

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Josué Lopes Putzke

**SOFTWARE PARA AUTOMATIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES
FOTOVOLTAICOS EM ACORDO COM A NBR 16150:2013**

Santa Maria, RS
2021

Josué Lopes Putzke

**SOFTWARE PARA AUTOMATIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES
FOTOVOLTAICOS EM ACORDO COM A NBR 16150:2013**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Eletricista**.

ORIENTADOR: Prof. Leandro Michels

Santa Maria, RS
2021

©2021

Todos os direitos autorais reservados a Josué Lopes Putzke. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Silvino Jacob Zimmermann, n. 501

Fone (0xx) 51 99523 3078; End. Eletr.: josueputzke@gmail.com

Josué Lopes Putzke

**SOFTWARE PARA AUTOMATIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES
FOTOVOLTAICOS EM ACORDO COM A NBR 16150:2013**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 12 de fevereiro de 2021:

Leandro Michels, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Lucas Vizzotto Bellinaso, Dr. (UFSM)

Ricardo J. F. Bortolini, Me. (UFSM)

Santa Maria, RS
2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço:

À minha mãe Marisa, por todo o carinho, toda a confiança e todos os ensinamentos. A pessoa com o coração mais puro que já se viu.

Ao meu pai Jair, um grande exemplo de trabalhador, que sempre me incentivou a estudar e trabalhar de forma honesta e firme.

À minha irmã Anna, sempre disposta me ajudar e me ouvir reclamar.

À minha vó Sidelga, sempre me encorajando e rezando por mim: "Tu é homem ou tu é um rato?". À minha vó Ivone, sempre muito feliz em me ver e que torce muito por mim.

Ao meu amigo Fernando, com o qual dividi um apartamento durante toda a faculdade. Sou grato por todas as risadas, todo o companheirismo, todos os conselhos (nem sempre bons) e por ser um excelente filho.

Ao meu amigo e colega Ramon. Fomos colegas desde a pré-escola e agora seremos colegas de profissão. Foi um enorme prazer ter feito todos os trabalhos do curso contigo, embora não tenhamos entrado no Hall da Fama de Algoritmos.

Ao meu amigo Guilherme, pelas nossas inúmeras conversas, risadas e filosofias de vida.

À minha amiga Jéssica, com a qual tenho uma grande dívida por ter sido uma excelente amiga quando muito precisei.

Aos meus colegas de aula, sem os quais seria impossível terminar o curso. Aos colegas do GEDRE e do INRI, com os quais tive a honra de trabalhar.

Ao meu professor orientador Leandro Michels, pela oportunidade e confiança.

Ao meu amigo e chefe Ricardo, por todos os ensinamentos e por ser um exemplo de profissional, com um conhecimento e ética de trabalho admiráveis.

Às famílias Lopes e Putzke, das quais tive a inacreditável sorte de fazer parte. Nunca serei capaz de retribuir todo o carinho que recebi de vocês.

O autor agradece ao INCTGD, CAPES, CNPq e FAPERGS pelo apoio financeiro recebido para o desenvolvimento desse trabalho. O presente trabalho foi realizado com apoio do INCT e suas agências financiadoras (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo No. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

*"Lutem e lutem novamente, até cordeiros
virarem leões"*

(Robin Hood)

RESUMO

SOFTWARE PARA AUTOMATIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS EM ACORDO COM A NBR 16150:2013

AUTOR: Josué Lopes Putzke
ORIENTADOR: Leandro Michels

Ensaio para avaliação de conformidade de inversores fotovoltaicos às normatizações vigentes são de grande importância para a garantia da compatibilidade e da qualidade da energia da rede elétrica à qual estes são conectados. No Brasil, a principal norma para o ensaio de conformidade de inversores é a ABNT NBR 16150 com base nos requisitos de desempenho da ABNT NBR 16149. Este trabalho apresenta o desenvolvimento de rotinas de software capazes de controlar os equipamentos necessários para os ensaios, realizar a aquisição dos dados e gerar o relatório de ensaio. Para tanto, foi empregado o ambiente de programação gráfica Labview®, por ser uma linguagem de programação apropriada para a aplicação, possuir um conjunto de funções de interfaces gráficas pré-desenvolvidas e um conjunto de bibliotecas para comunicação com equipamentos. Resultados experimentais comparativos entre ensaios automatizados com as rotinas de software desenvolvidas e métodos não automatizados foram realizados para validação da técnica. Como resultado, obtém-se um método de ensaio com menor dependência do operador, resultando em redução de erros e menor tempo de realização.

Palavras-chave: Inversor fotovoltaico. Ensaio automatizado. LabVIEW.

ABSTRACT

SOFTWARE FOR AUTOMATION OF PHOTOVOLTAIC INVERTER TESTS ACCORDING TO NBR 16150: 2013

AUTHOR: Josué Lopes Putzke

ADVISOR: Leandro Michels

Tests for assessing the conformity of photovoltaic inverters to the current regulations are of great importance to guarantee compatibility and quality of the electric network energy to which they are connected. In Brazil, the main standard for inverter compliance testing is ABNT NBR 16150 based on the performance requirements of ABNT NBR 16149. This work presents the development of software routines capable of controlling the necessary equipment for the tests, performing the data acquisition and generating the test report. For that, Labview® graphical programming environment was used, as it is an appropriate programming language for the application, has a set of pre-developed graphical interface functions and a set of libraries for communicating with equipments. Comparative experimental results between automated tests with developed software routines and non-automated methods were performed to validate the technique. As a result, a test method is obtained with less dependence on the operator, resulting in reduced errors and less performance time.

Keywords: Solar invertes. Automated test. LabVIEW.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Painel Frontal do LabVIEW	15
Figura 1.2 – Diagrama de Blocos do LabVIEW	16
Figura 2.1 – Curva opcional do Fator de Potência	21
Figura 2.2 – Curva de Compensação de Potência Reativa	21
Figura 2.3 – Circuito básico para ensaio de inversor	24
Figura 3.1 – Esquema representativo dos equipamentos controlados	26
Figura 3.2 – Fonte CA trifásica 10000-60-40-PFC55450	27
Figura 3.3 – Sequência de <i>bytes</i> a serem enviados para comando de escrita	28
Figura 3.4 – Sequência de <i>bytes</i> a serem enviados para comando de leitura	28
Figura 3.5 – Sequência de <i>bytes</i> enviados para definir frequência	29
Figura 3.6 – Sequência de <i>bytes</i> enviados para definir tensão	29
Figura 3.7 – Sequência de comandos enviados para realizar degraus de tensão ou frequência	30
Figura 3.8 – Programa para iniciar teste	31
Figura 3.9 – Liga/Desliga a saída da fonte CA	31
Figura 3.10 – Fonte Keysight N8957APV	32
Figura 3.11 – N8957APV - Enviar curva FV selecionada para as fontes	33
Figura 3.12 – N8957APV - Liga-Desliga Saída	34
Figura 3.13 – Representação das fontes FV por controles.	34
Figura 3.14 – Importar curva FV do Mapa de Curvas	35
Figura 3.15 – Verificação da presença de todas as curvas no mapa	35
Figura 3.16 – ZIMMER LMG 670	36
Figura 3.17 – Sensor de corrente PTC 200.	36
Figura 3.18 – LMG670 - Conectar e Configurar	37
Figura 3.19 – LMG670 - Calcular escala de corrente	38
Figura 3.20 – LMG670 - Programar transiente	38
Figura 3.21 – LMG670 - Importar dados do transiente	39
Figura 3.22 – LMG670 - Realizar Medidas	40
Figura 3.23 – Medidas Zimmer	40
Figura 4.1 – Conectar e Configurar LMG670	41
Figura 4.2 – Conferir mapa de curvas fotovoltaicas	41
Figura 4.3 – Configurar Fonte CA	42
Figura 4.4 – Selecionar curva FV do mapa	42
Figura 4.5 – Enviar Curva FV para as Fontes	42
Figura 4.6 – Ações saída das fontes	43
Figura 4.7 – Estabilização da Potência	43
Figura 4.8 – Programa Principal: Dados do Sistema	44
Figura 4.9 – Programa Principal: Dados Elétricos	45
Figura 4.10 – Programa Principal: Equipamentos	46
Figura 4.11 – Programa Principal: Ensaio	47
Figura 4.12 – Fluxograma: Injeção de componente contínua	48
Figura 4.13 – Painel Frontal: Injeção de componente contínua	48
Figura 4.14 – Fluxograma: Harmônicos e distorção de forma de onda	49
Figura 4.15 – Painel Frontal: Harmônicos e distorção de forma de onda	50
Figura 4.16 – Fluxograma: Fator de potência fixo	51

