utilizando as normas IEC 61850 e IEC 61499 em conceito de sistemas multiagentes. Os sistemas de distribuição de energia estão se tornando cada vez mais complexos, devido o aumento de unidades de geração e de consumo. O gerenciamento da energia neste cenário se torna complexo, necessitando de uma arquitetura de controle baseada em paradigmas de controles inteligentes e distribuídos.

Nesse contexto, os autores propõem modelos para sistemas de automação de subestação de energia elétrica, baseando-se em blocos de funções IEC 61499 para

Figura 24 – Arquitetura de Simulação.



Fonte: (ZANABRIA et al., 2015).

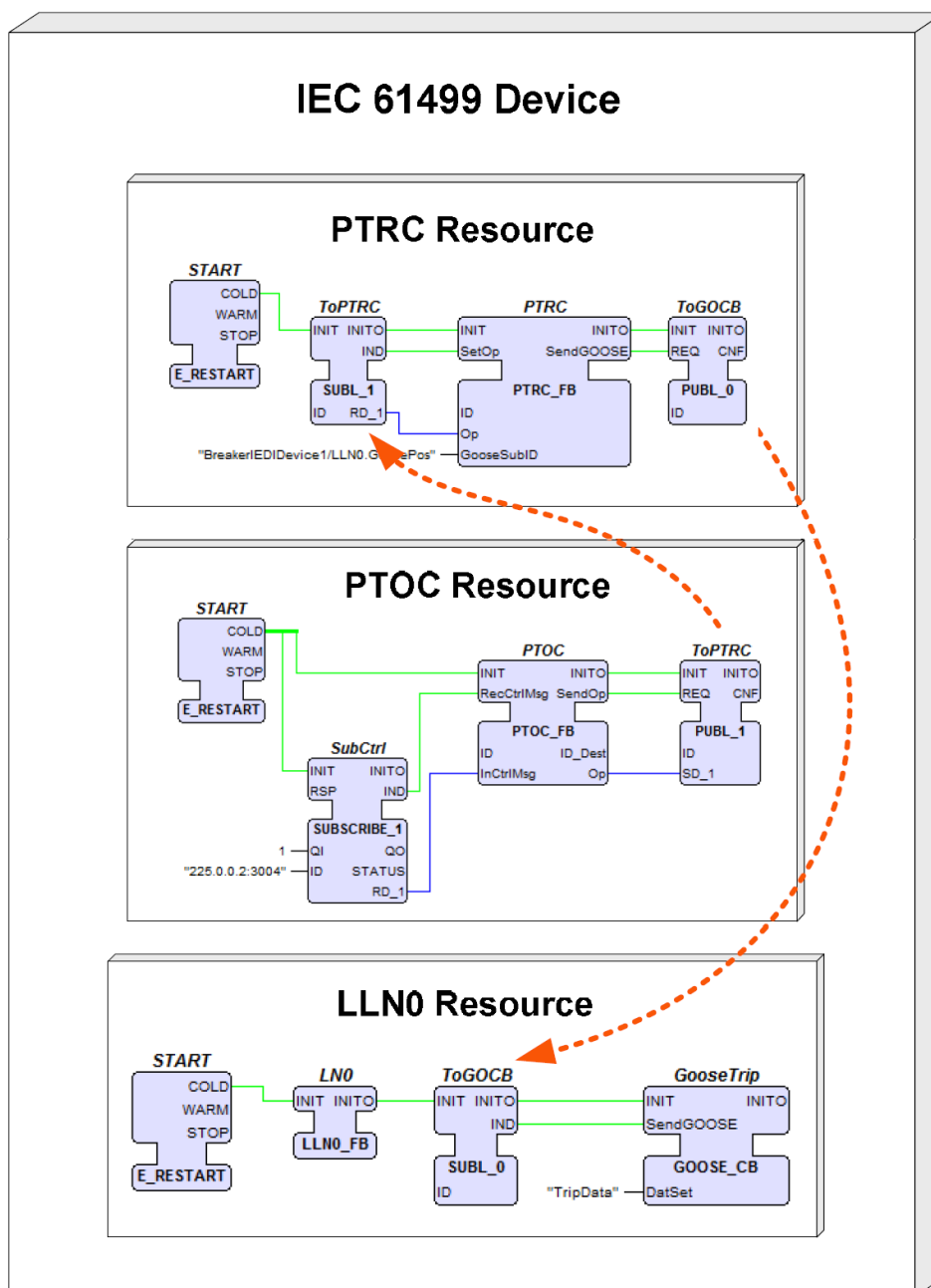
a implementação da lógica de controle e em serviços abstratos da IEC 61850 para comunicação e troca de informações entre os IEDs.

A Figura 25 mostra a implementação de um IED de proteção com três nós lógicos. O nó lógico LLN0 contém as informações do dispositivo, o PTOC têm as lógicas de proteção de sobrecorrente e o PTRC a lógica de condicionamento de envio da proteção. São utilizados também os SIFBs, para troca de mensagem no formato GOOSE.

Os controles das subestações são estruturados de acordo com os conceitos holônicos, mantendo a arquitetura e modelos, conforme especificado na norma IEC 61850. Os hólons são definidos como equipamentos primários (transformador, disjuntor, etc.), que são modelados como LNs e implementados como FBs.

Os hólons são elementos inteligentes, que têm a função de coletar dados para tomadas de decisões dele mesmo, ou para um IED. Eles são ainda responsáveis pela monitoração e controle em sistemas de controle de distribuição de energia.

Figura 25 – Nós lógicos modelados como redes de blocos de funções, mapeados em recursos.



Fonte: (VLAD et al., 2014).

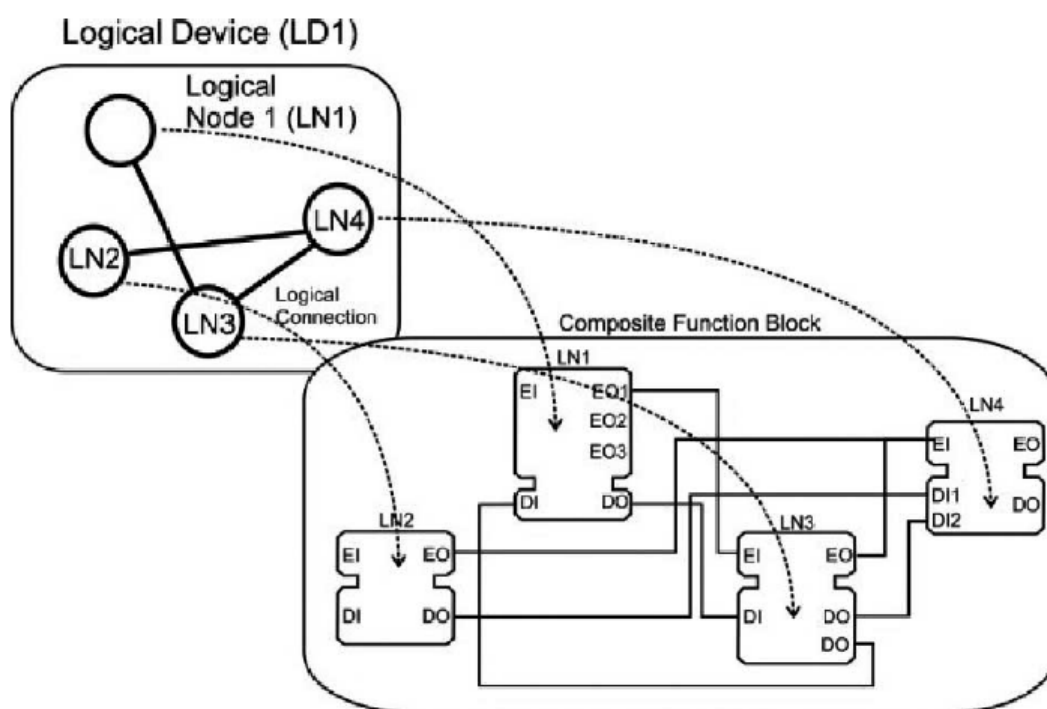
A principal contribuição desse trabalho foi a modelagem dos nós lógicos implementados em blocos de função. Esses FBs podem ser agrupados, e assim representar os IDEs utilizados no controle de subestação, com o objetivo de otimizar a distribuição de energia e reduzir os efeitos de perturbações.

4.1.5 Controles Distribuídos utilizando as Normas IEC 61850 e IEC 61499

Em Higgins et al. (2011) é apresentada uma arquitetura com controles distribuídos. A solução é baseada na modelagem dos objetos da norma IEC 61850, com a especificação do FB da norma IEC 61499. Essa forma de implementação padroniza a captura e troca de informações, proporcionando interoperabilidade e compatibilidade de diferentes produtos de fornecedores utilizados no sistema de energia. Essa integração das normas IEC 61499 e IEC 61850 permite uma arquitetura com a inteligência no nível do dispositivo, viabilizando a automação em sistema *Smart Grid*.

Na Figura 26 é representada a modelagem de dispositivos lógicos utilizando blocos de funções compostos. Cada nó lógico é implementado em um bloco de função, que quando agrupados em um bloco de função composto, criam um dispositivo lógico.

Figura 26 – Modelagem de dispositivos lógicos utilizando blocos de funções compostos



Fonte: (HIGGINS et al., 2011).

Segundo os autores, essa arquitetura da automação para sistemas de distribuição de energia utilizando as Normas IEC 61850 e IEC 61499 possibilita a criação de lógicas de controle inteligentes para subestações. Esse tipo de arquitetura fomenta a discussão sobre sistema de automação flexível e adaptável para distribuição de energia.

Uma contribuição desse trabalho foi a modelagem do dispositivo lógico utilizando bloco de função composto. A utilização em conjunto das normas IEC 61850 e

a IEC 61499 demonstra uma alternativa muito promissora em sistema de geração e distribuição de energia, pois utiliza os principais recursos de cada norma no desenvolvimento do sistema.

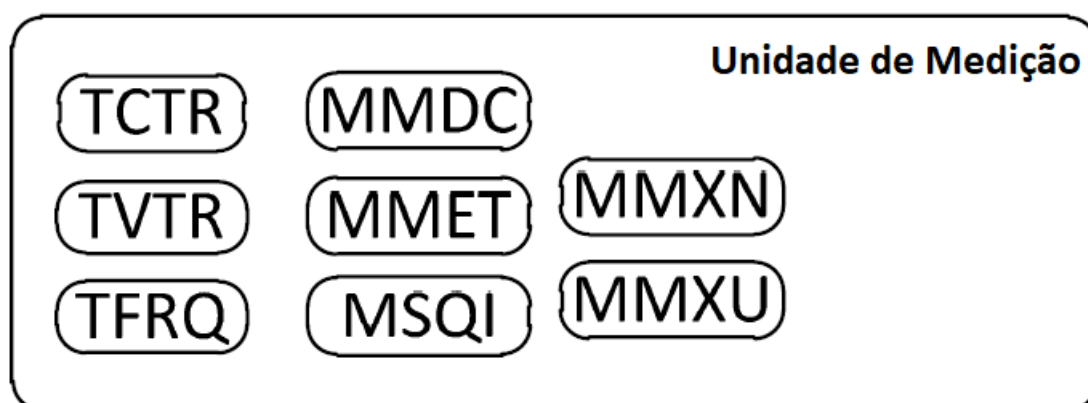
4.1.6 Protótipo de um Medidor Inteligente

Vyatkin et al. (2012) apresentam a implementação de protótipo de um medidor inteligente, utilizando a norma IEC 61499 para programação distribuída e a IEC 61850 para comunicação, voltando atenção para interoperabilidade. O medidor inteligente é um dispositivo lógico, implementado como base nas definições das funções dos nós lógicos, conforme estabelecido na norma IEC 61850.

Um medidor inteligente tem a capacidade de integração total com a *Smart Grid*, permitindo uma análise avançada das grandezas elétricas presentes no sistema.

Os autores propõem um medidor inteligente contendo os lógicos de medição, conforme mostrado na Figura 27. Os nós lógicos MMXU, MMXN, MMDC, MMET, MSQI são responsáveis pela medição e os TCTR, TVTR, TFRQ são os sensores. Em um dispositivo físico real, a adoção dos nós lógicos fica à escolha do fabricante e da capacidade do *hardware*.

Figura 27 – Modelo de *Smart Meter*.



Fonte: Adaptado de (VYATKIN et al., 2012).

Os pontos fortes desse trabalho estão na criação de um dispositivo inteligente utilizando os blocos de função da norma IEC 61499 e com suas funções baseadas na norma IEC 61850. Desse modo, esse medidor inteligente herda as principais características das normas utilizadas, implementando uma infraestrutura avançada de medição com capacidade de *plug and play*(interoperabilidade), reconfigurabilidade e de fácil manutenção.

4.1.7 Controle de Geração de Energia

Em Vandoorn et al. (2011) é apresentado o conceito de *smart transformer* (ST), com a função de controlar a transferência de energia entre a rede e uma microrrede, em um ponto de acoplamento comum. A vantagem de uma microrrede é que ela pode ser distribuída e implementada dentro de uma rede elétrica.

Os autores descrevem o aumento de unidades de geração distribuída utilizando fontes renováveis, e que esse acoplamento em uma rede pode ocasionar algumas instabilidades no sistema. Para reduzir o número de problemas, os autores sugerem o uso de ST, para o controle de energia ativa entre uma microrrede e rede elétrica.

Dentre as funcionalidades do ST, está o controle bidirecional da energia entre a rede e a microrrede. O ST ainda agrega informações da rede para poder assim, determinar a melhor forma de troca de energia das unidades geradora e rede, controlando a geração na microrrede.

Uma das contribuições desse trabalho foi a utilização do conceito do ST, sendo utilizado em uma rede de distribuição para controle da qualidade de energia. Em uma microrrede, a confiabilidade da rede é primordial, e o uso do ST possibilita uma rede elétrica mais inteligente, flexível e confiável.

4.1.8 Amortecimento Ativo Implementado em um *Smart Transformer*

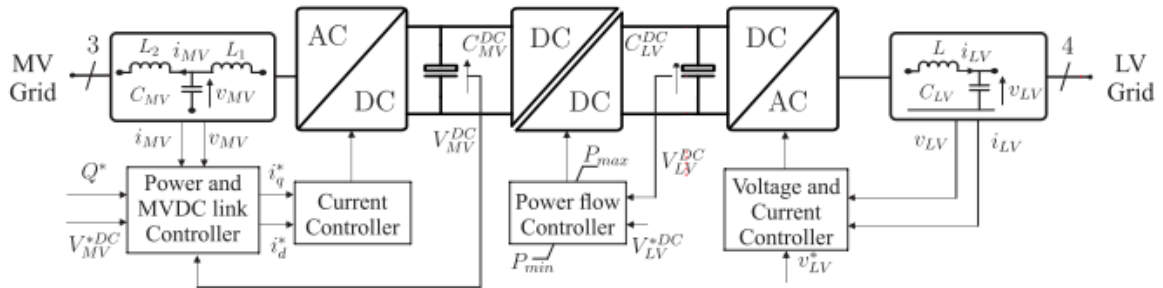
Zou, Buticchi e Liserre (2017) apresentam uma solução utilizando ST em uma rede elétrica contendo inversores. Em uma rede elétrica tradicional, os Recursos de Energia Distribuídos (DER) são considerados como fonte de geração constante de energia. Quando um inversor elétrico é conectado a rede, é necessário utilizar filtro de saída e um controlador de potência para manter a estabilidade na rede.

Como solução para esses problemas, os autores apresentam métodos de amortecimento ativo implementados em um ST. Esses métodos alteram a impedância da rede, e assim mitigam os problemas de ressonância e instabilidade na rede elétrica.

O ST proposto pelos os autores consiste em um transformador de estado sólido de três estágios, conforme mostrado na Figura 28. Esse transformador se adapta as redes de média tensão (MV - *Medium Voltage*) e baixa tensão (LV - *Low Voltage*), fornecendo serviços às concessionárias e clientes.

Uma das contribuições desse trabalho foi a utilização do conceito de *Smart Transformer* trabalhando independentemente para regular constantemente a tensão na rede, e assim, fornecer energia elétrica com maior qualidade. Por meio das lógicas de controle de tensão, um ST consegue fornecer a quantidade exata de energia

Figura 28 – ST de três estágios.



Fonte: (ZOU; BUTICCHI; LISERRE, 2017).

elétrica necessária para a carga e responde instantaneamente às flutuações na rede elétrica.

4.2 CONSIDERAÇÕES

Os trabalhos relacionados apresentam o potencial da *Smart Grid* e preocupação em manter a eficiência e qualidade da energia na rede. Foram apresentadas as normas IEC 61499 e IEC 61850 sendo utilizadas como referência para as implementações de dispositivos inteligentes utilizados em sistemas de monitoramento e controle na *Smart Grid*.

Com a implementação dos IEDs, é possível desenvolver lógicas de proteção e controle mais eficientes. Podem ser implementados ainda nos IEDs nós lógicos de verificação de qualidade de energia elétrica e de sensoriamento de transformadores e subestações, e assim agregando mais disponibilidade e confiabilidade à *Smart Grid*.

Os IEDs possuem ainda capacidade de trocar informações entre si, independente do fabricante, pois a norma IEC 61850 padroniza a semântica e sintaxe das mensagens, garantindo o padrão de interoperabilidade. A estratégia apresentada é a modelagem dos nós lógicos em blocos de função, respeitando as semântica dos nós lógicos, conforme estabelecido na norma IEC 61499.

Foi apresentado ainda o potencial do *Smart Transformer*, atuando diretamente na rede, com a finalidade manter a qualidade e estabilidade da energia elétrica na rede. Todavia poucas informações foram encontradas sobre a implementação da inteligência do ST.

Os trabalhos relacionados apresentados neste capítulo estão no mesmo foco desta dissertação, demonstrando a relevância do tema. No capítulo a seguir, todas as etapas de implementação deste trabalho são apresentadas.

5 ARQUITETURA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDA NA *SMART GRID*

Com base em todo o conteúdo apresentado até o momento neste trabalho, este capítulo apresenta uma Arquitetura de Automação Distribuída baseada na IEC 61499 e IEC 61850 no âmbito da *Smart Grid*. Dentre os principais assuntos discutidos, estão a implementação dos modelos de fontes de geração distribuídas, de cargas, e do transformador inteligente.

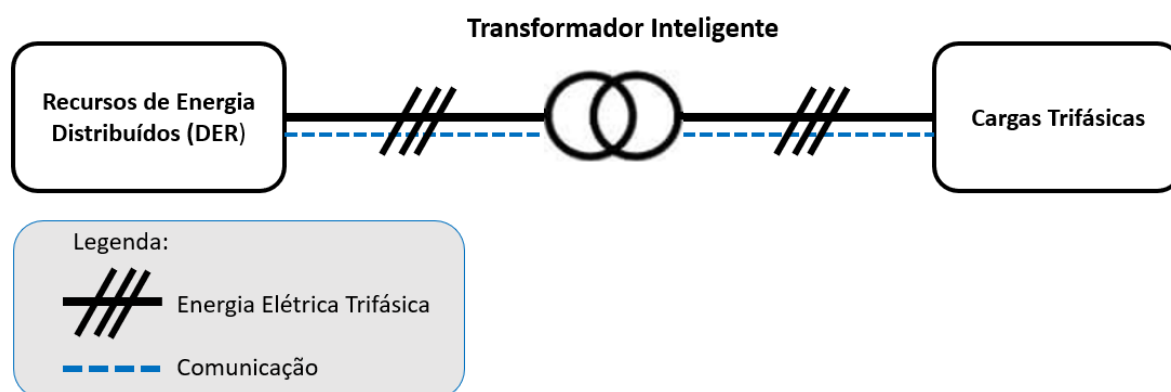
Essa arquitetura recorre ao uso de transformador inteligente, como sendo *Core* (núcleo inteligente) da *Smart Grid*, controlando todas as atividades vitais do sistema. A capacidade do transformador recorre ao uso dos nós lógicos, baseado na norma IEC 61850, e aos modelos da norma IEC 61499 utilizados como referência para automação e controle distribuída. Deste modo, mostra-se todo o potencial da combinação destas normas na *Smart Grid*.

5.1 ARQUITETURA DA *SMART GRID*

A arquitetura da *Smart Grid* proposta neste trabalho é composta de Recursos Energéticos Distribuídos, com tecnologias de geração de energia elétrica, localizados dentro dos limites de área de uma determinada concessionária de distribuição, junto a unidades consumidoras. Esse tipo de arquitetura tem como principal vantagem a eficiência energética, com respostas rápidas baseadas na demanda.

A arquitetura proposta é composta por 3 partes: Recursos de Energia Distribuídos (DER), Transformador Inteligente e Cargas Trifásicas, conforme mostrada na Figura 29.

Figura 29 – Arquitetura da *Smart Grid*.



Fonte: Próprio autor.

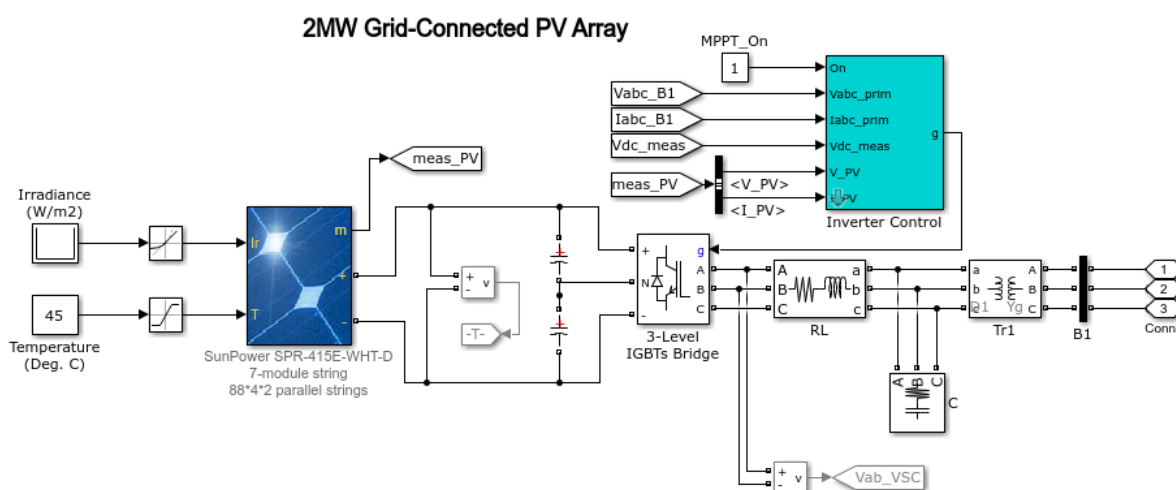
5.1.1 Recursos de Energia Distribuídos (DER)

Nesta arquitetura foram utilizadas as fontes renováveis, como a força do vento, energia do sol, e a força das águas e térmicas representados por um bloco de fonte trifásica, sendo usadas para a geração da energia elétrica. Para modelagem dos DER, foram utilizados o MATLAB R2017b e Simulink.

5.1.1.1 Geração Solar

Uma célula fotovoltaica funciona como uma fonte de corrente dependente da radiação solar e temperatura. Na Figura 30, é vista a geração fotovoltaica implementada utilizando o bloco PV Array do Simulink. Essa fonte fotovoltaica é constituída de cadeias de módulos fotovoltaicos conectados em paralelo. Já os módulos são constituídos por *strings* conectados em série.

Figura 30 – Sistema Fotovoltaico de 2MW pico.



Fonte: Próprio autor.

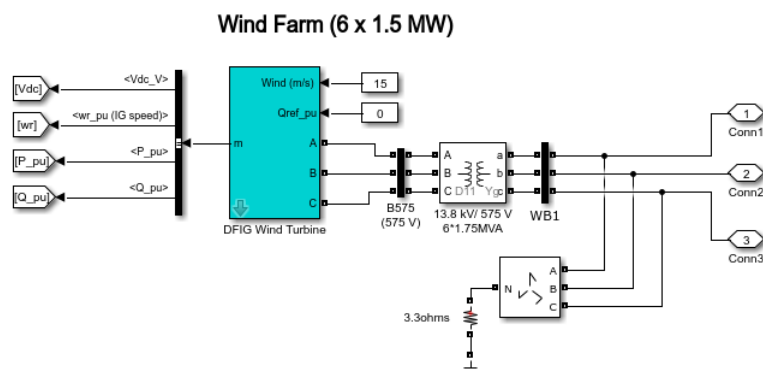
A geração fotovoltaica produz energia elétrica proporcional a três fatores: a quantidade de painéis solares (*Strings*) instalados, ou seja, relacionado ao tamanho da área coberta; a eficiência dos painéis solares e a irradiância solar. O conjunto de *Strings* é constituído de 704 módulos de *Strings*, conectados em paralelo, gerando uma potência 2MW de pico, conectados à rede de distribuição em 13,8kV, e com frequência de 60Hz.

5.1.1.2 Geração Eólica

A geração eólica gera energia elétrica de acordo com a velocidade do vento. Na Figura 31 é apresentado o modelo de turbina eólica implementada utilizando o bloco de gerador de indução de alimentação dupla (DFIG). O parque é formado por

6 turbinas eólicas de 1,5 MW conectadas à rede de distribuição em 13,8kV, e com frequência de 60Hz, resultando uma potência de geração de 9MW, quando o vento atingir seu valor nominal de 11m/s.

Figura 31 – Geração Eólica de 9MW.



Fonte: Próprio autor.

5.1.1.3 Geração Principal

A geração principal é composta por um bloco de fonte trifásica que implementa uma fonte de tensão conectadas em ligação Y, com acesso ao neutro. Sua tensão de saída é 13,8kV e com frequência de 60Hz, gerando uma potência de 10MW. Essa geração foi considerada como fonte de alimentação planejada (hidroelétrica, termoeletrica).

5.1.2 Cargas Trifásicas

As cargas são compostas por blocos de carga RLC trifásica em série. Esse bloco implementa uma carga balanceada trifásica como uma combinação em série de elementos resistivos, indutivos e capacitivos, com fator de potência 0,96. Para utilizar o bloco, basta configurar os parâmetros de tensão, frequência e potências ativa e reativa que serão absorvidas pelas cargas.

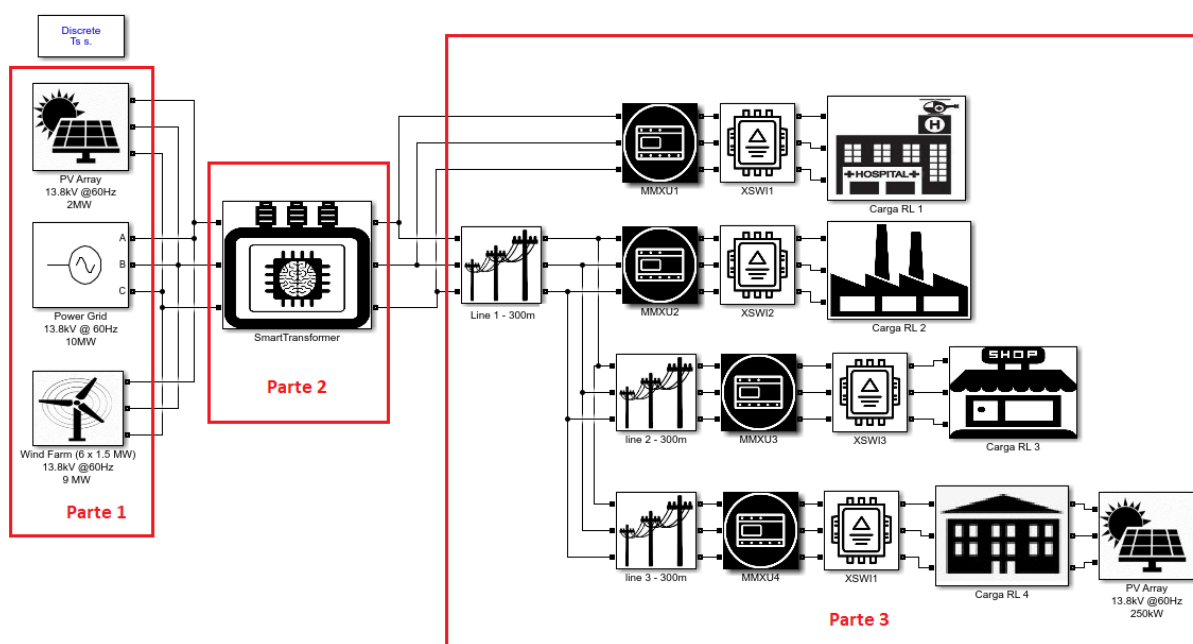
Esse tipo de configuração foi feita para todas as cargas (industrial, hospitalar, comercial e residencial), seguindo a ordem de prioridade do mais alto (hospital), para o mais baixo (residências). Na carga residencial foi conectada também uma geração fotovoltaica de 250kW, simulando uma geração local.

5.1.3 Modelagem da Arquitetura *Smart Grid* no Simulink

A arquitetura proposta foi modelada, conforme mostrada na Figura 32. A parte 1, refere-se a geração de energia (geração principal, geração fotovoltaica e geração

eólica). A parte 2 refere-se a distribuição onde se localiza o *Smart Transformer*, que recebe a energia elétrica da rede em 13,8kV e abaixa para 380V para ser distribuída para as cargas. E a parte 3 refere-se as cargas, simulando hospital, indústria, comércios e residências com geração solar.

Figura 32 – Modelagem da Arquitetura *Smart Grid* no Simulink.



Fonte: Próprio autor.

A arquitetura da *Smart Grid* foi modelada no MATLAB/Simulink (MATHWORKS, 2019) utilizando a biblioteca *Simscape Power Systems*, que fornece blocos, componentes e ferramentas de análise de sistemas de energia elétrica. A escolha da ferramenta MATLAB/Simulink se deve ao fato de ser uma ferramenta já consolidada, proporcionando uma proximidade com o sistema real.

A arquitetura proposta possui características de redes em malha (*mesh*) (TANENBAUM; STEEN, 2007), na qual os ramos de diferentes fontes de geração se conectam através da rede garantindo o fornecimento contínuo, caso uma fonte desconecte. Porém, também possui características de modelo P2P (COULOURIS; DOLIMORE; KINDBERG, 2011), pois algumas unidades consumidoras podem gerar sua própria energia elétrica e fornecer para rede seu excedente, além de consumir da rede quando precisar. Esse tipo de arquitetura permite mudanças no modelo energético, onde novos recursos energéticos podem ser adicionados na rede, cargas e gerações podem ser espalhadas pela rede. Com isso o fluxo de energia pode ser multidirecional, ou seja, a energia flui pela rede em diversas direções.

Esses blocos serão desenvolvidos com base também na norma IEC 61850-7-4 (IEC 61850-7-4, 2010), dando capacidade ao *Smart Transformer* de calcular algumas grandezas elétricas, utilizando apenas amostras de tensão e corrente. Com base nessas grandezas é possível realizar a análise da qualidade da energia elétrica.

5.1.4.1.1 Nós Lógicos

Na norma IEC 61850 as funções de controle, supervisão e proteção estão separadas em subfunções e são descritas com um grupo de dados e serviços associados em classes, formando um Nó Lógico. Os nós lógicos se comunicam entre si, através de conexões lógicas, e disponibilizam suas informações aos dispositivos lógicos, onde estão inseridos (IEC 61850-7-4, 2010).

Os dispositivos lógicos, quando implementados em um *hardware*, criam um IED. Nesse sentido, ao se implementar os nós lógicos em um transformador de estado sólido, este se torna um transformador inteligente. Isto garante ao *Smart Transformer* capacidade de se comunicar com outros IEDs de diferentes fabricantes, característica essencial para equipamentos utilizados em sistema *Smart Grid*.

A norma IEC IEC61850-7-4 (IEC 61850-7-4, 2010) especifica as classes dos nós lógicos e seus objetos de dados (grandezas) que deverão ser implementadas. A norma IEC IEC61850-7-4 rotula os objetos de dados em: opcional, mandatórios (obrigatórios) e condicional. Quando os objetos de dados são rotulados como opcional, fica a critério do fabricante ou capacidade do *hardware* a escolha de sua implementação (IEC 61850-7-4, 2010).

Os nós lógicos que são implementados no *Smart Transformer* são os de medição (MMXU - *Measurement*) e o de medição de harmônicas (MHAI - *Harmonics or interharmonics*). No nó lógico MMXU, optou-se em implementar os objetos de dados "TotW", "TotVar", "TotVA" e "TotPF", que se refere respectivamente a potência ativa total, potência reativa total, potência aparente total e fator de potência total, conforme mostrado na Figura 34. Nesse nó lógico todos os objetos de dados também são rotulados como opcionais.

Sendo assim, optou-se em escolher apenas os objetos de dados "TotW", "TotVar", "TotVA" e "TotPF", por serem grandezas necessárias para medição da energia elétrica consumida na rede. Com a medição dessas grandezas, é possível identificar os tipos de cargas (resistiva, indutiva ou capacitiva) que estão conectadas na rede. Esse bloco serve também para medição da qualidade de energia da rede. Para realizar os cálculos das grandezas elétricas mencionadas, os nós lógicos precisam ser alimentados com amostras de tensão e corrente da rede.

Figura 34 – Nó lógico MMXU.

MMXU class			
Data object name	Common data class	Explanation	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.	
Data objects			
<i>Measured and metered values</i>			
TotW	MV	Total active power (total <i>P</i>)	O
TotVAr	MV	Total reactive power (total <i>Q</i>)	O
TotVA	MV	Total apparent power (total <i>S</i>)	O
TotPF	MV	Average power factor (total <i>PF</i>)	O
Hz	MV	Frequency	O
PPV	DEL	Phase to phase voltages (<i>VL1</i> , <i>VL2</i> , ...)	O
PNV	WYE	Phase to neutral voltage	O
PhV	WYE	Phase to ground voltages (<i>VL1ER</i> , ...)	O

Fonte: Adaptado da (IEC 61850-7-4, 2010).