Figura 4.17 – Painel Frontal: Fator de potência fixo	51
Figura 4.18 – Fluxograma: Fator de potência em curva	52
Figura 4.19 – Painel Frontal: Fator de potência fixo	53
Figura 4.20 – Fluxograma: Injeção/Demanda de potência reativa	54
Figura 4.21 – Painel Frontal: Injeção/Demanda de potência reativa	55
Figura 4.22 – Fluxograma: Tensão de desconexão por sobretensão	56
Figura 4.23 – Painel Frontal: Tensão de desconexão por sobretensão	57
Figura 4.24 – Fluxograma: Tempo de desconexão por sobretensão	58
Figura 4.25 – Painel Frontal: Tempo de desconexão por sobretensão	58
Figura 4.26 – Fluxograma: Tensão de desconexão por subtensão	59
Figura 4.27 – Fluxograma: Tempo de desconexão por subtensão	59
Figura 4.28 – Fluxograma: Frequência de desconexão por sobrefrequência	60
Figura 4.29 – Painel Frontal: Frequência de desconexão por sobrefrequência	61
Figura 4.30 – Fluxograma: Tempo de desconexão por sobrefrequência	61
Figura 4.31 – Fluxograma: Frequência de desconexão por subfrequência	62
Figura 4.32 – Fluxograma: Controle de potência ativa em sobrefrequência	63
Figura 4.33 – Painel Frontal: Controle de potência ativa em sobrefrequência	64
Figura 4.34 – Fluxograma: Religamento Automático Fora de Fase	65
Figura 4.35 – Fluxograma: Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede	66
Figura 4.36 – Fluxograma: Sobrecarga	67
Figura 4.37 – Painel Frontal: Sobrecarga	67
Figura 5.1 – Resultado: Medição da injeção de componente contínua	68
Figura 5.2 – Resultado: Harmônicos e distorção de forma de onda	69
Figura 5.3 – Resultado: Medição do fator de potência fixo	70
Figura 5.4 – Resultado: Tensão de desconexão por sobretensão	70
Figura 5.5 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por sobre- tensão	71
Figura 5.6 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobretensão	71
Figura 5.7 – Resultado o programa desenvolvido: Tensão de desconexão por subten- são	72
Figura 5.8 – Resultado manual: Tensão de desconexão por subtensão	73
Figura 5.9 – Resultado do programa desenvolvido: Tempo de desconexão por subten- são	74
Figura 5.10 – Resultado manual: Tempo de desconexão por subtensão	74
Figura 5.11 – Resultado: Frequência de desconexão por sobrefrequência	75
Figura 5.12 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por sobre- frequência	76
Figura 5.13 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobrefrequência	76
Figura 5.14 – Resultado: Frequência de desconexão por subfrequência	77
Figura 5.15 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por sub- frequência	78
Figura 5.16 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobrefrequência	78
Figura 5.17 – Resultado: Frequência de desconexão por subfrequência	79
Figura 5.18 – Resultado o programa desenvolvido: Sobrecarga	80
Figura 5.19 – Resultado manual: Sobrecarga	81
Figura 5.20 – Tempo dispendido para a realização dos ensaios de forma automatizada	82
Figura A.1 – Descrição dos Comandos Aceitos pela Fonte CA	85

Figura A.2 – Descrição dos Comandos Aceitos pela Fonte PV 86

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Faixas de operação do sistema em relação a tensão.	19
Tabela 2.2 – Faixas de operação do sistema em relação a frequência.	19
Tabela 2.3 – Limite de harmônicos permitidos.	20
Tabela 2.4 – Resposta à condições anormais de tensão	22
Tabela 2.5 – Resposta à condições anormais de frequência.	22
Tabela 2.6 – Lista dos ensaios estipulados pela ABNT NBR 16150.	24
Tabela 2.7 – Condições de ensaio	25
Tabela 3.1 – Características da Fonte CA.	27
Tabela 3.2 – Características das Fontes Fotovoltaicas.	32
Tabela 5.1 – Características do inversor utilizado nos ensaios.	68

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO	13
1.2	LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO GRÁFICA LABVIEW	14
1.3	OBJETIVOS	16
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
2	NORMATIZAÇÃO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS	18
2.1	ABNT NBR 16149 - REQUISITOS DE DESEMPENHO	18
2.1.1	Compatibilidade com a rede	18
2.1.1.1	<i>Tensão, potência e frequência</i>	18
2.1.1.2	<i>Cintilação</i>	19
2.1.1.3	<i>Proteção de injeção de componente de corrente contínua na rede elétrica</i>	20
2.1.1.4	<i>Harmônicos e distorção de forma de onda</i>	20
2.1.1.5	<i>Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa</i>	20
2.1.2	Segurança pessoal e proteção do sistema fotovoltaico	22
2.1.2.1	<i>Resposta para diferentes valores de tensão e frequência</i>	22
2.1.2.2	<i>Proteção para anti-ilhamento e Reconexão</i>	22
2.1.2.3	<i>Religamento Automático fora de fase</i>	23
2.2	ABNT 16150 - PROCEDIMENTOS DE ENSAIOS	23
2.3	ABNT NBR IEC 62116 - PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO	25
3	ROTINAS DE SOFTWARE PARA COMUNICAÇÃO COM OS EQUIPAMENTOS DO INRI-UFSM	26
3.1	FONTE SIMULADORA DA REDE CA	26
3.1.1	Protocolo de comunicação	27
3.1.2	Rotina para definir a frequência	28
3.1.2.1	<i>Rotina para definir a tensão</i>	29
3.1.3	Rotina para enviar dados para degrau de tensão e de frequência	30
3.1.4	Rotina para iniciar Teste	30
3.1.5	Rotina para ligar e desligar a saída	31
3.2	FONTES SIMULADORAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	32
3.2.1	Protocolo de comunicação	32
3.2.2	Rotina para enviar a curva FV selecionada	33
3.2.3	Rotina para ligar e desligar a saída	33
3.2.4	Rotina para carregar nova curva no mapa de curvas FV	35
3.3	ANALISADOR DE ENERGIA	36
3.3.1	Protocolo de comunicação	37
3.3.1.1	<i>Rotina para conectar e configurar</i>	37
3.3.1.2	<i>Rotina para calcular a escala de corrente</i>	37
3.3.1.3	<i>Rotina para programar transiente</i>	38
3.3.1.4	<i>Rotina para importar dados do transiente</i>	39
3.3.1.5	<i>Rotina para realizar as medidas</i>	39
4	PROGRAMAS DESENVOLVIDOS PARA A AUTOMATIZAÇÃO DOS ENSAIOS	41
4.1	PROGRAMA PRINCIPAL	43
4.2	INJEÇÃO DE COMPONENTE CONTÍNUA	47
4.3	HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DE FORMA DE ONDA	49

4.4	FATOR DE POTÊNCIA FIXO	50
4.5	FATOR DE POTÊNCIA COM CURVA	52
4.6	INJEÇÃO/DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA.....	53
4.7	TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO	55
4.8	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO	57
4.9	TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO	58
4.10	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO	59
4.11	FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA	60
4.12	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA	61
4.13	FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA.....	62
4.14	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA	62
4.15	CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM SOBREFREQUÊNCIA.....	63
4.16	RECONEXÃO	64
4.17	RELIGAMENTO AUTOMÁTICO FORA DE FASE	64
4.18	REQUISITOS DE SUPORTABILIDADE A SUBTENSÕES DECORRENTES DE FALTAS NA REDE.....	65
4.19	SOBRECARGA.....	66
5	RESULTADOS	68
5.1	MEDIÇÃO DA INJEÇÃO DE COMPONENTE CONTÍNUA	68
5.2	HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DE FORMA DE ONDA	69
5.3	MEDIÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA FIXO	69
5.4	TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO	70
5.5	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO	71
5.6	TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO	72
5.7	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO	73
5.8	FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA	75
5.9	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA	75
5.10	FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA.....	77
5.11	TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA	77
5.12	CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM SOBREFREQUÊNCIA.....	79
5.13	SOBRECARGA.....	79
5.14	TEMPOS DE EXECUÇÃO DOS ENSAIOS.....	81
6	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84
	ANEXO A – TABELAS DE COMANDOS PARA AS FONTES.....	85

1 INTRODUÇÃO

O aumento da preocupação com os impactos ambientais aliado ao esgotamento dos recursos não-renováveis para geração de energia elétrica torna as fontes renováveis uma alternativa cada vez mais interessante para o suprimento das necessidades energéticas mundiais. Dessa forma, uma vez que a irradiância média diária no território brasileiro possui elevado valor, variando entre 4,8 e 6,0 kWh/m^2 - na Alemanha, país com maior capacidade instalada em energia fotovoltaica, esse valor não ultrapassa 3,2 kWh/m^2 (ESPOSITO; FUCHS, 2013)-, é lógico o investimento nessa forma de geração.

A matriz elétrica brasileira é composta por 82,95% de energias renováveis e 17,05% de energias não renováveis. A principal fonte de energia elétrica no Brasil é a hidrelétrica, representando 62,90% de toda a geração nacional. Em segundo lugar, a energia eólica representa 9,51% da geração. A geração fotovoltaica é responsável por 1,74% da energia nacional, sendo assim, há perspectiva de grande crescimento da geração solar nos próximos anos (ANEEL, 2020).

Um sistema fotovoltaico é composto tipicamente por: um gerador fotovoltaico e um inversor. O gerador é composto por um conjunto de células fotovoltaicas e é encarregado de converter a energia solar em energia elétrica. O conjunto de baterias é utilizado, caso necessário, para acumular energia, a qual pode ser utilizada em momentos de baixa irradiância solar. Para controlar o processo de carga e descarga do conjunto de baterias, é utilizado um regulador de carga. O inversor, por sua vez, tem como função básica a conversão da tensão de saída CC do gerador solar em tensão de saída AC compatível com a rede (RIBEIRO et al., 2018). Contudo, na maior parte dos sistemas conectados à rede, não se emprega armazenamento local em baterias, sendo o sistema composto somente pelo gerador fotovoltaico e o inversor.

Além da conversão de CC para AC, os inversores modernos incluem funções adicionais, como controle do gerador solar, medições de parâmetros CC ou CA, monitoramento e proteção do sistema, comunicação ao usuário ou rede. Portanto, inversores solares consistem atualmente em equipamentos de alta tecnologia, sendo imprescindíveis em sistemas de geração solar (Mallwitz; Engel, 2010).

1.1 MOTIVAÇÃO

Para garantir a qualidade, a confiabilidade, a eficiência e a segurança das conexões existentes no sistema de distribuição, a inserção de sistemas de geração distribuída deve ser realizada com observância às normas e padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Nesse viés, os inversores empregados nos sistemas de geração fotovoltaica no Brasil devem atender aos requisitos estabelecidos na portaria 004/2011, alterada pela portaria 357/2014, do INMETRO. Nessas portarias, fica definido que os inversores fotovoltaicos com potência de até 10 kW vendidos no Brasil devem estar em conformidade com as normas ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116, além de dois ensaios complementares presentes na própria portaria.

No intuito de garantir que os inversores que são comercializados no Brasil atendam aos padrões de qualidade exigidos, é necessário a realização de ensaios de certificação de equipamentos. No Brasil, é de responsabilidade do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) conceder a acreditação a laboratórios aptos a realizar tais ensaios. A acreditação é um processo que garante que o laboratório emprega equipamentos e procedimentos adequados para a realização de medidas precisas e confiáveis para determinar a qualidade dos inversores.

Para atender ao Regulamento de Avaliação de Conformidade do INMETRO, contudo, é necessária a aprovação do inversor em 25 ensaios de certificação. Apesar de existir a possibilidade desses ensaios serem realizados de forma manual, o dispêndio de tempo - uma vez que cada ensaios pode durar horas - e a necessidade de atenção constante - visto que o equipamento sob ensaio precisa ter suas grandezas elétricas monitoradas continuamente e qualquer erro na coleta dos dados pode invalidar todo o ensaio - desestimulam tal forma de operação.

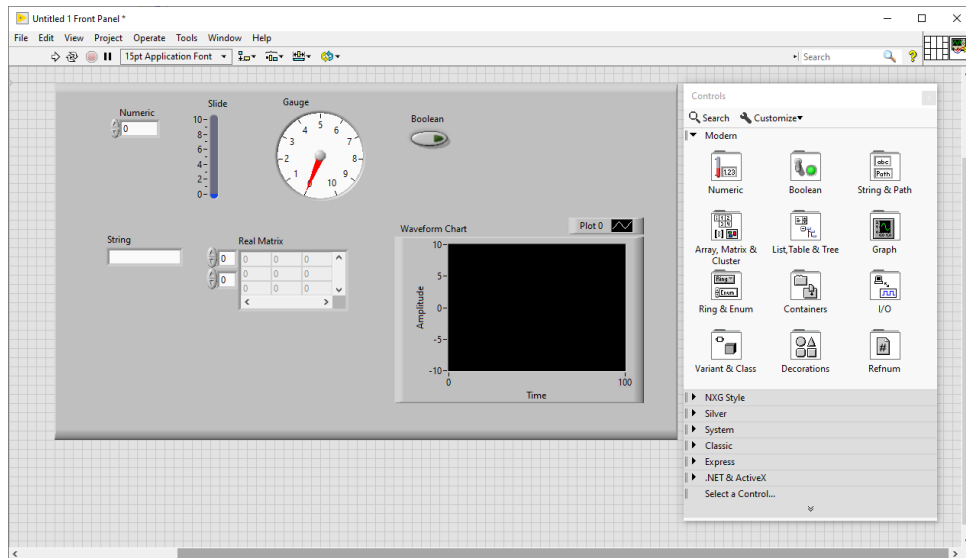
Sistemas de automação já foram implantados no INRI-UFSM como os apresentados em (BORTOLINI et al., 2018), (FIGUEIRA et al., 2016) e (FRÖHLICH et al., 2018), baseados na linguagem LabVIEW.