Já no nó lógico MHA foi implementado apenas o objeto de dados "ThdA", que se refere ao cálculo da THD, com base nas amostra da corrente, conforme mostrado na Figura 35. Nesse nó lógico todos os objetos de dados são rotulados como opcionais, sendo assim optou-se em escolher apenas o objeto de dados "ThdA", por ser uma grandeza necessária para medição da qualidade da energia da rede. Para realizar o cálculo da *THD*, o nó lógico precisa ser alimentado com amostras da corrente da rede.

Esses nós lógicos implementados servem para fins operacionais, como supervisão do fluxo de energia e gerenciamento da *Smart Grid*. Com base nessas informações o *Smart Transformer*, poderá atuar (desligar cargas, aplicar filtros de linha, etc.) para manter a rede estável e com qualidade da energia elétrica sendo processada através dele.

5.1.4.1.2 Blocos de Função

Para a implementação dos nós lógicos nos blocos de função, é necessário o uso de uma ferramenta aderente a norma IEC 61499. Dentre as ferramentas analisadas optou-se pelo 4DIAC, por ser uma ferramenta que fornece uma base comum para desenvolvimento de aplicações industriais e de pesquisa. O 4DIAC ainda fornece o FORTE que é um ambiente de execução, que pode ser utilizando em diferentes plataformas para controle embarcado (4DIAC, 2019).

O FORTE, por ser *open-source*, possibilita a criação de novos blocos de função, e tem suporte a vários protocolos de comunicação como TCP/IP, UDP/IP, Mod-

Figura 35 – Nó lógico MHAI.

MHAI class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Measured and metered values</i>				
Hz	MV	Basic frequency		C
HA	HWYE	Sequence of harmonics or interharmonics current		O
HPhV	HWYE	Sequence of harmonics or interharmonics phase to ground voltages		O
HPPV	HDEL	Sequence of harmonics or interharmonics phase to phase voltages		O
HW	HWYE	Sequence of harmonics or interharmonics active power		O
HVAr	HWYE	Sequence of harmonics or interharmonics reactive power		O
HVA	HWYE	Sequence of harmonics or interharmonics apparent power		O
HRmsA	WYE	Current RMS harmonic or interharmonics (un-normalized total harmonic distortion, Thd)		O
HRmsPhV	WYE	Voltage RMS harmonic or interharmonics (un-normalized Thd) for phase to ground		O
HRmsPPV	DEL	Voltage RMS harmonic or interharmonics (un-normalized Thd) for phase to phase		O
HTuW	WYE	Total phase harmonic or interharmonics active power (no fundamental) unsigned sum		O
HTsW	WYE	Total phase harmonic or interharmonic active power (no fundamental) signed sum		O
HATm	WYE	Current time product		O
HKf	WYE	K factor		O
HTdf	WYE	Transformer derating factor		O
ThdA	WYE	Current total harmonic or interharmonic distortion (different methods)		O
ThdOddA	WYE	Current total harmonic or interharmonic distortion (different methods – odd components)		O
ThdEvna	WYE	Current total harmonic or interharmonic distortion (different methods – even components)		O

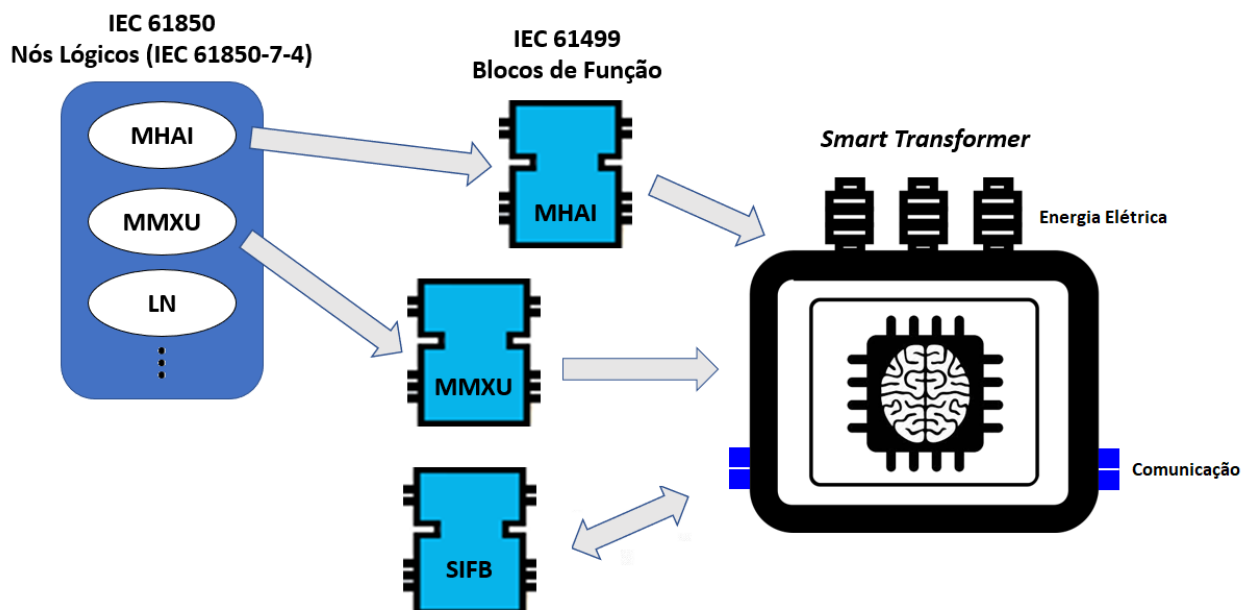
Fonte: Adaptado da (IEC 61850-7-4, 2010).

bus/TCP, OPC-DA/OPC-UA, MQTT e POWERLINK. Porém, não existe ainda suporte para os protocolos de comunicação de energia aderente a norma IEC 61850, precisando ser desenvolvido. Para que o FORTE reconheça os novos blocos e alguns protocolos de comunicação, seu código fonte precisa ser compilado, habilitando os novos blocos de função e os protocolos, adicionando às suas respectivas bibliotecas (4DIAC, 2019).

Com base nos trabalhos de Vlad et al. (2014), Higgins et al. (2011) e Vyatkin et al. (2012), verificou-se o encapsulamento do nó lógico em bloco de função. Nesse contexto foram implementados os nós lógicos MMXU e MHAI, encapsulados em blocos de função, conforme mostrado na Figura 36.

Na implementação dos blocos de função, as características do nó lógico de-

Figura 36 – Encapsulamento dos blocos de função no *Smart Transformer*.



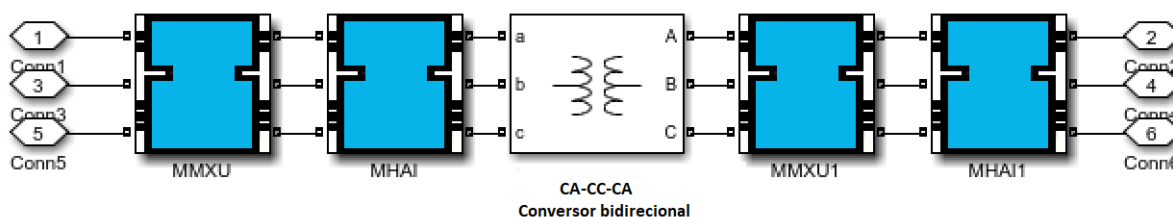
Fonte: Próprio autor.

vem ser respeitadas de acordo com sua estrutura e semântica definida na IEC 61850-7-4 (2010). Essa característica é importante para ter interoperabilidade entre equipamentos de supervisão, controle e proteção (IEC 61850-7-4, 2010).

Como visto na Figura 36, junto com os blocos de medição, é encapsulado no *Smart Transformer* o bloco SIFB, com a função de fornecer interface de comunicação do *Smart Transformer* com o ambiente. Utilizando o bloco SIFB do tipo *client*, o transformador recebe as amostras de tensão e corrente dos sensores.

A concepção do *Smart Transformer* ficou então dividida em duas partes. Uma contendo o *hardware* e a outra contendo o *software* como blocos de função, conforme mostrado na Figura 37.

Figura 37 – *Smart Transformer* no Simulink.



Fonte: Próprio autor.

Essa característica na construção do *Smart Transformer* possibilita a comu-

nicação com outros IEDs na *Smart Grid*, tendo como atributo a interoperabilidade. E com a utilização dos blocos de função possibilita o controle distribuído, atuando diretamente na estrutura de monitoramento e controle da *Smart Grid*.

5.2 DETALHES DA IMPLEMENTAÇÃO

Na concepção inicial do projeto, optou-se por utilizar as fontes de geração de energia elétrica simuladas no Simulink conforme mostradas na Figura 32. Porém ao iniciar os testes dos nós lógicos implementados nos blocos de função do 4DIAC, verificou-se que as interrupções que o Matlab realizava no Simulink, para coleta de amostra de tensão e corrente, eram inviáveis.

As interrupções realizadas pelo Matlab são na casa de milissegundos e a geração do sinal elétrico no Simulink em microssegundos, invalidando as amostras das variáveis de tensão e corrente, necessárias para realização dos cálculos da qualidade da energia elétrica, essas amostras precisam estar dentro do mesmo período de tempo, para que seja possível realizar esses cálculos.

Uma alternativa para validação dos blocos de função, foi a implementação de um gerador de sinais, conforme a Figura 38, gerando dois tipos de sinais, um senoidal simulando a tensão e um outro sinal quadrado simulando a corrente. Como recurso de *hardware* para o desenvolvimento do gerador de sinais, utilizou-se um Esp32, que é um microcontrolador criado pela Espressif (ESPRESSIF, 2019).

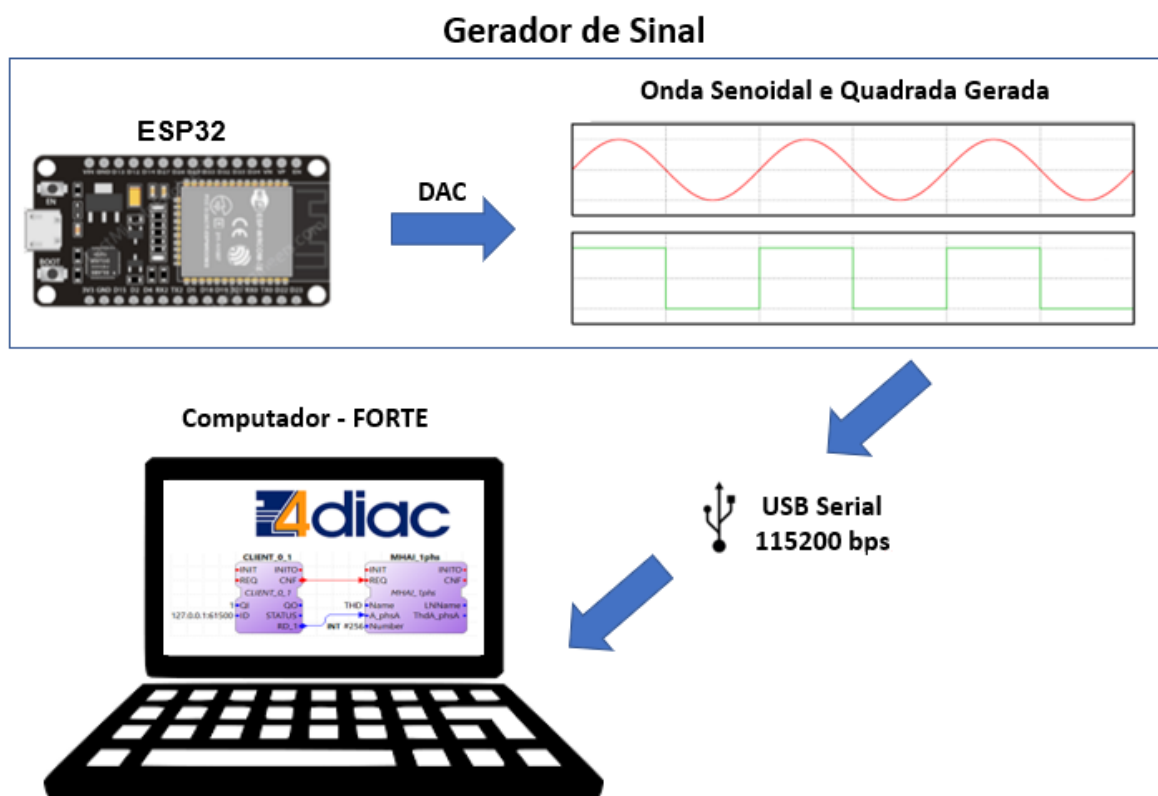
Esses sinais são gerados pelo ESP32, que em seguida são lidos por uma interface serial/*Socket* TCP, implementada na linguagem de programação Python, versão 2.7 (PYTHON, 2019). Essa interface faz a leitura via serial do Esp32, e em seguida cria uma conexão *Socket* TCP com os blocos SIFB, que por sua vez são conectados aos blocos MMXU e MHAI, para a medição de qualidade de energia elétrica.

5.2.1 Gerador de Sinais

Conforme comentado anteriormente, o gerador de sinais foi desenvolvido devido a necessidade de simular os sinais de um conjunto de sensores (tensão e corrente) de energia elétrica. Com o gerador de sinais é possível configurar valores de frequência e amplitude, variando de acordo com as necessidades. Isso faz que seja possível gerar ondas senoidal, quadrada, ou até mesmo ondas mais complexas, com ruídos e até reproduzir formas de onda geradas através de expressões matemáticas.

O microcontrolador Esp32, utilizado para este desenvolvimento, utiliza um microprocessador Xtensa® Dual-Core de 32-bit LX6, com *clock* podendo variar na faixa de 10, 13, 20, 26, 40, 80, 160 e 240 MHz (ESPRESSIF, 2019). Foi implementado na linguagem de programação C utilizando a Arduino IDE (ARDUINO, 2019).

Figura 38 – Leitura dos sinais pelo blocos funções executados no FORTE.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 39, é possível verificar toda as interfaces para periféricos do Esp32. Para o gerador de sinais foi utilizado o conversor digital-analógico (DAC - *Digital-to-Analog Converter*) com 8 bits de resolução (ESPRESSIF, 2019).

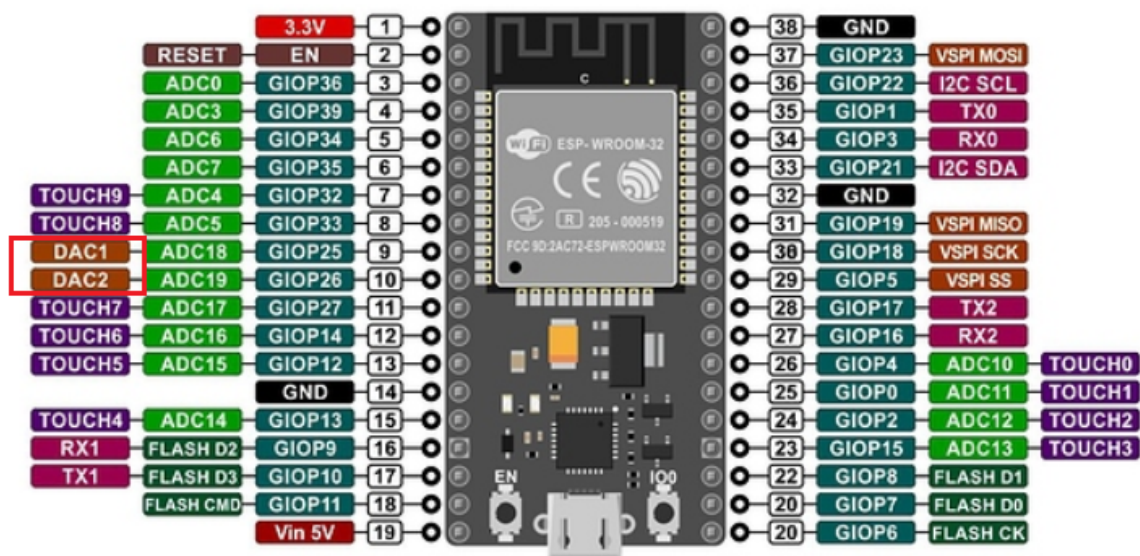
O DAC tem 8 bits, resultando em 256 (2^8) níveis diferentes de saída, que será atualizado n vezes por segundo, de acordo com a sua configuração. O intervalo de atualização é proporcional a quantidade de amostras por ciclo.

Nas Figuras 40 e 41 é possível visualizar as configurações do gerador de sinais e o método responsável pela geração dos sinais, no qual é configurada a frequência dos sinais gerados, o número de amostras e a precisão do DAC. Com os valores configurados é calculado o intervalo de atualização que é dado em microssegundos.

Os sinais gerados pelo método "waveCalculate()" (Figura 41) são onda senoidal e onda quadrada. Como o gerador de sinais utiliza a própria referência de tensão do Esp32, ou seja, a tensão de alimentação positiva, o sinal gerado pelo DAC será apenas positivo.

Para gerar sinais com a frequência na faixa do 60Hz, conforme configurada, utilizou-se a função "Timer" do Esp32. O chip do Esp32 tem dois grupos de tem-

Figura 39 – Microcontrolador Esp32.



Fonte: (ESPRESSIF, 2019).

Figura 40 – Configuração do gerador de sinais.

GeneratorWaveSerialServer | Arduino 1.8.9
Arquivo Editar Sketch Ferramentas Ajuda

```

GeneratorWaveSerialServer $
1 #include <timer.h>
2
3 const PROGMEM float freq = 60; //frequency
4 const PROGMEM uint16_t numberSize = 256; //size sample da amostra 32 / 64 / 128 / 256
5 const PROGMEM uint16_t numberBitsDAC = 255; //Max DAC ESP32 8bits => (2^8) - 1 = 255
6 const PROGMEM uint16_t sampleInterval = (1 / freq) * 1000000; // 1 seconds//1000; //ms
7 const PROGMEM uint16_t d = sampleInterval / numberSize; //delay
8

```

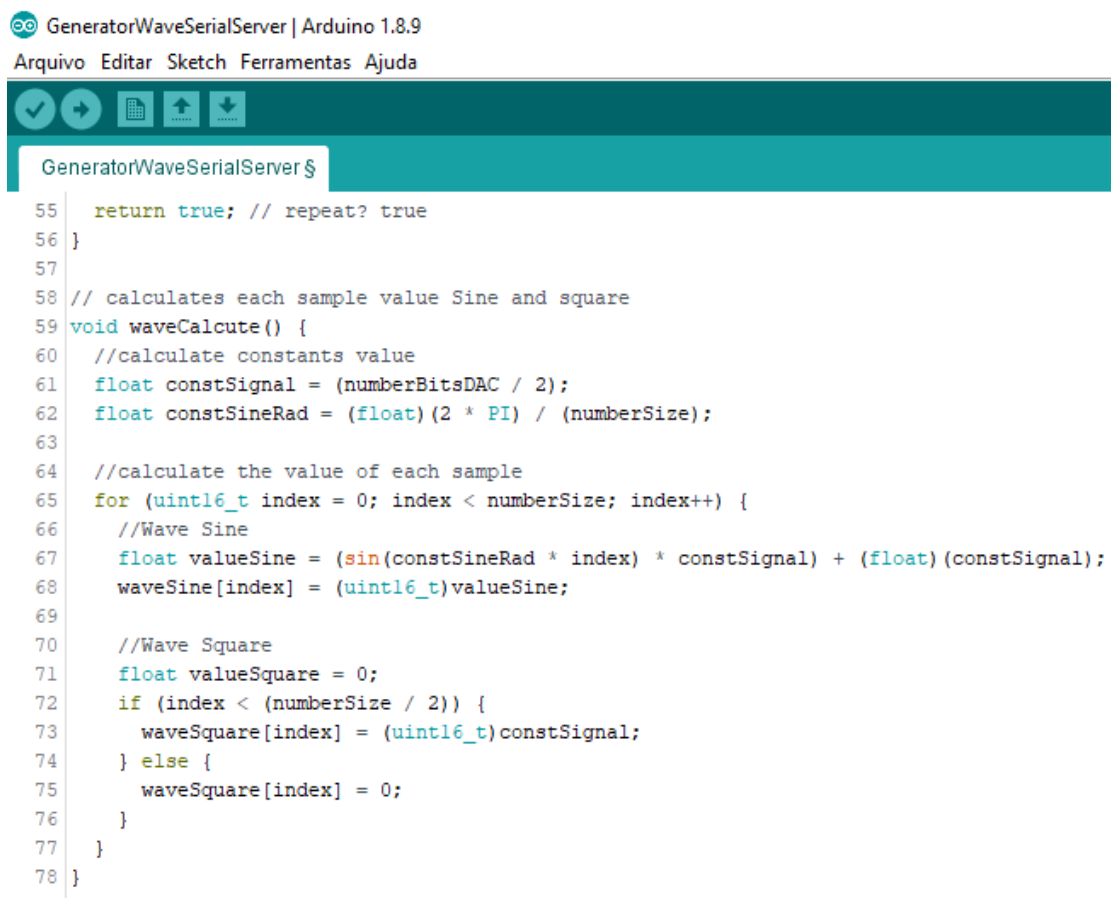
Fonte: Próprio autor.

porizadores de hardware genéricos de 64 bits baseados em *prescalers* de 16 bits e contadores *up/down* de 64 bits (ESPRESSIF, 2019).

Na Figura 42 é possível verificar os sinais de onda senoidal e quadrada gerados pelo DAC do Esp32, com frequência próxima de 60Hz. A onda senoidal gerada corresponde a tensão elétrica e o sinal de onda quadrada corresponde a corrente elétrica, e assim simulando uma carga conectada ao gerador.

A forma de onda quadrada da corrente foi escolhida, pois esse formato de onda representa uma corrente elétrica com um elevado conteúdo harmônico, possibilitando que situações reais de instalações elétricas com problema de qualidade da

Figura 41 – Método responsável pela geração dos sinais.



```

GeneratorWaveSerialServer | Arduino 1.8.9
Arquivo Editar Sketch Ferramentas Ajuda

GeneratorWaveSerialServer $
55     return true; // repeat? true
56 }
57
58 // calculates each sample value Sine and square
59 void waveCalcute() {
60     //calculate constants value
61     float constSignal = (numberBitsDAC / 2);
62     float constSineRad = (float)(2 * PI) / (numberSize);
63
64     //calculate the value of each sample
65     for (uint16_t index = 0; index < numberSize; index++) {
66         //Wave Sine
67         float valueSine = (sin(constSineRad * index) * constSignal) + (float)(constSignal);
68         waveSine[index] = (uint16_t)valueSine;
69
70         //Wave Square
71         float valueSquare = 0;
72         if (index < (numberSize / 2)) {
73             waveSquare[index] = (uint16_t)constSignal;
74         } else {
75             waveSquare[index] = 0;
76         }
77     }
78 }

```

Fonte: Próprio autor.

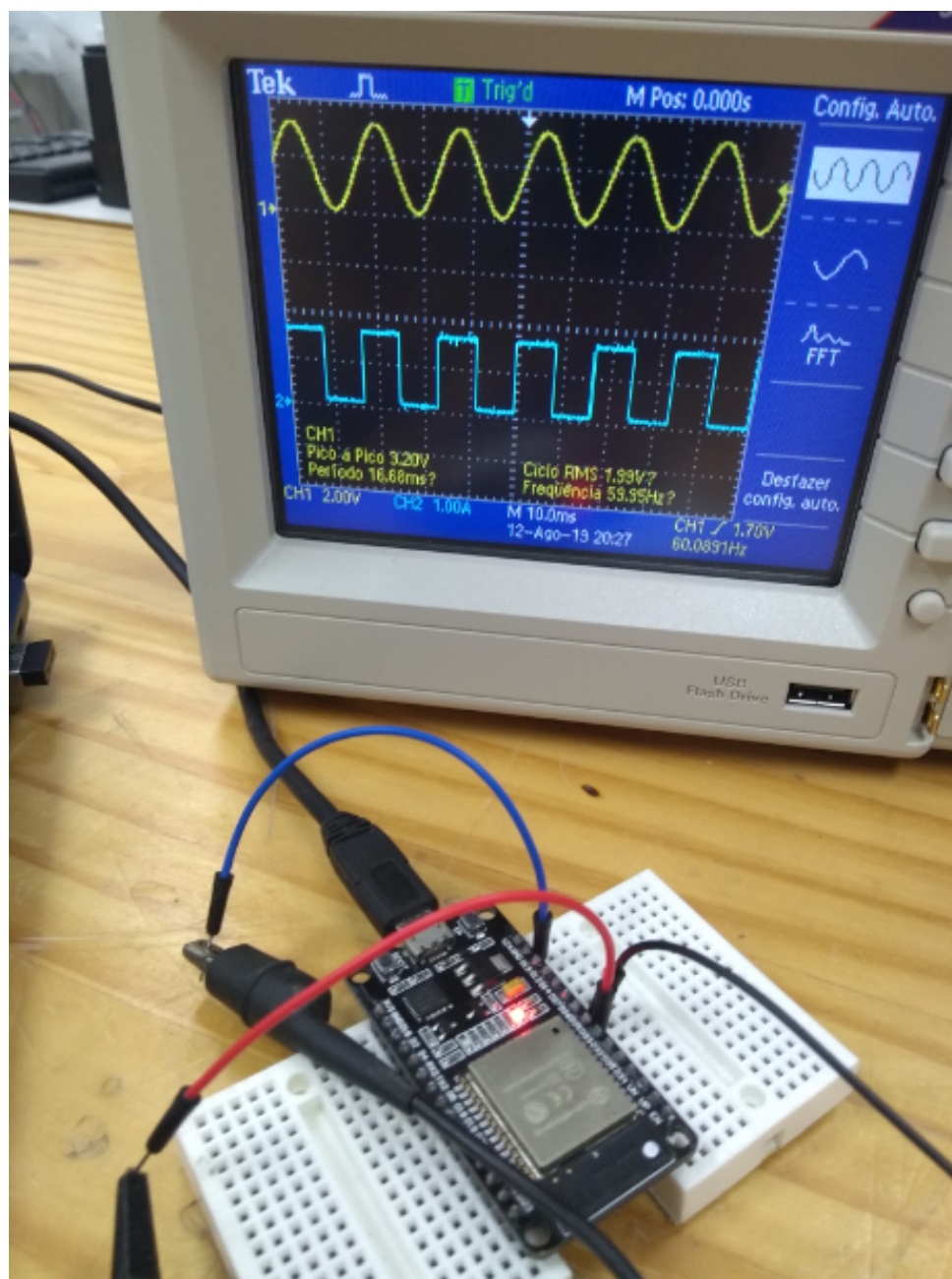
energia (destacando às relacionadas as distorções harmônicas da corrente), possam ser reproduzidas.

O Esp32 possui dois processadores, e com isso é possível realizar computação paralela, ou seja, cada processador poderá executar uma tarefa. Aproveitando desse recurso, optou-se em executar o código de gerador de sinal em um processador índice 1, e o processador índice 0 executou o código de simulação dos sensores de tensão e corrente, responsáveis por enviar as amostras para os blocos de funções.

A Figura 43 mostra a chamada da função "xTaskCreatePinnedToCore". Essa função leva vários argumentos, incluindo o método que será executado, a prioridade e o núcleo onde a tarefa deve ser executada (o último parâmetro), neste caso configurada como o processador 0.

A vantagem dessa implementação do gerador, utilizando os dois processadores, evita que uma tarefa influencie na outra, pois estão sendo executadas em processadores separados. Desse modo aproveitando todo o recurso disponível no microcontrolador. Com a geração desses sinais será possível calcular a *THD*, potência ativa,

Figura 42 – Sinal gerado no osciloscópio.



Fonte: Próprio autor.

reativa, aparente e fator de potência do gerador de sinais.

5.2.2 Bloco Harmônicos e Inter-harmônicos (MHAI)

Quando uma forma de onda apresenta deformação semelhante em cada ciclo da frequência fundamental, essa onda é descrita com harmônica. Essa alteração na forma de onda, normalmente é imposta por equipamentos como: transformadores, motores, dentre outros (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Figura 43 – Função para criação da tarefa executada no processador 0.

```

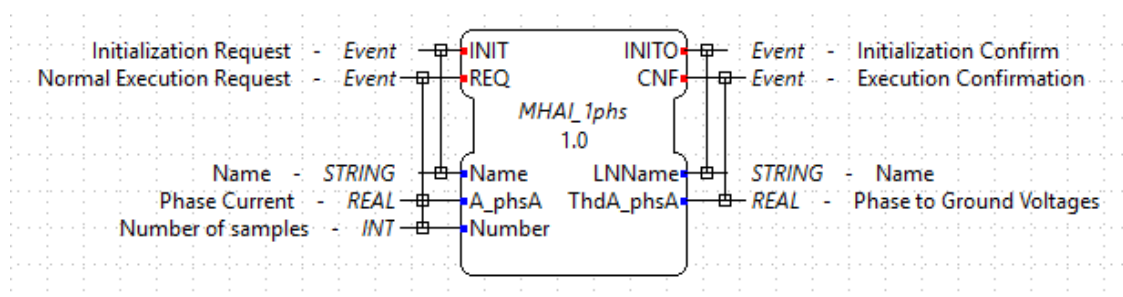
32 //create a task that will be executed in the loop2() function, with priority 1 and executed on core 0
33 xTaskCreatePinnedToCore(
34     loop2,          // Task function
35     "Core0",        // name of task
36     10000,          // Stack size of task
37     NULL,           // parameter of the task
38     1,              // priority of the task
39     &Core0,         // Task handle to keep track of created task
40     0);             // pin task to core 0
41

```

Fonte: Próprio autor.

Nesse contexto, as medições das harmônicas se tornam essenciais em uma rede elétrica. Na Figura 44, é visto o bloco de função para medição implementado, seguindo a norma IEC 61850, que ficará encapsulado no ST.

Figura 44 – Bloco Harmônicos e Inter-harmônicos.



Fonte: Próprio autor.

Como parâmetros iniciais do bloco são passados apenas o nome do bloco e o número de amostras da corrente. Esse bloco de função de medição de harmônicas recebe as amostras corrente de uma Fase A do ST, conforme mostra a Figura 33. Em seguida realiza os cálculos utilizando a transformada rápida de Fourier (FFT), com base nos valores de corrente, conforme mostra a Figura 45, e calcula a *THD*.

O *array* contendo os valores da amostra da corrente é convertido em um *array* de números complexos, para ser utilizado no cálculo da FFT. As componentes de Fourier resultantes da FFT, são alocadas em um novo *array* "ftl". Em seguida é calculado o módulo da amplitude da componentes de Fourier, que são alocadas também em um novo *array* "ampl_fftl".

Por fim é calculada a *THD* conforme a equação 3.5. Lembrando que as medições das correntes, são realizadas por princípio de amostragem. Os sensores fazem as leituras de todas as amostras em um período da rede, ou seja, em aproximadamente 16ms.

Figura 45 – Cálculo da THD.

```

124 void FORTE_MHAI_1phs::alg_ComputeTHD(void) {
125     arrayA1()[count()] = A_phsA();
126     sunA1() = sunA1() + A_phsA();
127     count() = count() + 1;
128
129     // size of vector
130     int n = Number();
131     if(count() == n) {
132         float avg = sunA1() / count();
133
134         cmplx currents[n];
135         for (int index = 0; index < n; index++) {
136             currents[index] = arrayA1()[index] - avg;
137         }
138
139         // discrete Fourier transform
140         cmplx* ftI = new cmplx[n];
141         // calculate FFT
142         FFT(currents, ftI, n);
143         // new size of vector
144         int n2 = ((n/2)+1);
145         //Current Max
146         double maxI = 0;
147
148         // Adjusts amplitude
149         int posI = 0;
150
151         double amplMaxI = 0;
152         double* ampl_fftI = new double[n2];
153         for (int index = 0; index < n2; index++) {
154             //Calculate module (ampl)
155             ampl_fftI[index] = 2 * abs(ftI[index] / complex<double>(n,n));
156
157             //find value Module amplmax of fft Current
158             if(amplMaxI < ampl_fftI[index]) {
159                 amplMaxI = ampl_fftI[index];
160                 posI = index;
161             }
162         }
163
164         // Sun amplitude Pow 2
165         double sunInPow2 = 0;
166         for (int index = (posI + 1); index < n2; index++) {
167             sunInPow2 = sunInPow2 + pow(ampl_fftI[index],2);
168         }
169
170         //total harmonic distortion (thd)
171         double thd1 = sqrt(sunInPow2)/amplMaxI;
172
173         ThdA_phsA() = thd1;
174
175         count() = 0;
176         sunA1() = 0;
177     }

```

Fonte: Próprio autor.