1.2 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO GRÁFICA LABVIEW

O LabVIEW é uma linguagem de programação gráfica desenvolvida pela empresa National Instruments que permite o desenvolvimento de softwares. Sendo assim, ao invés de comandos escritos, tem-se uma programação realizada por blocos e linhas conectoras, o que facilita a visualização do fluxo de dados do programa. Um programa em LabVIEW é chamado de VI (*Virtual Environment*) e o desenvolvimento no software é realizado em duas telas: o Painel Frontal (*front panel*) e o Diagrama de Blocos (*block diagram*). Dessa forma, o LabVIEW permite que a tela de interface com o usuário seja desenvolvida paralelamente com o código.

- Painel Frontal: tela de interface com o usuário. Permite a distribuição de controles e indicadores que são os terminais de interação. A Figura 1.1 apresenta o painel frontal.

Figura 1.1 – Painel Frontal do LabVIEW

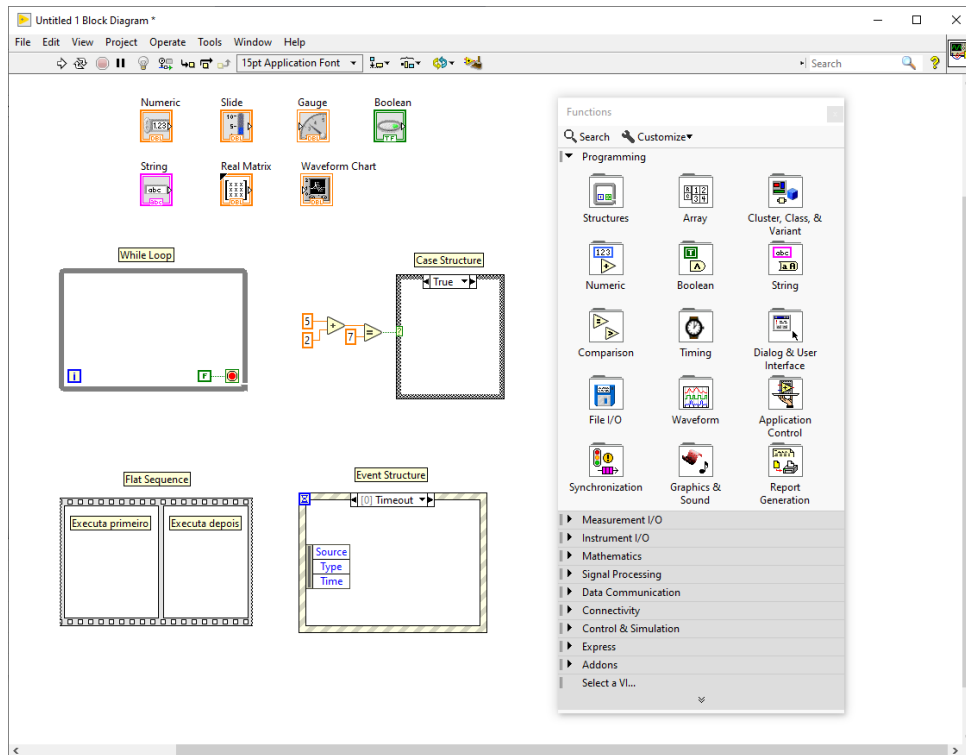


Fonte: Próprio autor

Nesse podem ser inseridos controles ou indicadores numéricos, booleanos, strings, arrays, matrizes, gráficos.

- Diagrama de Blocos: tela que contém o código fonte do programa. A Figura 1.2 apresenta um diagrama de blocos com os mesmos controles e indicadores presentes na Figura 1.1. Ainda, são apresentadas algumas das estruturas de programação mais utilizadas nesse trabalho: *While Loop* - estrutura de repetição, cujo critério de parada deve ser conectado ao botão vermelho da figura; *Case Structure* - similar ao *if* de outras programações, executando um código ou outro, dependendo da entrada; *Flat Sequence* - estrutura que faz com que o LabVIEW execute os códigos sequencialmente, executando os códigos da esquerda para a direita. Sem essa estrutura, todos os códigos são executados de forma paralela; *Event Structure* - estrutura cujo código somente é executado se ocorrer o evento ao qual está atrelada.

Figura 1.2 – Diagrama de Blocos do LabVIEW



Fonte: Próprio autor

Por fim, uma técnica muito utilizada em projetos extensos que requerem a repetição de códigos é a utilização de SubVI's. SubVI's consistem em bibliotecas criadas pelo próprio usuário, transformando vários códigos em um único bloco, o qual pode possuir entradas e saídas. Dessa forma, programações extensas podem ser visualmente simplificadas em poucos blocos, cada qual contendo uma programação própria.

1.3 OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de softwares para automação dos ensaios de inversores fotovoltaicos realizados no INRI-UFSM relativos à norma NBR 16150:2013, de forma a potencializar o sistema previamente desenvolvido inserindo ferramentas de modularização do programa em ambiente LabVIEW. Esse trabalho tem o intuito de complementar projetos de automação já existentes no INRI-UFSM conforme supracitado.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 1 é apresentada uma introdução sobre o tema, a motivação do trabalho e seus objetivos. No capítulo 2 são apresentadas as normas vigentes sobre ensaios de inversores . O capítulo 3 contém as especificações de cada instrumento necessário para a realização dos ensaios, bem como os programas desenvolvidos para o controle de cada um. No capítulo 4 são apresentadas as interfaces frontais dos softwares desenvolvidos, bem como a forma de operação desses. O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos para alguns dos softwares. Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões do autor sobre o trabalho e os possíveis trabalhos futuros.

2 NORMALIZAÇÃO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

O desenvolvimento de normatização técnica no Brasil é realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nesta seção serão apresentadas as as normas que regem o ensaio de inversores fotovoltaicos no Brasil: ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e IEC ABNT 62116.

2.1 ABNT NBR 16149 - REQUISITOS DE DESEMPENHO

Esta norma discorre sobre os requisitos necessários para conectar em paralelo um sistema de geração fotovoltaico na rede elétrica. Para isso, estabelece critérios para definir a compatibilidade do sistema com a rede e a segurança e proteção desse.

2.1.1 Compatibilidade com a rede

No intuito de definir a compatibilidade do sistema com a rede, são analisados os seguintes parâmetros relacionados com a qualidade de energia fornecida: tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência.

2.1.1.1 *Tensão, potência e frequência*

Para a operação normal do sistema em conjunto com a rede, é necessário que os valores de tensão, potência e frequência sejam compatíveis com a rede local. A faixa de valores considerados compatíveis estão contidos no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A Tabela 2.1 apresenta as diferentes faixas de operação do sistema em relação a tensão.

Tabela 2.1 – Faixas de operação do sistema em relação a tensão.

Tensão	Classificação
$V < 93\%$	Faixa crítica
$93\% \leq V < 95\%$	Faixa precária
$95\% \leq V < 105\%$	Faixa normal
$105\% \leq V < 107\%$	Faixa precária
$107\% \leq V$	Faixa crítica

Fonte: (ANEEL, 2011)

A Tabela 2.2 apresenta a faixa de operação normal de frequência do sistema elétrico brasileiro, bem como o tempo máximo permitido ao inversor de operar nos intervalos fora da frequência de operação normal.

Tabela 2.2 – Faixas de operação do sistema em relação a frequência.

Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$56,50 \leq f < 57,50$	5
$57,50 \leq f < 58,50$	10
$58,50 \leq f < 59,50$	10
$59,50 \leq f < 59,90$	30
$59,90 \leq f < 60,10$	operação normal
$60,10 \leq f < 60,50$	30
$60,50 \leq f < 62,00$	30
$62,00 \leq f < 63,50$	30
$63,50 \leq f < 66,00$	10

Fonte: (ANEEL, 2011)

2.1.1.2 Cintilação

Os limites da cintilação causadas pela operação do sistema fotovoltaico na rede não devem ser superiores aos limites estipulados nas normas: IEC 61000-3-3 para sistemas com corrente inferior a 16 A; IEC 61000-3-11 para sistemas com corrente entre 16 e 75 A; e IEC 61000-3-5 para sistemas com correntes superiores a 75 A.

2.1.1.3 Proteção de injeção de componente de corrente contínua na rede elétrica

O fornecimento de energia deve ser cessado em até 1 segundo caso a injeção de componente contínua na rede seja superior a 0,50% da corrente nominal do inversor.

2.1.1.4 Harmônicos e distorção de forma de onda

Para evitar a ocorrência de problemas em equipamentos conectados à rede, é importante que a energia injetada pelo sistema fotovoltaico possua baixos níveis de distorção harmônica. Sendo assim, a norma estabelece que a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% da corrente fundamental na potência nominal do inversor. A tabela 2.3 apresenta o limite para cada uma das harmônicas individuais.

Tabela 2.3 – Limite de harmônicos permitidos.

Harmônicas ímpares	Limites de distorção
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Harmônicas pares	Limites de distorção
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

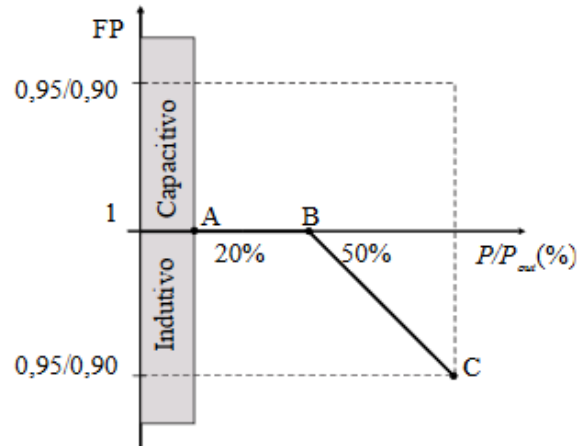
Fonte: (ABNT, 2013a)

2.1.1.5 Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa

Para sistemas com potência nominal menor ou igual a 3 kW: o FP deve ser ajustado de fábrica em 1, podendo trabalhar entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

Para sistemas com potência nominal entre 3 kW e 5 kW: da mesma forma, o FP deve ser ajustado de fábrica em 1, podendo trabalhar entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Contudo, como opcional, o inversor deve ser capaz de operar de acordo com a curva da figura 2.1 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

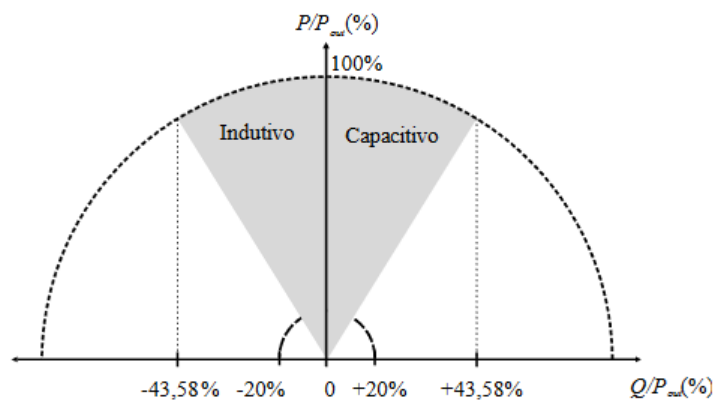
Figura 2.1 – Curva opcional do Fator de Potência



Fonte: (ABNT, 2013a)

Para sistemas com potência maior que 6 kW existem duas possibilidades: (i) o FP ser ajustado de fábrica em 1, podendo trabalhar entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor também deve ser capaz de operar de acordo com a curva da figura 2.1 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo. Ou (ii) realizando o controle de potência reativa (var) conforme a figura 2.2.

Figura 2.2 – Curva de Compensação de Potência Reativa



Fonte: (ABNT, 2013a)

2.1.2 Segurança pessoal e proteção do sistema fotovoltaico

2.1.2.1 Resposta para diferentes valores de tensão e frequência

As tabelas 2.4 e 2.5 apresentam a resposta para variações nos valores de tensão e de frequência da rede, respectivamente.

Tabela 2.4 – Resposta à condições anormais de tensão

Tensão (% em relação à $V_{n\text{ominal}}$)		Tempo máximo de desligamento ^a
V	< 80%	0,4 s
$80\% \leq V$	$\leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$		0,2 s

^a O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas

Fonte: (ABNT, 2013a)

Tabela 2.5 – Resposta à condições anormais de frequência

Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s)	Frequência de Reconexão (s)
- f < 57,50	0,2	59,90
$57,50 \leq f < 62,00$	operação Normal	Operação Normal
$62,00 \leq f < -$	0,20	60,10

Fonte: (ABNT, 2013a)

2.1.2.2 Proteção para anti-ilhamento e Reconexão

O sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia em até 2 segundos após a perda da rede elétrica (ilhamento) e só deve retornar o fornecimento de 20 segundos a 5 minutos após a retomada das condições normais da rede. Esse tempo de atraso para a reconexão depende das condições da rede local.

2.1.2.3 *Religamento Automático fora de fase*

O sistema fotovoltaico deve ser capaz suportar religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase).

2.2 ABNT 16150 - PROCEDIMENTOS DE ENSAIOS

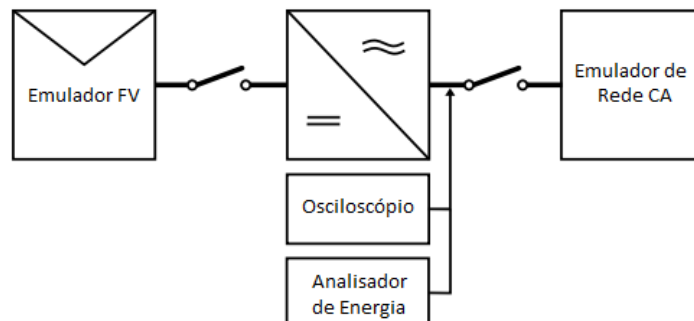
Para confirmar a adequação de um inversor fotovoltaico com os limites e requisitos apresentados na norma ABNT 16149, a norma ABNT 16150 estipula uma lista de ensaios que devem realizados no inversor, a qual é apresentada na Tabela 2.6. A Figura 2.3 apresenta o circuito básico para ensaio de inversor. Esse consiste da conexão de um emulador de um gerador fotovoltaico ao lado CC do inversor, um emulador da rede CA do lado CA do inversor e de um analisador de energia do lado CA para realizar as medições. Esses instrumentos serão abordados de forma mais aprofundada no capítulo 3.

Tabela 2.6 – Lista dos ensaios estipulados pela ABNT NBR 16150.