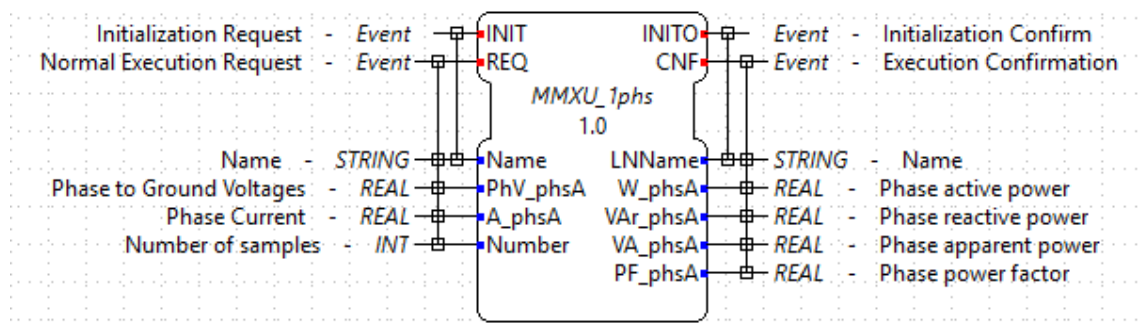
5.2.3 Bloco Medição (MMXU)

A medição do Fator de Potência (PF) serve para medir quanto da potência elétrica consumida está de fato sendo convertida em trabalho (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007). Seu cálculo se torna necessário, pois com base nele será medida a eficiência em um rede elétrica. O bloco responsável por calcular essa gradeza é o bloco de medição MMXU, que calcula ainda potência ativa, reativa e aparente, conforme mostra a Figura 46.

O bloco de medição conceitualmente também fica encapsulado no ST. Esse medidor recebe as amostras de tensão e corrente de uma Fase A do ST, conforme mostrado na Figura 33. Como parâmetros iniciais são passados apenas o nome do bloco e o número de amostras de cada variável.

As equações 3.6, 3.7 e 3.8, foram implementadas no bloco de função MMXU, conforme mostrado na Figura 47. Os cálculos para encontrar a *THD*, são os mesmos do bloco MHAI (5.2.2). Encontrando a *THD*, na sequência é necessário encontrar o ângulo de fase (θ), que é o ângulo entre o fasor fundamental da tensão (V) e o fasor fundamental da corrente (I).

Figura 46 – Bloco de Medidor inteligente implementado utilizando IEC 61499.



Fonte: Próprio autor.

Encontrado θ , e substituindo variáveis na equação 3.8, é encontrado o fator de potência. Na sequência, após calcular os valores em RMS da tensão e corrente, é possível calcular a potência aparente. O valor da potência aparente, multiplicado pelo PF, tem como resultado a potência ativa.

E por fim, partindo do princípio que as potência ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), formam um triângulo retângulo, também conhecido como triângulo de potências. É possível calcular a potência reativa utilizando a equação $Q^2 = \sqrt{S^2 - P^2}$ (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007), e assim, encontra-se todas as grandezas elétricas pré estabelecidas.

5.2.4 Comunicação SIFB entre e a Interface Serial/Socket TCP

A comunicação dos Blocos de função com o Esp32, onde foi implementado o gerador de sinais, é realizada através do bloco SIFB, que se comunica com uma Interface Serial/Socket TCP. Na Figura 48 é possível verificar a estrutura do bloco SIFB do tipo *client*, com 2 entradas de dados, cuja a função é receber as amostras de tensão e corrente emuladas no gerador de sinais.

Esse bloco cria uma conexão TCP/IP com um objeto *server* instanciado na interface, implementado na linguagem de programação Python. Para estabelecer a conexão o *client* deve contactar o *server*. No momento em que o *server* é contactado, é criada uma conexão *Socket* TCP ponto-a-ponto, com o *client*, possibilitando a troca de mensagens.

Na Figura 49 é possível verificar a implementação dos objetos de conexão serial e *Socket* TCP. Para instanciar os objetos de conexão serial e *Socket* é necessário antes importar os módulos "Pyserial" e "Socket" (PYTHON, 2019). Para instanciar a conexão com a porta serial é utilizado o método "serial.Serial(PORTA_SERIAL, BAUD_RATE)".

Figura 47 – Cálculo da potência ativa, reativa, aparente e fator de potência

```

// Sun amplitude Pow 2
double sunIInPow2 = 0;

for (int index = (posI1 + 1); index < n2; index++){
    sunIInPow2 = sunIInPow2 + pow(ampl_fftI1[index],2);
}

// total harmonic distortion (thd)
double thd1 = sqrt(sunIInPow2)/amplMaxI1;

// calculate power factor (pf)
// calculate theta
double thetaV1 = atan2(ftV1[1].imag(),ftV1[1].real());
double thetaI1 = atan2(ftI1[1].imag(),ftI1[1].real());

// calculates theta in radians
double thetaV1Rad = (thetaV1 * pi)/180.0;
double thetaI1Rad = (thetaI1 * pi)/180.0;

double pf1 = cos(thetaV1Rad - thetaI1Rad)/sqrt(1 + pow(thd1,2));

// power active
double wA = (rmsV1 * rmsI1) * pf1;

W_phsA() = wA;

// power apparent
double vaA = (rmsV1 * rmsI1);

VA_phsA() = vaA;

// power reactive
VAr_phsA() = sqrt(pow(vaA,2) - pow(wA,2));

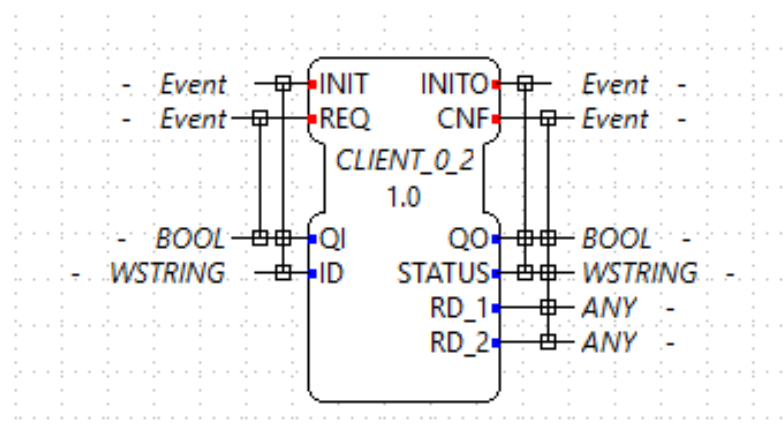
// power factor
PF_phsA() = pf1;

```

Fonte: Próprio autor.

Em seguida criando uma conexão *Socket*, passando um objeto *server*. Para instanciar o objeto *server* é passado o IP e a porta. Na sequência o *server* fica aguardando a conexão do *client*, para iniciar a conexão, conforme mostrado na figura 50. Ainda na Figura 50, na linha 46, é enviada uma mensagem via serial, para o coletor do Esp32 iniciar o envio das amostras de tensão e corrente, que serão encaminhadas para os blocos de função.

Figura 48 – Bloco SIFB.



Fonte: Próprio autor.

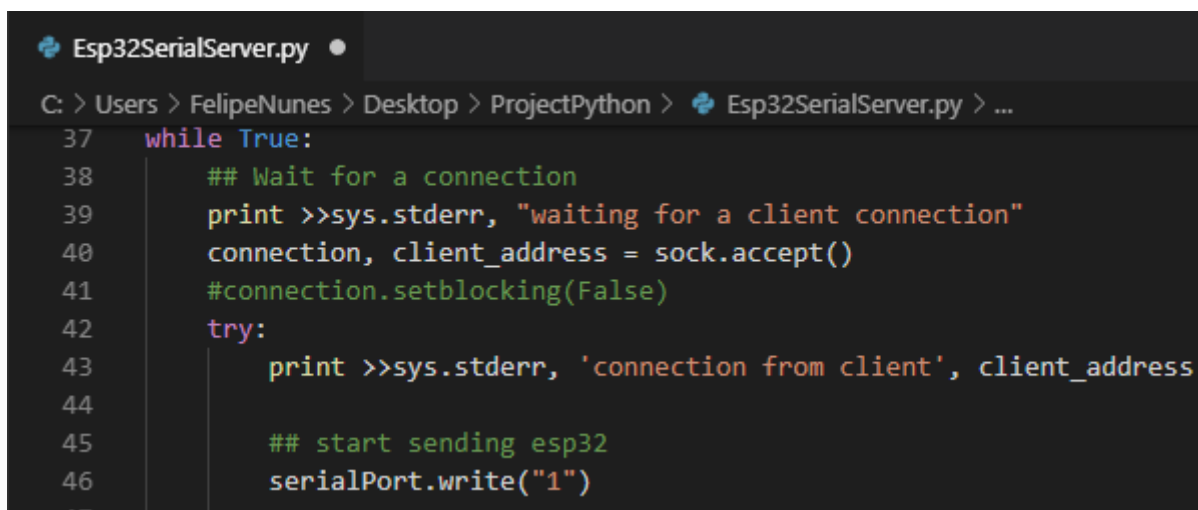
Figura 49 – Instância das conexões Serial e Socket TCP.

```

Esp32SerialServer.py ×
C: > Users > FelipeNunes > Desktop > ProjectPython > Esp32SerialServer.py > ...
1  import sys
2  import socket
3  import serial
4  import struct
5  import time
6
7  ## Initiating serial connection 115200
8  serialPort = serial.Serial(port = "COM5", baudrate = 115200)
9  print >>sys.stderr, "serial connected"
10
11  ## wait two seconds
12  time.sleep(1)
13
14  ## Create a TCP/IP socket
15  sock = socket.socket(socket.AF_INET, socket.SOCK_STREAM)
16
17  ## Bind the socket to the port
18  server_address = ("localhost", 61500)
19  print >>sys.stderr, "starting up on %s port %s" % server_address
20  sock.bind(server_address)
21
22  ## Listen for incoming connections
23  sock.listen(1)

```

Fonte: Próprio autor.

Figura 50 – Aguardando a conexão do *client*


```

Esp32SerialServer.py
C: > Users > FelipeNunes > Desktop > ProjectPython > Esp32SerialServer.py > ...
37 while True:
38     ## Wait for a connection
39     print >>sys.stderr, "waiting for a client connection"
40     connection, client_address = sock.accept()
41     #connection.setblocking(False)
42     try:
43         print >>sys.stderr, 'connection from client', client_address
44
45         ## start sending esp32
46         serialPort.write("1")
47

```

Fonte: Próprio autor.

Ao começar a receber as amostras, é preciso tratar a mensagem a ser enviada conforme a Figura 51, respeitando o tamanho em bytes da mensagem e acrescentado um byte contendo o tipo da variável, como por exemplo número 74, que se refere a variável do tipo real.

Na Figura 51 é possível mostrar a formatação da mensagem a ser enviada. Serão enviadas duas variáveis do tipo Real, que são convertidas para ASCII. Na estrutura da mensagem é acrescentado o número 74, resultando em uma mensagem com 10 bytes. Mensagem deve estar de acordo com o código do tipo de dado e o tamanho conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Equivalência dos tipos de dados do IEC 61499 no Python

IEC 61499	Tipo de dado	Python
BOOL (1)	64	bool
BOOL (0)	65	bool
SINT	66	int
INT	67	int
DINT	68	int
LINT	69	int
USINT	70	int
UINT	71	int
UDINT	72	int
ULINT	73	int
REAL	74	float
LREAL	75	float
STRING	80	string
WSTRING	85	-
DATE AND TIME	79	-

Fonte: Adaptado de (4DIAC, 2019)

Figura 51 – Formatação e envio das mensagens para os blocos de funções

```

Esp32SerialServer.py
C: > Users > FelipeNunes > Desktop > ProjectPython > Esp32SerialServer.py > ...
56     ## Read data out of the buffer until a carriage return / new line is found
57     serialString = serialPort.readline()
58     if((serialString.find("\r") == -1) and (serialString.find("\n") == -1) and (serialString!='')):
59         ## clear special characters
60         serialString = serialString.strip()
61         serialStringSplit = serialString.split(",")
62         #print(serialStringSplit)
63
64         ## List convert float to hex
65         listStr1 = list(hex_to_str(float_to_hex(float(serialStringSplit[0])).replace('0x','')))
66         listStr2 = list(hex_to_str(float_to_hex(float(serialStringSplit[1])).replace('0x','')))
67
68         ##check list conversion
69         v1 = chr(0) if serialStringSplit[0] == '0' else listStr1[0]
70         v2 = chr(0) if serialStringSplit[0] == '0' else listStr1[1]
71         v3 = chr(0) if serialStringSplit[0] == '0' else listStr1[2]
72         v4 = chr(0) if serialStringSplit[0] == '0' else listStr1[3]
73
74         i1 = chr(0) if serialStringSplit[1] == '0' else listStr2[0]
75         i2 = chr(0) if serialStringSplit[1] == '0' else listStr2[1]
76         i3 = chr(0) if serialStringSplit[1] == '0' else listStr2[2]
77         i4 = chr(0) if serialStringSplit[1] == '0' else listStr2[3]
78
79         ## 10 bytes = two message REAL
80         msgList=[chr(74),v1,v2,v3,v4,chr(74),i1,i2,i3,i4]
81         msg = ''.join(msgList).replace('0x','')
82
83         if msg:
84             print >>sys.stderr, "sending data back to the client"
85             connection.send(msg)

```

Fonte: Próprio autor.

A relação dos tipos de dados e número de bytes deve ser respeitada, pois caso contrário, ocasiona erro no bloco SIFB. Esse problema de interpretação do bloco se deve a forma de representação dos tipos de dados pelo FORTE, que adiciona um byte com o indicador do tipo de dado (4DIAC, 2019). Como é possível observar na Tabela 2, não existe um tipo de dado equivalente em Python para os dados do "WSTRING" e "DATE AND TIME".

5.3 CONSIDERAÇÕES

Devido a crescente demanda de energia elétrica, com requisitos de melhoria da qualidade da energia por parte dos agentes reguladores e a inclusão da geração distribuída, está aumentando a complexidade dos sistemas de distribuição. Nesse sentido este capítulo apresentou a proposta para uma arquitetura *Smart Grid*.

A arquitetura *Smart Grid* foi implementada no Matlab/Simulink, por ser uma ferramenta já consolidada no mercado. Foram mostrados os blocos do Simulink utilizados para criação das fontes de geração, cargas e *Smart Transformer*. Para gerenciar todo o sistema foi proposto um *Smart Transformer*, no qual a inteligência é baseada em

nós lógicos conforme a IEC 61850, implementados em blocos funções da IEC 61499. O *Smart Transformer*, por ter características de eletrônica de potência em sua construção, possui comutador eletrônico de carga, associado a um sistema de comunicação bidirecional. Com a utilização do *Smart Transformer* é possível regular a tensão automaticamente, fazer monitoramento e controle de grandezas elétricas, dentre outras funções.

Baseando a inteligência do *Smart Transformer* nas normas IEC 61850 e IEC 61499, foi possível criar um dispositivo com característica de interoperabilidade, capaz de se comunicar com outros equipamentos em uma rede como por exemplo: relés, *smart meter*, disjuntores, etc. Outra característica do *Smart Transformer* é o controle distribuído, permitindo controlar a rede de distribuição eficiente, reduzindo as perdas na rede, e assim fornecer energia elétrica com qualidade.

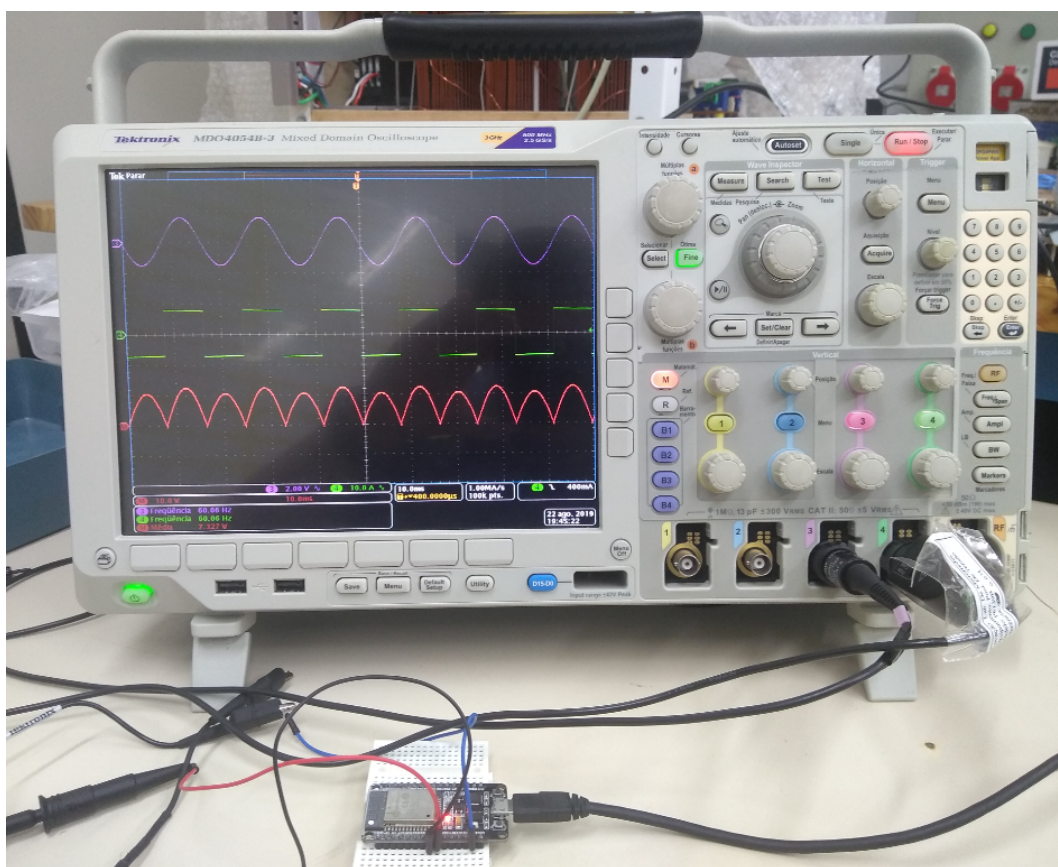
Foi apresentada ainda neste capítulo a implementação de um gerador de sinais utilizando um microcontrolador, que contém dois conversores digital-analógico (DAC - *Digital-to-Analog Converter*) com 8 bits de resolução, e assim simulando os sinais de um conjunto de sensores (tensão e corrente) de energia elétrica.