1. Cintilação
2. Injeção de componente CC
3. Harmônicos e distorção de forma de onda
4. Fator de potência fixo
5. Fator de potência em curva
6. Injeção/demanda de potência reativa
7. Tensão de desconexão por sobretensão
8. Tempo de desconexão por sobretensão
9. Tensão de desconexão por subtensão
10. Tempo de desconexão por subtensão
11. Frequência de desconexão por sobrefrequência
12. Tempo de desconexão por sobrefrequência
13. Frequência de desconexão por subfrequência
14. Tempo de desconexão por subfrequência
15. Controle de potência reativa em sobrefrequência
16. Tempo de reconexão
17. Reconexão fora de fase
18. Modulação de potência ativa
19. Modulação de potência reativa
20. Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede
21. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede

Fonte: (ABNT, 2013b)

Figura 2.3 – Circuito básico para ensaio de inversor



Fonte: (ABNT, 2013b)

2.3 ABNT NBR IEC 62116 - PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

Ilhamento é a condição na qual uma parte da instalação elétrica fica isolada do restante da rede. Geralmente ocorre quando um segmento da rede contendo a geração de uso privado e a carga estão fora do controle da distribuidora. Para evitar danos aos equipamentos, o tempo máximo de operação em ilha deve ser de 2 segundos. Sendo assim, a norma ABNT NBR IEC 62116 tem por objetivo apresentar um procedimento de ensaio para avaliar a capacidade de prevenção ao ilhamento do inversor. A Tabela 2.7 apresenta as possíveis condições do ensaio de anti-ilhamento.

Tabela 2.7 – Condições de ensaio

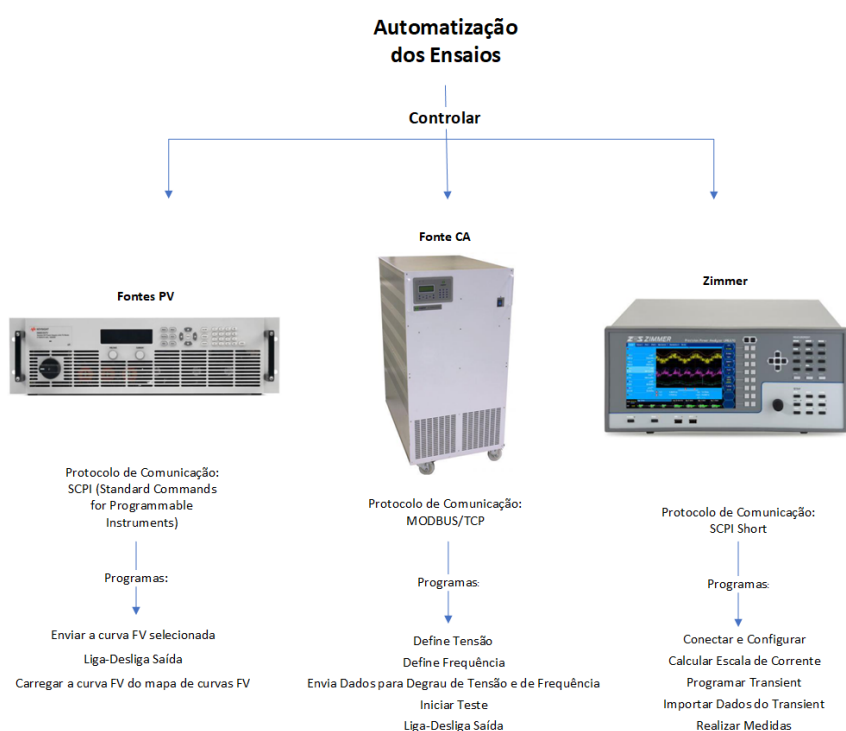
Condição	Potência de saída do ESE	Tensão de entrada do ESE	Ajuste do desligamento do ESE
A	Máxima	> 90% da faixa de entrada nominal	Ajustes de desligamento por tensão e frequência especificados pelo fabricante
B	50% - 60% da máxima	50% da faixa de entrada nominal	Configurar os ajustes de desligamento por tensão e frequência para os valores nominais
C	25% - 33% da máxima	< 10% da faixa de entrada nominal	Configurar os ajustes de desligamento por tensão e frequência para os valores nominais

Fonte: (ABNT, 2013b)

3 ROTINAS DE SOFTWARE PARA COMUNICAÇÃO COM OS EQUIPAMENTOS DO INRI-UFSM

Como apresentado na Figura 2.3, são necessários os seguintes equipamentos para a realização de ensaios sobre um inversor: fonte emuladora CA, fonte emuladora de painéis fotovoltaicos e um analisador de energia. Essa seção apresenta os equipamentos utilizados no Laboratório de Ensaios do Instituto de Redes Inteligentes. A Figura 3.1 apresenta um sumário das rotinas desenvolvidas para controle dos equipamentos.

Figura 3.1 – Esquema representativo dos equipamentos controlados



Fonte: Próprio Autor.

3.1 FONTE SIMULADORA DA REDE CA

Esse equipamento é responsável por simular o nível de tensão e de frequência de uma rede CA convencional. Ainda, deve ser capaz de realizar simulações de falhas, como afundamentos, degraus de tensão e de frequência, etc. A fonte presente no Laboratório de Ensaios do Instituto de Redes Inteligentes é a Fonte CA trifásica 10000-60-40-PFC55450 da empresa Supplier. As especificações desse equipamento são apresentadas na Tabela 3.1. A Figura 3.2 apresenta uma imagem do equipamento.

Tabela 3.1 – Características da Fonte CA.

Característica	Fonte CA trifásica 10000-60-40-PFC55450
Tensão Nominal de alimentação	380 Vac \pm 10% (3F + N + T)
Corrente Nominal de Entrada	179 A
Frequência de alimentação	50/60 Hz
Potência Nominal de Saída	100 kVA
Tensão de Saída	0 a 600 V (tensão de linha)
Corrente Nominal de Saída	152 A @ 220 V (fase) 96,6 A @ 345 V (fase)
Frequência de Saída	40 a 400 Hz
Comunicação	RS232 Ethernet

Fonte: (BORTOLINI et al., 2018)

Figura 3.2 – Fonte CA trifásica 10000-60-40-PFC55450



Fonte: <http://www.supplier.ind.br//produto/fontes-ca-trifasicas/8/fonte-ca-trifasica/213>

3.1.1 Protocolo de comunicação

A comunicação com a fonte CA é realizada através do protocolo de comunicação MODBUS/TCP. O procedimento consiste em programar bit a bit um *frame* completo de dados, o qual pode ter uma de duas funções do protocolo MODBUS: FC03 - Ler múltiplos registradores, ou FC16 - Escrever em múltiplos registradores. A Figura 3.3 apresenta a sequência de *bytes* que devem ser enviados para escrita na fonte.

Figura 3.3 – Sequência de *bytes* a serem enviados para comando de escrita

Byte	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Sig.	Prefixo				Tamanho da mensagem		UI	Cod. Fun.	ID	COM	Quantidade MSB LSB		Byte Count	DH	DL
Valor	0x00	0x00	0x00	0x00	0x00	0x09	0x00	0x10	X	X	0x00	0x01	0x02	X	X

Fonte: Manual do equipamento

O prefixo é composto por 4 bytes (bytes 0, 1, 2 e 3) com o valor 0. O tamanho da mensagem é composto por 2 bytes: um com 0 (byte 4) e o outro com o número de bytes após esse byte (byte 5). O byte 6 é nomeado Unit ID e recebe sempre o valor 0. Em seguida, é enviado o byte de código da função (byte 7), o qual recebe o valor 3 para leitura ou 16 para escrita. Os bytes 10, 11 e 12 recebem sempre 0, 1 e 2, respectivamente e os bytes 8, 9, 13 e 14 são tabelados, variando de acordo com o comando desejado.

A Figura 3.4 apresenta a sequência de bytes a serem enviados para realizar a leitura de parâmetros da fonte.

Figura 3.4 – Sequência de *bytes* a serem enviados para comando de leitura

Byte	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Sig.	Prefixo				Tamanho da mensagem		UI	Cod. Fun.	ID	COM	DH	DL
Valor	0x00	0x00	0x00	0x00	0x00	0x06	0x00	0x03	X	X	X	X

Fonte: Manual do equipamento

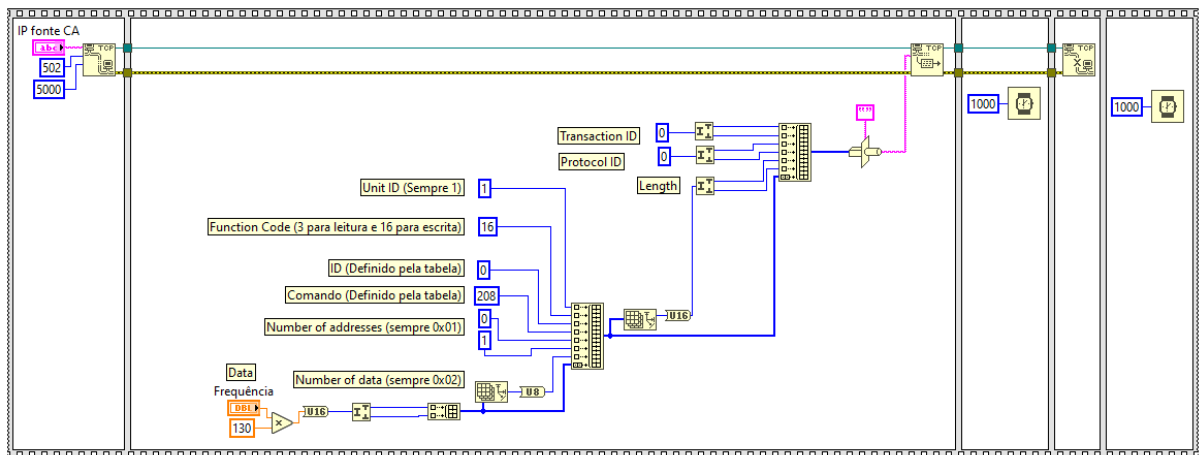
É possível perceber que a única diferença de comando de escrita para o comando de leitura é a ausência dos bytes 10, 11 e 12 do *frame* de escrita no *frame* de leitura e a alteração do código da função de 16 para 3.

Para a utilização da fonte durante os ensaios, foram desenvolvidas 6 SubVI's: Define Frequência, Define Tensão, Enviar Dados para Degrau de Tensão e de Frequência, Iniciar Teste, Liga-Desliga Saída e Regula Tensão.

3.1.2 Rotina para definir a frequência

Esse programa tem o objetivo de definir a frequência da tensão de saída da fonte. A Figura 3.5 apresenta a programação desenvolvida.

Figura 3.5 – Sequência de *bytes* enviados para definir frequência



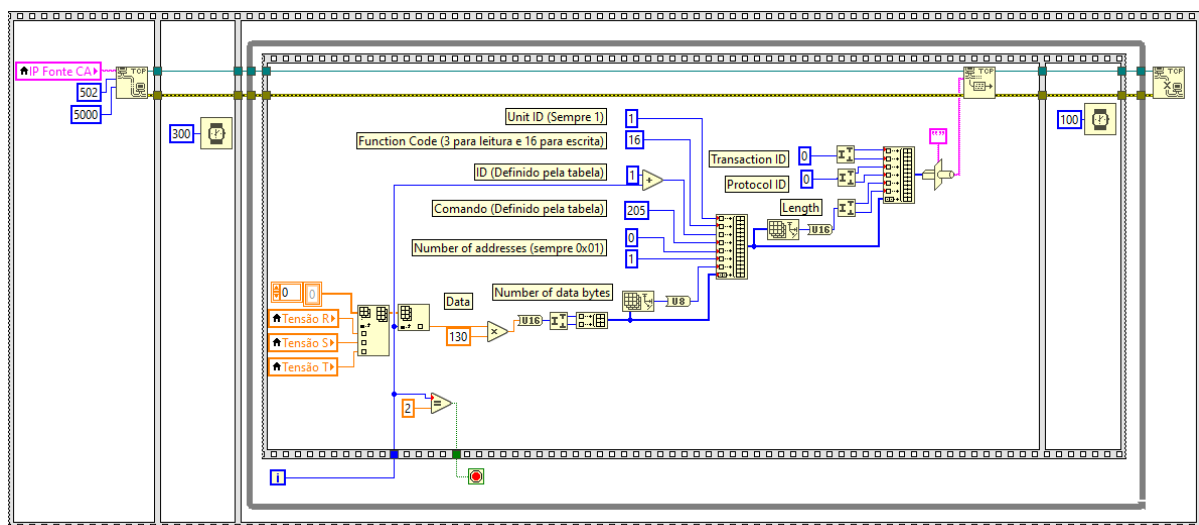
Fonte: Próprio autor.

Conforme apresentado anteriormente, inicialmente são enviados 4 bytes contendo zeros, em seguida o tamanho da mensagem e por fim a mensagem. A mensagem é composta por valores fixos (apresentados na figura) e valores variáveis de acordo com o comando desejado, os quais são definidos pela Figura A.1. Essa sequência de bytes é a mesma para qualquer comando de escrita na fonte.

3.1.2.1 Rotina para definir a tensão

O programa desenvolvido para definir a tensão de saída da fonte é apresentada na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Sequência de *bytes* enviados para definir tensão



Fonte: Próprio autor.

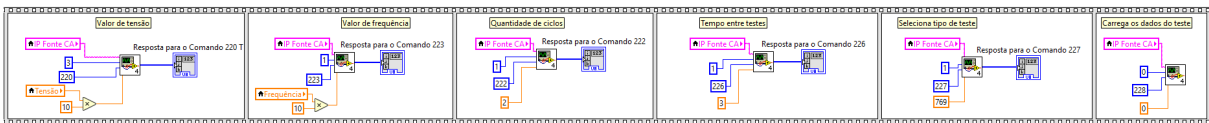
Esse programa roda 3 vezes, uma vez para a definição da tensão de cada fase. Usa-se o comando 205 para a definição de tensão, conforme A.1

3.1.3 Rotina para enviar dados para degrau de tensão e de frequência

Existem 4 tipos de testes possíveis para a fonte CA: Sag, Swell, Degrau de tensão e de frequência e Degrau de fase.

Para realizar testes de degrau de tensão e de frequência, é necessário enviar a seguinte sequência de comandos para a fonte: 220 - para informar o valor da tensão, 223 - para informar o valor da frequência, 222 - para informar a quantidade de ciclos, 226 - para informar o tempo entre os testes, 227 - para selecionar o tipo de teste, 228 - para carregar os valores enviados, 229 - para iniciar o teste. A Figura 3.7 apresenta o programa desenvolvido para enviar sequencialmente todos os comandos necessários.