6 EXPERIMENTAÇÃO

Nesta seção serão abordados os resultados obtidos através de três simulações, com o intuito de estudar os conceitos das normas IEC 61499 e IEC 61850 na criação dos blocos de função. Essas simulações servem ainda para validar os blocos de função, cujos resultados serão confrontados com as medições experimentais realizadas em laboratório e monitoradas usando um osciloscópio da Tektronix, modelo MDO4054B-3 (TEKTRONIX, 2019), que tem função de medição e análise da qualidade da energia.

Para realizar as simulações foi criado um gerador de sinal, gerando uma onda senoidal, simulando a tensão e uma onda quadrada simulando a corrente Figura 52. A escolha por esse tipo de sinal, se baseia em circuitos elétricos em regime permanente senoidal, pois os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, normalmente operam em regime com tensão elétrica senoidal e corrente elétrica com distorção harmônica (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Figura 52 – Ondas geradas no osciloscópio Tektronix



Fonte: Próprio autor.

A escolha de gerar uma onda quadrada, se deve pelo fato desse tipo de sinal conter uma grande faixa de harmônicas, que podem causar bastante ruídos e interferir em circuitos próximos. Com esse tipo de onda é possível simular as harmônicas necessárias para os cálculos a ser efetuado pelo bloco função MHA1.

O ESP32 utilizado para gerar os sinais possui dois conversores analógico para digital (DAC) de 8 *bits*, o que significa 256 níveis diferentes de saída. O ESP32 pode ser alimentado em 5V e 3,3V. Todavia este microcontrolador possui um regulador integrado para 3,3V, que é tensão de operação do ESP32. Com isso o DAC é alimentado apenas com 3,3V, o que resulta em uma resolução de aproximadamente 12,94mV/bit, conforme a equação 6.1.

$$v_{bit} = \frac{V_{cc}}{(2^n - 1)} = \frac{3,3V}{(2^8 - 1)} = 12,94mV/bit \quad (6.1)$$

onde:

- V_{cc} = tensão de alimentação do DAC;
- n = número de bits de resolução do DAC.

Pelo fato da alimentação do circuito do gerador de sinais ser uma fonte de corrente contínua (CC), o sinal é gerado diretamente no circuito amplificador, resultando em apenas sinais positivo, conhecido como acoplamento CC (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007). Para eliminar esse acoplamento os blocos de medição terão que subtrair os valores das amostras, pela média aritmética das amostras, conforme mostrado na linha 136 da Figura 45.

Para validação dos algoritmos dos blocos de função, foram realizadas três simulações. A primeira simulação se refere a forma de calcular o valor RMS. A segunda simulação se refere aos cálculos da THD, potência ativa, reativa, aparente e fator de potência, baseado em amostras de tensão e corrente em fase, ou seja, quando tensão e a corrente alcançam os seus valores máximos e mínimos ao mesmo tempo. A terceira simulação se refere aos cálculos das mesmas grandezas da segunda simulação, só que agora a tensão e a corrente estão defasada em 50°.

6.1 MEDIÇÃO DE VALORES RMS DA TENSÃO E CORRENTE

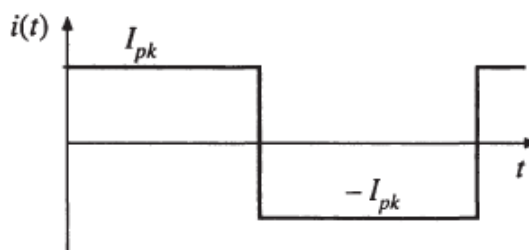
As formas de onda encontradas em uma *Smart Grid* podem ser bastantes complexas, pois estão relacionadas a amplitude da grandeza medida (tensão ou corrente), frequência e fase. Esses sinais podem ter várias formas de onda dependendo diretamente da fonte geradora e/ou da carga (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007). Para

calcular o valor RMS de uma forma de onda existem várias formas. Segundo Erickson e Maksimovic (2007) o valor RMS de uma forma de onda pode ser calculado utilizando as componentes de Fourier, conforme as equações 3.2 e 3.3, quando não se conhece a forma de onda. Se a forma de onda for conhecida é possível utilizar algumas equações padronizadas, conforme mostrado na Figura 53a e 53b.

Figura 53 – Fórmulas para onda senoidal e quadrada.

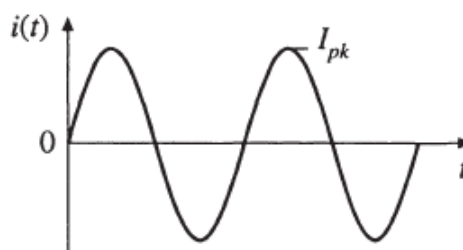
a) Onda quadrada

$$rms = I_{pk}$$



b) Onda Senoidal

$$rms = \frac{I_{pk}}{\sqrt{2}}$$

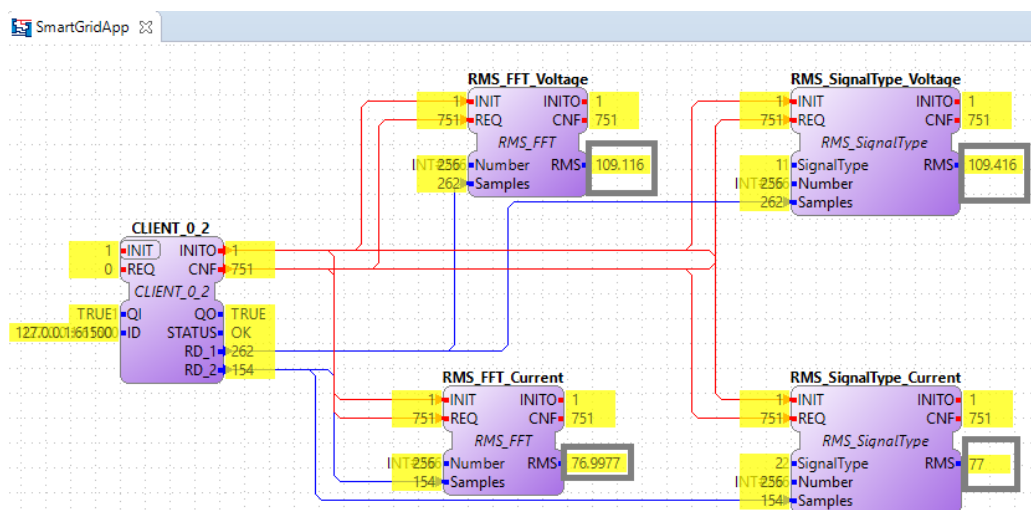


Fonte: Adaptado do (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

A partir de uma forma de onda alternada, para uma onda quadrada, o valor RMS é igual o valor de pico (I_{pk}). Já se for uma onda senoidal, o valor RMS pode ser calculando o valor de pico (I_{pk}), dividido por $\sqrt{2}$, conforme mostrado na Figura 53. Quando se fala que uma tensão de uma tomada é $220V$, esse é o valor em RMS, e seu valor de pico é aproximadamente $311V$.

A fim de verificar a precisão dessas duas formas de calcular o valor RMS, foram criados blocos de função de cálculo RMS (componentes de Fourier e fórmulas), conforme mostrado na Figura 54. A importância na medição dessa grandeza elétrica, visa monitorar suas condições de funcionamento, para assim prevenir alguma falha, ou mensurar seu consumo de energia.

Figura 54 – Valor RMS da tensão e da corrente.



Fonte: Próprio autor.

O valor de pico da tensão alternada produzida pelo gerador representa uma instalação elétrica hipotética com $155V$, da mesma forma, o sinal de corrente do gerador equivale a um valor de $77A$ nesta mesma instalação. Realizando os cálculos utilizando as componentes de Fourier, os valores RMS foram respectivamente $109,116V$ e $76,9977A$. Já calculando a partir das equações vista na Figura 53, os valores RMS da tensão e corrente foram respectivamente, $109,416V$ e $77A$.

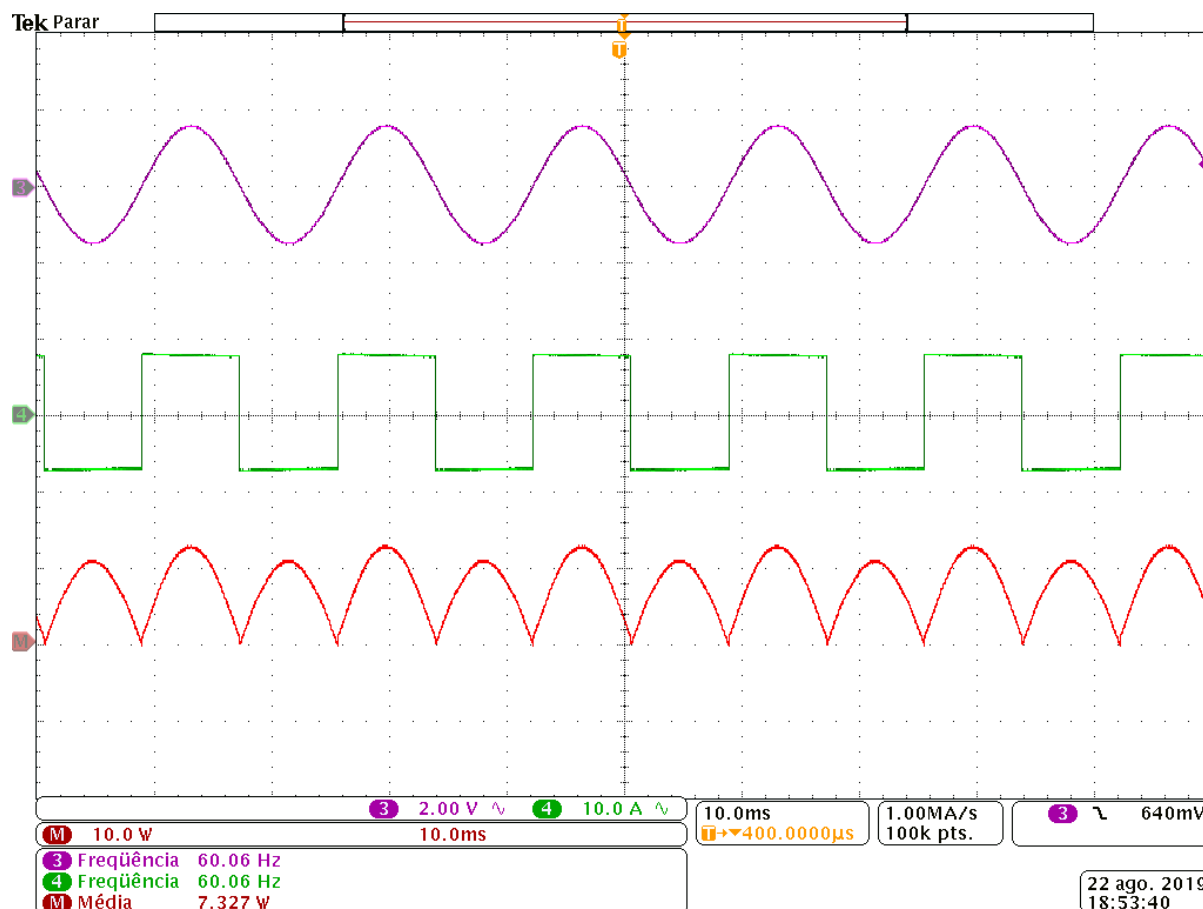
Como pode se verificar, as medições resultaram em valores aproximados. Nesse sentido optou-se em utilizar as componentes de Fourier, no cálculo RMS, no bloco de medição MMXU. Pois em um sistema *Smart Grid*, devido diversificação de fontes de geração e tipo de carga, não tem como definir previamente uma forma de onda, e utilizando as componentes de Fourier, o algoritmo de medição se adequa a qualquer forma de onda periódica.

6.2 SIMULAÇÃO COM A TENSÃO E CORRENTE EM FASE

As grandezas elétricas fundamentais no estudo de energia elétrica são a tensão e a corrente, pois base nelas são possível definir as cargas conectadas na *Smart Grid*. Nesse sentido foram gerados dois sinais, com forma de onda senoidal e quadrada em fase, para que se pudesse validar os blocos de funções MHA1 e MMXU.

Os sinais gerados foram analisados por um osciloscópio, para que se pudessem confrontar as medições do osciloscópio com os de blocos de medição. Na Figura 55 é visto uma sinal com onda senoidal representando a tensão e um sinal com onda quadrada representando a corrente. A frequência desses sinais gerados foram de $60,06Hz$, respeitando os limites estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2018).

Figura 55 – Formas de onda do gerador: tensão elétrica (canal3, com $200V/div$), corrente elétrica (canal 4, com $100A/div$) e potência elétrica (canal M, com $10kVA/div$).



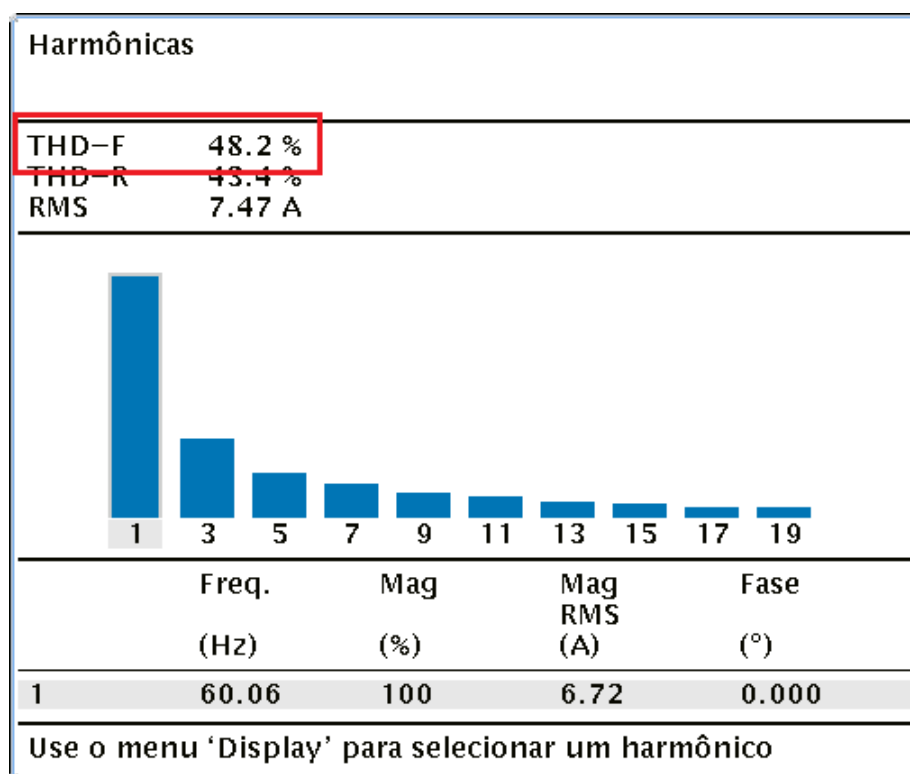
Fonte: Próprio autor.

O item 7.1 da PRODIST, refere-se a variação da frequência, como sendo um dos indicadores de qualidade de energia elétrica. Esse item descreve que "o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre $59.9Hz$ e $60.1Hz$ " (ANEEL, 2018).

Utilizando a função de análise da *THD* do osciloscópio, é possível calcular as harmônicas gerados pela onda quadrada. Na Figura 56, é visto o gráfico contendo as harmônicas da primeira ordem até décima nona, cujo o valor da *THD* é 48.2%. Essa análise das harmônicas em sistema *Smart Grid*, é essencial, pois dependendo da forma de onda as harmônicas podem atingir a valores muito altos de frequências causando, por exemplo, interferências em equipamentos de comunicações.

O fato do ST estar inserido em uma *Smart Grid* possibilita verificação de harmônicas no sistema, fornecendo informações e *feedback* sobre a fonte de alimentação e suas cargas. O bloco de função implementado para medição da *THD* foi o

Figura 56 – Espectro harmônico da corrente do gerador.



Fonte: Próprio autor.

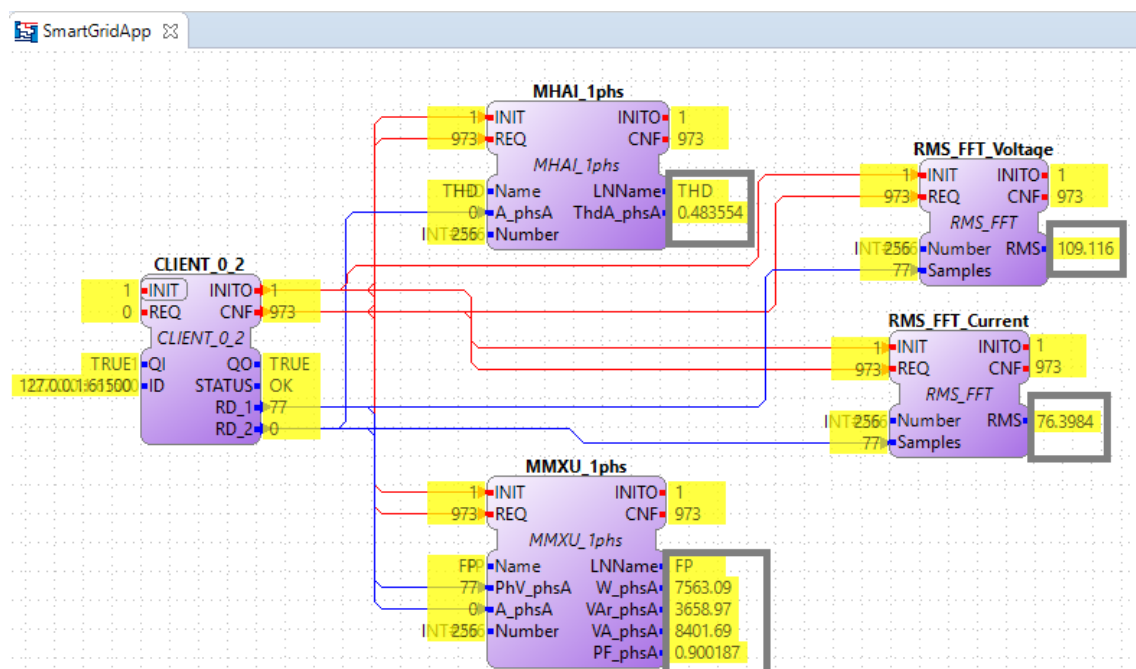
MHAI, conforme mostrado na Figura 57.

Para a realização da medição da *THD* é implementada a equação 3.5, que utiliza em seus cálculos as componentes de Fourier. Como parâmetro inicial de configuração é passado apenas o número total de amostras de corrente que o bloco irá receber.

Nesta simulação foram utilizadas taxas de amostragem correspondendo a 256 amostras por período da fundamental, isto leva a uma discretização no domínio das frequências sincronizadas com a componente fundamental de 60Hz e com os harmônicos de ordem superior. Confrontando as medições do osciloscópio com a do bloco de função MHAI, os valores da *THD* foram bem próximos, girando em torno de 48%, sendo que o valor *THD* calculada no bloco de função MHAI, contém as harmônicas da primeira ordem até quinquagésima primeira. Isso demonstra confiabilidade das equações empregadas no bloco de medição. Vale ressaltar apenas um detalhe, os resultados mostrados pelo osciloscópio são valores percentuais, já o FB apresenta o valor absoluto, bastando multiplicar pelo valor 100%, para estarem na mesma unidade de medida.

Já o bloco de medição MMXU é utilizado para calcular o fator de potência (PF),

Figura 57 – Blocos de medição de grandezas elétricas associadas à qualidade da energia do ST



Fonte: Próprio autor.

e consequentemente as potências ativa e reativa e aparente. O PF é uma relação entre a potência ativa e a potência aparente, conforme visto na equação 3.6.

Para calcular o PF da corrente, o bloco de medição MMXU utiliza a equação do PF (3.8), que utiliza os valor da *THD* (3.5) como fator de distorção e o ângulo entre o fasor da tensão (*V*) e o fasor da corrente (*I*). Encontrado o PF, é necessário calcular a potência aparente (*S*), que é a multiplicação do valor RMS da tensão (3.2) com o valor RMS corrente (3.3), conforme mostrado na equação 6.2 (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007):

$$S = V_{rms} * I_{rms} \quad (6.2)$$

onde:

- V_{rms} = tensão em valor RMS;
- I_{rms} = corrente em valor RMS.

Substituindo as grandezas calculadas na equação do PF 3.6, é possível calcular as potências reativa e aparente. A medição do cálculo do PF serve para indicar a eficiência quanto ao uso de energia em sistema *Smart Grid*. Quando o valor for alto

significa que toda energia está sendo utilizada na realização do trabalho, ser baixa indica que a energia elétrica não está sendo aproveitada adequadamente (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Na Figura 57 também são vistos ainda os blocos de MMXU e do RMS. Como parâmetro inicial de configuração são passados para esses blocos apenas o número total de amostras de tensão e corrente que os blocos irão receber. O valor da potência ativa calculado foi 7563,09W, da potência reativa foi 3658,97VAR, da potência aparente foi de 8401,69VA, e o PF foi de 0.90.

Confrontando o valor do PF encontrado no bloco de medição, com os valores calculados no osciloscópio conforme a Figura 58, verificou-se que valores foram bem próximos, cujo resultado encontrado no bloco MMXU foi de aproximadamente de 0.900, e no osciloscópio foi de 0.901. O PRODIST estabelece que o fator de potência tenha que ser superior a 0,92 (ANEEL, 2018).

Figura 58 – Medição de qualidade de energia no osciloscópio.

Qualidade de Potência					
	Valor	Média	Mín.	Máx.	Desv. Pad
RMS V	1.090 V				
Fator de Crista V	1.500				
Frequência	60.03 Hz				
RMS I	7.475 A				
Fator de Crista I	1.084				
Potência Real	7.346 W				
Potência Aparente	8.148 VA				
Potência Reativa	3.525 VAR				
Fator de Pot. Real	901.6m				
Ângulo de Fase	25.63 °				

Fonte: Próprio autor.

Desse modo é preciso corrigir o fator de potência, para que não ocorra quedas de tensão, perdas de energia, sobrecargas na *Smart Grid*. A correção do fator de potência pode ser feita utilizando acoplamento de bancos de capacitores, com uma potência reativa contrária ao da carga, tentando ao máximo anular essa componente (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

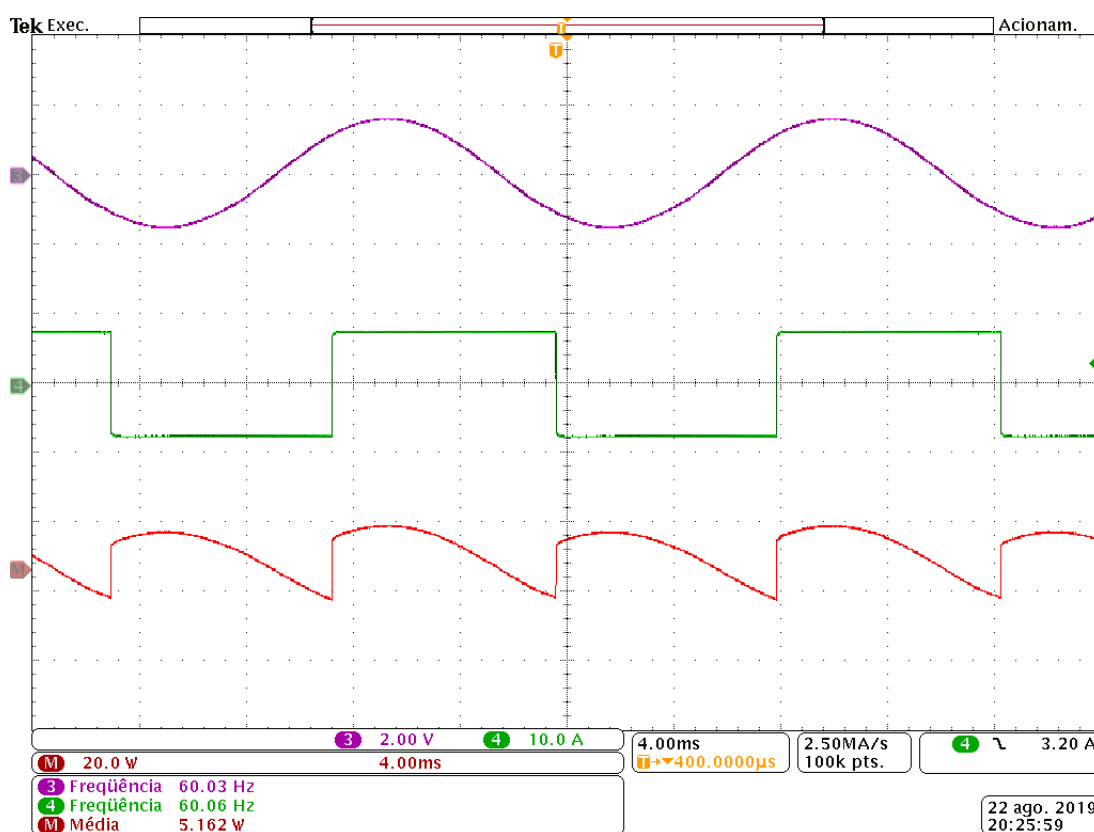
Nas simulações efetuadas as leituras dos indicadores de distorções harmônicas e fator de potência, foram feitas a cada período completo, ou seja, uma vez a cada segundo, resultando em 36000 em um período de 10 minutos. Esse valor de conjunto de leituras está muito além do número exigido pela a PRODIST, que diz que indicadores individuais deve compreender 1008 (mil e oito) leituras válidas em um período de 10 minutos (ANEEL, 2018).

6.3 SIMULAÇÃO COM ÂNGULO DE 50° DE DEFASAGEM ENTRE A TENSÃO E A CORRENTE

Dentre os desafios da *Smart Grid*, manter a qualidade da energia é uma tarefa muito complexa, devido a variedade de Recursos de Energia Distribuídos e a diversidade de cargas conectadas (WISSNER, 2011). Nesse tipo de sistema, devido à existência de componentes reativas, a Tensão e a Corrente podem estar defasadas (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Nesse sentido foi implementado uma simulação com ângulo de defasagem entre a Tensão e Corrente, com a finalidade de validar os blocos de função, em uma diferente configuração da rede. Na Figura 59 são mostrados dois sinais, sendo gerados com forma de onda senoidal (Tensão) e quadrada (Corrente).

Figura 59 – Formas de onda do gerador com a defasagem entre tensão e corrente: tensão elétrica (canal 3, com $200V/div$), corrente elétrica (canal 4, com $100A/div$) e potência elétrica (canal M, com $10kVA/div$).



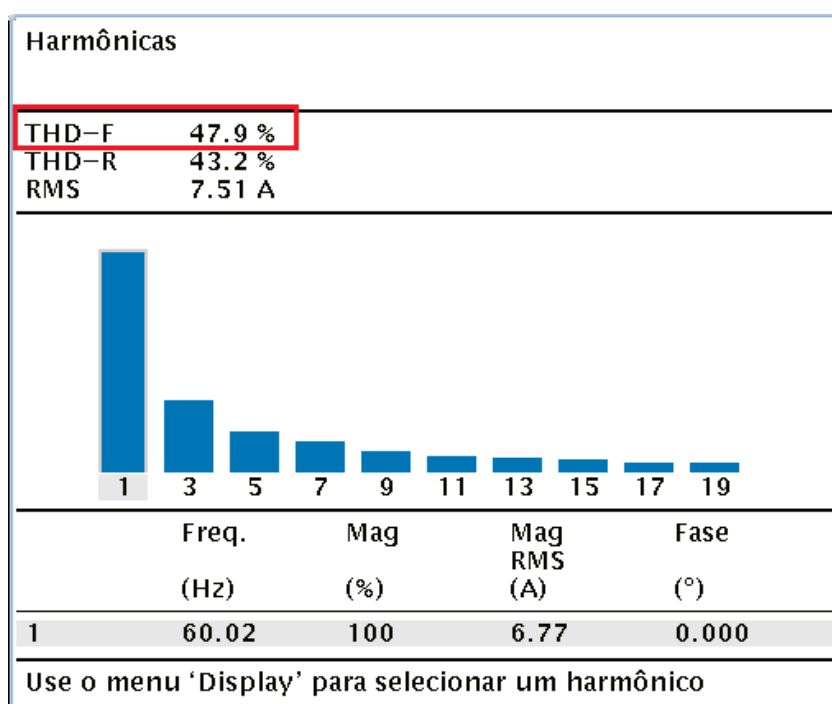
Fonte: Próprio autor.

Neste caso, observa-se que a tensão e a corrente variam no tempo, mas estão fora de fase por um ângulo de defasagem de 50° . A frequência dos sinais gerados da tensão e da corrente são aproximadamente $60.06Hz$, respeitando novamente os limites da frequência estabelecido no item 7.1 da PRODIST (ANEEL, 2018).

Esse tipo de sinal, visto na 59, é caracterizado como sendo um circuito indutivo, pois a corrente está atrasada em relação a tensão. Esse tipo de circuito simula uma carga industrial, com vários motores (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Pelo fato do sinal da corrente ser uma onda quadrada, faz com que tenha uma grande faixa de harmônicas, que devem ser medidos, pois um dos efeitos de harmônicos em máquinas rotativas é o aumento do aquecimento. Esse aquecimento acaba influenciando na eficiência e torque disponível (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007). Nesse contexto, foi utilizando a função de análise da *THD* do osciloscópio, verificou-se o valor da *THD* é 47,9%, conforme mostrado no gráfico da Figura 60.

Figura 60 – Espectro harmônico da corrente defasada 50° da tensão.



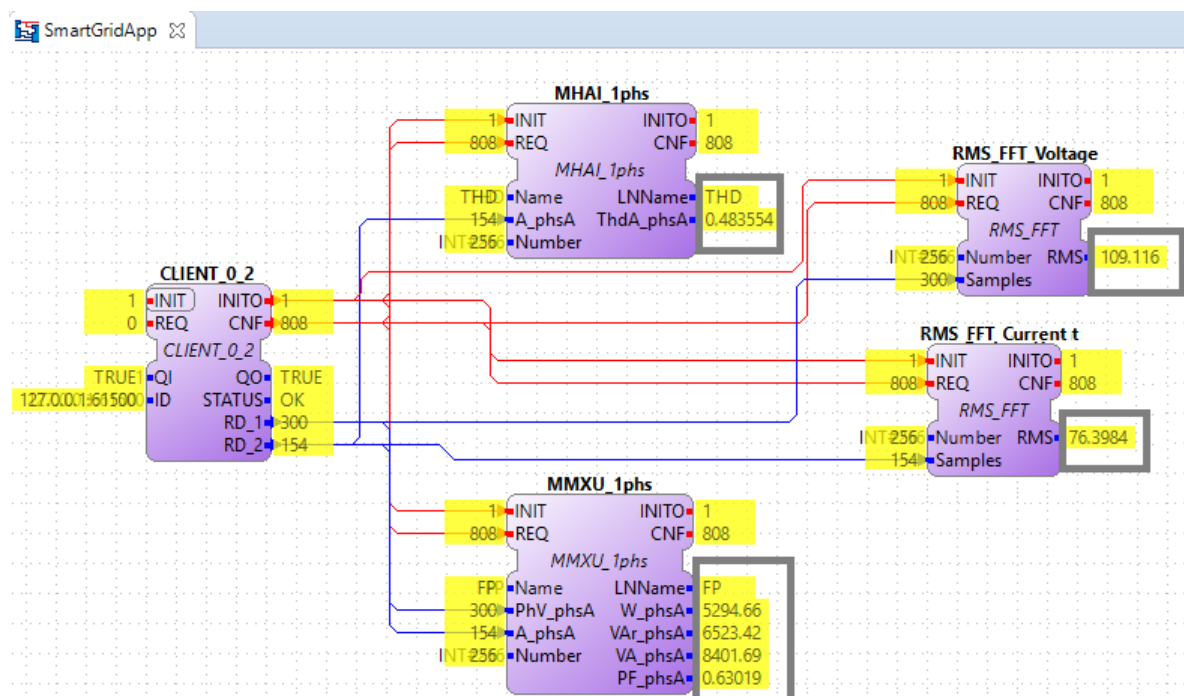
Fonte: Próprio autor.

Essa análise das harmônicas em sistema *Smart Grid* é essencial, pois uma das métricas utilizada no PRODIST é qualidade de produto, que se refere qualidade de energia em uma rede distribuição (ANEEL, 2018).

Nesta simulação também foram utilizadas taxas de amostragem correspondendo a 256 amostras por período da fundamental, com frequência de 60Hz. Desse modo é preciso configurar o bloco de função MHA1 com esse tamanho de amostra, conforme mostrado na Figura 61, que é o responsável por calcular *THD* em um ST.

O valor da *THD* calculado no bloco de função MHA1 do ST pode ser visto também na Figura 61, cujo o valor é de 48,35%, sendo um valor 0,93%, maior que o cálculo da *THD* realizado pelo o osciloscópio. Na Figura 61 também são vistos ainda

Figura 61 – Blocos de medição de qualidade de energia do ST em um circuito indutivo



Fonte: Próprio autor.

os blocos de MMXU e do RMS. Esses blocos são utilizados para calcular o fator de potência (PF), e consequentemente as potências ativa, reativa e aparente, os valores RMS da tensão e corrente. Os valores calculados pelo o bloco de função MMXU foram: potência ativa igual à 5294,66W; potência reativa igual à 6523,42VAR; potência aparente igual à 8401,69VA; PF igual à 0,6301.

Também confrontando o valor do PF encontrado no bloco de medição, com os valores calculados no osciloscópio conforme a Figura 58, verificou-se que valores foram bem próximos, cujo resultado encontrado no bloco de função MMXU foi de aproximadamente de 0,6301, e no osciloscópio foi de 0,6345. Baseado também no PRODIST, verificou-se que o valor está bem abaixo do valor sugerido que é de 0,92 (ANEEL, 2018).

Na Figura 62, é possível verificar o valor do ângulo entre as fases, que é de 50,61°. Outra análise que pode ser feita também com base no fator de potência, é que quanto mais defasadas estiverem a tensão e a corrente, menor será o valor do PF. Desse modo, não aproveitando de forma eficiente o valor da potência ativa, ou seja, é preciso gerar uma potência aparente elevada, para suprir as demandas da *Smart Grid*, tendo em vista que boa parte da potência aparente é devolvida em energia reativa (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2007).

Figura 62 – Medição de qualidade de energia no osciloscópio com ângulo de defasagem de 50° entre tensão e corrente.

Qualidade de Potência					
	Valor	Média	Mín.	Máx.	Desv. Pad
RMS V	1.109 V				
Fator de Crista V	1.490				
Frequência	60.06 Hz				
RMS I	7.515 A				
Fator de Crista I	1.048				
Potência Real	5.287 W				
Potência Aparente	8.332 VA				
Potência Reativa	6.440 VAR				
Fator de Pot. Real	634.5m				
Ângulo de Fase	50.61 °				

Fonte: Próprio autor.

6.4 CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou as análises e as validações dos blocos de função, com base nas informações obtidas no osciloscópio. Comparando os resultados dos cálculos dos blocos de função, com as informações obtidas do osciloscópio, foi possível certificar que os algoritmos implementados estão aceitáveis, desse modo, podendo ser utilizados na medição de qualidade da energia.

Os blocos de função implementados auxiliaram não só na validação do uso da IEC 61499, mas também para comprovar vantagens de utilização dos blocos de função para análise de qualidade de energia. Os blocos de função também foram baseados na norma IEC 61850 que fornece os métodos, padrões e requisitos para o desenvolvimento das melhores práticas de engenharia no âmbito da *Smart Grid*.

Os blocos de função da IEC61499 foram implementados usando a IEC 61850 com o objetivo de obter interoperabilidade, característica essencial em um sistema *Smart Grid*. Esses blocos de função podem servir tanto para compor a inteligência de um Smart Transformer, como para a implementação de um *Smart Meter*. Desse modo, demonstrando a portabilidade que é características da norma IEC 61499.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi desenvolvida uma arquitetura de automação distribuída baseada na IEC 61499 e IEC 61850 no âmbito da *Smart Grid*, contendo Recursos Energéticos Distribuídos, localizados dentro dos limites de área de uma determinada concessionária de distribuição. Esses recursos também estão próximos as unidades consumidoras, sendo conceitualmente monitorados e controlados por um *Smart Transformer*.

O *Smart Transformer* possibilita um fluxo bidirecional de energia elétrica e comunicação, possibilitando a troca de informações com outros dispositivos inteligentes da rede. Sua "inteligência" foi implementada baseada nas normas IEC 61499 e IEC 61850, possibilitando o gerenciamento da energia de forma eficiente em toda a *Smart Grid*.

Os experimentos foram implementados com o intuito de verificar as características definidas nas normas IEC 61499 e IEC 61850: interoperabilidade e portabilidade. Os experimentos consistiram na modelagem e implementação dos dispositivos lógicos MHA1 e MMXU, no qual utilizou-se a estratégia de efetuar a medição da THD da corrente, extraíndo as componentes harmônicas utilizando rotinas de Transformada Rápida de Fourier. As harmônicas de corrente foram obtidas através de um sinal de onda quadrada, simulando cargas consumidoras. Os sinais foram gerados utilizando o microcontrolador Esp32.

Os blocos de função de medição de qualidade de energia foram comparados com as análises efetuadas pelo osciloscópio. Verificou-se que os algoritmos implementados obtiveram resultados compatíveis com os resultados obtidos pelo osciloscópio, que serviu de referência para os experimentos, desse modo podendo ser utilizados na medição de qualidade da energia elétrica processada na *Smart Grid*.

Este trabalho quantificou os valores de tensão e corrente para os cálculos das grandezas elétricas. Utilizou-se como referência a normativa nacional PRODIST para validar estes procedimentos, visando alcançar os resultados dentro dos limites estabelecidos. Estes experimentos demonstram que a arquitetura proposta utilizando o *Smart Transformer* é viável e que as normas IEC 61499 e IEC 61850 podem colaborar na implementação da *Smart Grid*.

7.1 CONTRIBUIÇÕES

A seguir são listadas as contribuições do presente trabalho:

- Desenvolvimento de estudos para a implementação da IEC 61499 na *Smart Grid*.
- Desenvolvimento de uma arquitetura *Smart Grid* como um sistema computacional distribuído.
- Modelagem de um transformador inteligente no Simulink utilizando um conjunto de retificador, barramento corrente contínua (CC) e inversores de frequência, implementado no Matlab/Simulink.
- Desenvolvimento da "inteligência" do ST, utilizando blocos de função baseados na IEC 61499 e no nós lógicos da IEC 61850.
- Implementação de algoritmo de medição de qualidade da energia elétrica.
- Validação dos blocos de função através de experimentos.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento da *Smart Grid* abrange uma ampla área de estudos e pesquisas, isso se deve ao fato de agregar várias tecnologias e conceitos. Desse modo, como trabalhos futuros, pode-se indicar:

- Desenvolvimento de uma biblioteca completa contendo os nós lógicos relacionados a medição da qualidade de energia e proteção, e seus protocolos de comunicação úteis à *Smart Grid*;
- Executar um ambiente aderente a norma IEC 61499 em um DSP (processador digital de sinal) do *Smart Transformer*;
- Executar testes de portabilidade dos blocos de função, entre ferramentas aderente a norma IEC 61499;
- Estudo de caso de controle distribuído em sistema *Smart Grid*, com a finalidade de analisar as formas de controle nos três diferentes modos de operação da *Smart Grid*;
- Realizar teste de interoperabilidade entre *Smart Transformer* e os dispositivos inteligentes da rede;
- Realizar testes reconfiguração dinâmica no *Smart Transformer*, alterando seus algoritmos de controle e monitoração, para poder orquestrar de forma eficiente a *Smart Grid*, que está constante alteração, seja por acoplamento de DER ou cargas.

REFERÊNCIAS

- 4DIAC. *4DIAC - Framework for Distributed Industrial Automation and Control*. 2019. Disponível em: <<https://www.eclipse.org/4diac>>. Acesso em: 11/08/2019.
- AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 3, n. 5, p. 34–41, 2005.
- ANDRÉN, F.; BRÜNDLINGER, R.; STRASSER, T. IEC 61850/61499 control of distributed energy resources: Concept, guidelines, and implementation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 29, n. 4, p. 1008–1017, 2014.
- ANEEL. **PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 8, Revisão 10, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 11/08/2019.
- ARDUINO. **arduino.cc**. 2019. Disponível em: <<https://www.arduino.cc/>>. Acesso em: 17/08/2019.
- CARNE, G. D. et al. Load control using sensitivity identification by means of smart transformer. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 2606–2615, 2018.
- CENGIC, G.; AKESSON, K. On formal analysis of IEC 61499 applications, part a: Modeling. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 136–144, 2010.
- CHRISTENSEN, J. et al. The IEC 61499 function block standard: Overview of the second edition. **ISA Autom. Week**, v. 6, p. 6–7, 2012.
- COCHRAN, W. T. et al. What is the fast fourier transform? **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 55, n. 10, p. 1664–1674, 1967.
- CORFU. **CORFU Engineering Support System**. 2019. Disponível em: <<http://seg.ece.upatras.gr/Corfu/dev/index.htm>>. Acesso em: 11/08/2019.
- COULOURIS, G.; DOLIMORE, J.; KINDBERG, T. **Blair. G.: Distributed Systems: Concepts and Design**. [S.l.]: Addison Wesley, 2011.
- DUGAN, R. C. et al. **Electric power systems quality**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 2004.
- ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. **Fundamentals of power electronics**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.
- ESPRESSIF. **espressif.com**. 2019. Disponível em: <<https://www.espressif.com/>>. Acesso em: 14/08/2019.
- FBDK. **FBDK - Function Block Development Kit**. 2019. Disponível em: <<http://www.holobloc.com>>. Acesso em: 11/08/2019.
- FBENCH. **FBench Project, Open Tool for IEC 61499 Function Block Engineering**. 2019. Disponível em: <<http://vyatkin.org/fbench/index.html>>. Acesso em: 11/08/2019.

GOMES, R.; BRASIL, D.; MADEIROS, J. D. Power quality management as a goal of ons operador nacional do sistema eletrico-the brazilian transmission iso. In: IEEE. **Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power**. [S.l.], 2000. v. 1, p. 318–323.

HANNON, C. et al. Combining simulation and emulation systems for smart grid planning and evaluation. **ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation (TOMACS)**, ACM, v. 28, n. 4, p. 27, 2018.

HARBS, E. **CNC-C2: um controlador aderente às normas ISO 14649 E IEC 61499**. 2012. Disponível em: <<http://www.tede.udesc.br/handle/handle/1861>>.

HIGGINS, N. et al. Distributed power system automation with IEC 61850, IEC 61499, and intelligent control. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)**, IEEE, v. 41, n. 1, p. 81–92, 2011.

IEC 61131-3. **IEC 61131-3: Programmable Logic Controllers - Part 3: Programming languages**. [S.l.]: International Electrotechnical Commission, 2003.

IEC 61499-1. **IEC 61499-1 Function Blocks - Part 1: Architecture**. [S.l.]: EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION, 2013.

IEC 61850-7-4. **IEC 61850-7-4:Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes**. [S.l.]: International Electrotechnical Commission, 2010.

IOAKIMIDIS, C. S. et al. Design, architecture and implementation of a residential energy box management tool in a smartgrid. **Energy**, Elsevier, v. 75, p. 167–181, 2014.

ISAGRAF. **ICS Triplex**. 2019. Disponível em: <<http://www.isagraf.com>>. Acesso em: 11/08/2019.

LEDNICKI, L.; CARLSON, J.; SANDSTRÖM, K. Device utilization analysis for IEC 61499 systems in early stages of development. In: IEEE. **Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA), 2013 IEEE 18th Conference on**. [S.l.], 2013. p. 1–8.

LEWIS, R. **Modelling control systems using IEC 61499: Applying function blocks to distributed systems**. [S.l.]: let, 2008.

LISERRE, M. et al. The smart transformer: Impact on the electric grid and technology challenges. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 10, n. 2, p. 46–58, 2016.

MALYSZ, P.; SIROUSPOUR, S.; EMADI, A. An optimal energy storage control strategy for grid-connected microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1785–1796, 2014.

MATHWORKS. **MathWorks**. 2019. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 11/08/2019.

NXTCONTROL. **nxtControl - Run Time Systems for Distributed Control Engineering**. 2019. Disponível em: <<http://www.nxtcontrol.com/en/engineering/>>.

OCHOA-RUIZ, G. et al. Towards dynamically reconfigurable socs (drsocs) in industrial automation: State of the art, challenges and opportunities. **Microprocessors and Microsystems**, Elsevier, v. 62, p. 20–40, 2018.

PINTO, L. I. et al. Icaru-fb: An IEC 61499 compliant multiplatform software infrastructure. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 12, n. 3, p. 1074–1083, 2016.

PYTHON. **python.org**. 2019. Disponível em: <<https://www.python.org/>>. Acesso em: 17/08/2019.

RANGELOV, Y.; NIKOLAEV, N.; IVANOVA, M. The IEC 61850 standard—communication networks and automation systems from an electrical engineering point of view. In: IEEE. **Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), 2016 19th International Symposium on**. [S.l.], 2016. p. 1–4.

RASPBERRYPI. **raspberrypi.org**. 2019. Disponível em: <<https://www.raspberrypi.org/>>. Acesso em: 11/08/2019.

SARAIVA, F. d. O.; ASADA, E. N. Modelando sistemas multiagentes para simulação computacional de redes elétricas inteligentes. **Anais**, 2012.

SILVA, E. L. d.; MENEZES, E. M. Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação. 4. ed. rev. atual, 2005.

TANENBAUM, A. S.; STEEN, M. V. **Distributed systems: principles and paradigms**. [S.l.]: Prentice-Hall, 2007.

TEKTRONIX. **tek.com**. 2019. Disponível em: <<https://www.tek.com/>>. Acesso em: 17/08/2019.

THRAMBOULIDIS, K. IEC 61499 as an enabler of distributed and intelligent automation: A state-of-the-art review—a different view. **Journal of Engineering**, Hindawi Publishing Corporation, v. 2013, 2013.

TRAPPEY, A. J. et al. A review of essential standards and patent landscapes for the internet of things: A key enabler for industry 4.0. **Advanced Engineering Informatics**, Elsevier, 2016.

USTUN, T. S. Interoperability and interchangeability for microgrid protection systems using IEC 61850 standard. In: IEEE. **2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)**. [S.l.], 2016. p. 7–12.

VANDOORN, T. L. et al. Voltage-based control of a smart transformer in a microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1291–1305, 2011.

VASQUEZ, J. C. et al. Hierarchical control of intelligent microgrids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 4, n. 4, p. 23–29, 2010.

VLAD, V. et al. Control architecture for power distribution systems based on IEC 61850, IEC 61499 and holonic concepts. In: IEEE. **Electrical and Power Engineering (EPE), 2014 International Conference and Exposition on**. [S.l.], 2014. p. 132–136.

VOINOV, A.; YANG, C.-W.; VYATKIN, V. Automatic generation of function block systems implementing hmi for energy distribution automation. In: IEEE. **Industrial Informatics (INDIN), 2017 IEEE 15th International Conference on**. [S.l.], 2017. p. 706–713.

VYATKIN, V. The IEC 61499 standard and its semantics. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 3, n. 4, 2009.

VYATKIN, V. et al. Intelligent IEC 61850/61499 logical nodes for smart metering. In: IEEE. **Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE**. [S.l.], 2012. p. 1220–1227.

WISSNER, M. The smart grid - a saucerful of secrets? **Applied Energy**, Elsevier, v. 88, n. 7, p. 2509–2518, 2011.

YANG, C.-H.; VYATKIN, V.; PANG, C. Model-driven development of control software for distributed automation: a survey and an approach. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems**, IEEE, v. 44, n. 3, p. 292–305, 2014.

YANG, C.-h. et al. Cosimulation environment for event-driven distributed controls of smart grid. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1423–1435, 2013.

YOONG, L. H. et al. IEC 61499 in a nutshell. In: **Model-Driven Design Using IEC 61499**. [S.l.]: Springer, 2015. p. 17–33.

YOONG, L. H. et al. A synchronous approach for IEC 61499 function block implementation. **IEEE Transactions on Computers**, IEEE, v. 58, n. 12, p. 1599–1614, 2009.

ZANABRIA, C. et al. A low cost open source-based IEC 61850/61499 automation platform for distributed energy resources. In: IEEE. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.], 2015. p. 1–6.

ZHABELOVA, G.; VYATKIN, V. Multiagent smart grid automation architecture based on IEC 61850/61499 intelligent logical nodes. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 59, n. 5, p. 2351–2362, 2012.

ZHABELOVA, G. et al. Agent-based distributed consensus algorithm for decentralized economic dispatch in smart grid. In: IEEE. **IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.], 2013. p. 1968–1973.

ZHU, R. et al. Integration of large photovoltaic and wind system by means of smart transformer. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 64, n. 11, p. 8928–8938, 2017.

ZOITL, A.; LEWIS, R. **Modelling control systems using IEC 61499**. [S.l.]: IET, 2014. v. 95.

ZOITL, A.; VYATKIN, V. IEC 61499 architecture for distributed automation: The ‘glass half full’ view. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 3, n. 4, p. 7–23, 2009.

ZOU, Z.-X.; BUTICCHI, G.; LISERRE, M. Analysis and stabilization of a smart transformer-fed grid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 65, n. 2, p. 1325–1335, 2017.