Figura 3.7 – Sequência de comandos enviados para realizar degraus de tensão ou frequência



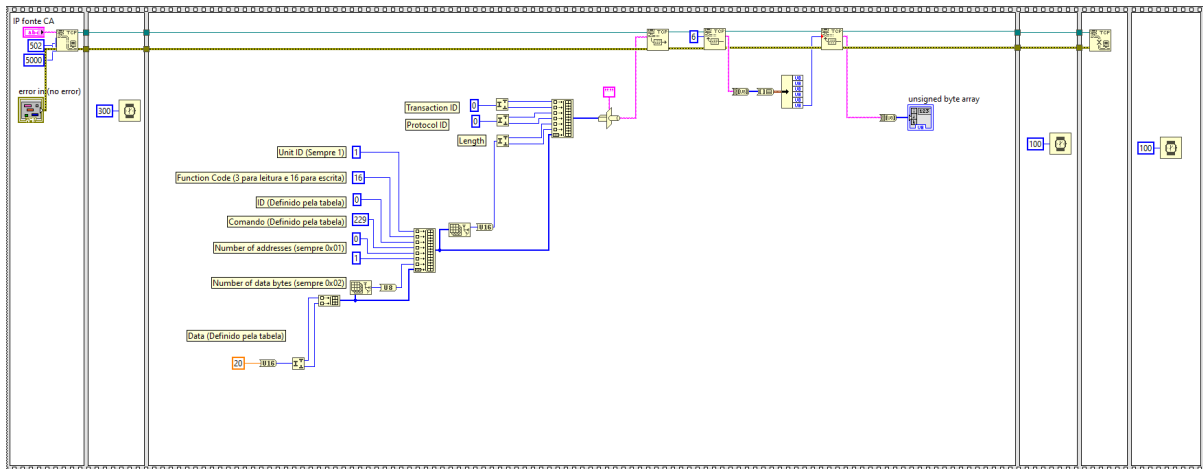
Fonte: Próprio autor.

Essa SubVI não inicia o teste, somente envia e carrega os dados.

3.1.4 Rotina para iniciar Teste

Após o envio e o carregamento dos dados, é necessário iniciar o teste programado. A Figura 3.8 apresenta o programa desenvolvido para isso.

Figura 3.8 – Programa para iniciar teste

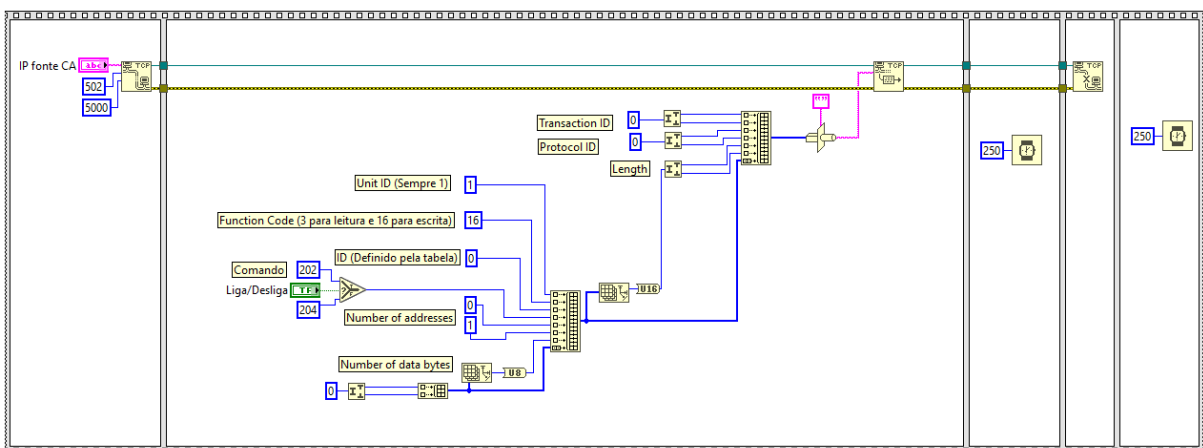


Fonte: Próprio autor.

3.1.5 Rotina para ligar e desligar a saída

A programação desenvolvida para ligar ou desligar a saída da fonte é apresentada na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Liga/Desliga a saída da fonte CA



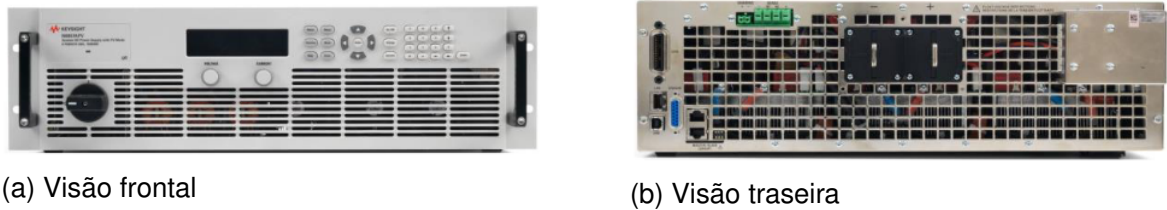
Fonte: Próprio autor.

Caso o botão "Liga/Desliga" seja acionado, é enviado o comando 202, ligando a saída. Caso o botão não seja acionado, é enviado o comando 204, desligando a saída.

3.2 FONTES SIMULADORAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A emulação de painéis fotovoltaicos é realizada utilizando seis fontes simuladoras fotovoltaicas modelo N8957APV, da empresa Keysight. A Figura 3.10 apresenta a visão frontal e traseira do equipamento.

Figura 3.10 – Fonte Keysight N8957APV



Fonte: www.keysight.com/en/pd-2588133-pn-N8957APV/photovoltaic-array-simulator-1500-vdc-400-vac

A Tabela 3.2 apresenta as características elétricas das fontes.

Tabela 3.2 – Características das Fontes Fotovoltaicas.

Característica	Valores
Tensão Nominal de saída	0 - 1500 V
Corrente Nominal de saída	0 - 30 A
Potência	15 kW
<i>Ripple</i> de saída (pico a pico)	2400 mV
<i>Ripple</i> de saída (<i>RMS</i>)	400 mV
Precisão de medida de tensão	$\leq 1,5$ V
Precisão de medida de corrente	≤ 60 mA

Fonte: Manual do equipamento

Tais fontes podem operar de dois modos: fonte de tensão ou fonte simuladora fotovoltaica. No modo simuladora fotovoltaica, a fonte recebe um conjunto de pontos coordenados de tensão e de corrente nos quais deve operar. Esse conjunto de pontos será armazenado em uma de duas tabelas presentes na memória da fonte, sendo possível acionar na saída os pontos de uma ou de outra.

3.2.1 Protocolo de comunicação

Para a comunicação com as fontes simuladoras fotovoltaicas, é utilizado o padrão SCPI ("*Standard Commands for Programmable Instruments*" - "Comandos padrão para

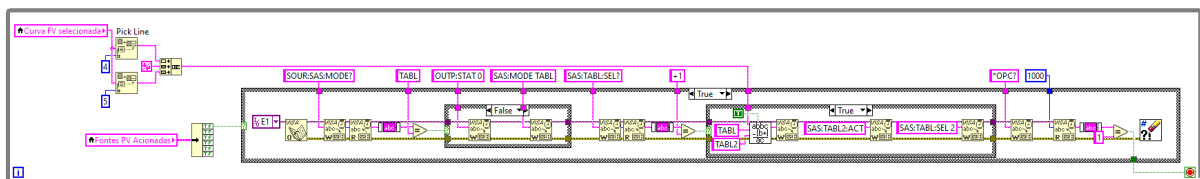
instrumentos programáveis"), o qual define uma linguagem de comunicação com os instrumentos baseando-se no envio de strings codificadas pelo código ASCII para os equipamentos controláveis.

Para o controle desse equipamento durante os ensaios foram desenvolvidas 3 SubVI's: Enviar a curva FV selecionada, Liga-Desliga a saída, Carregar a curva FV no Mapa de Curvas FV.

3.2.2 Rotina para enviar a curva FV selecionada

Esse programa tem por objetivo enviar o conjunto de pontos que compõem a curva fotovoltaica para o equipamento. A Figura 3.11 apresenta a programação realizada para enviar a curva para uma das fontes. Esse procedimento é repetido para todas as fontes selecionadas para o ensaio.

Figura 3.11 – N8957APV - Enviar curva FV selecionada para as fontes



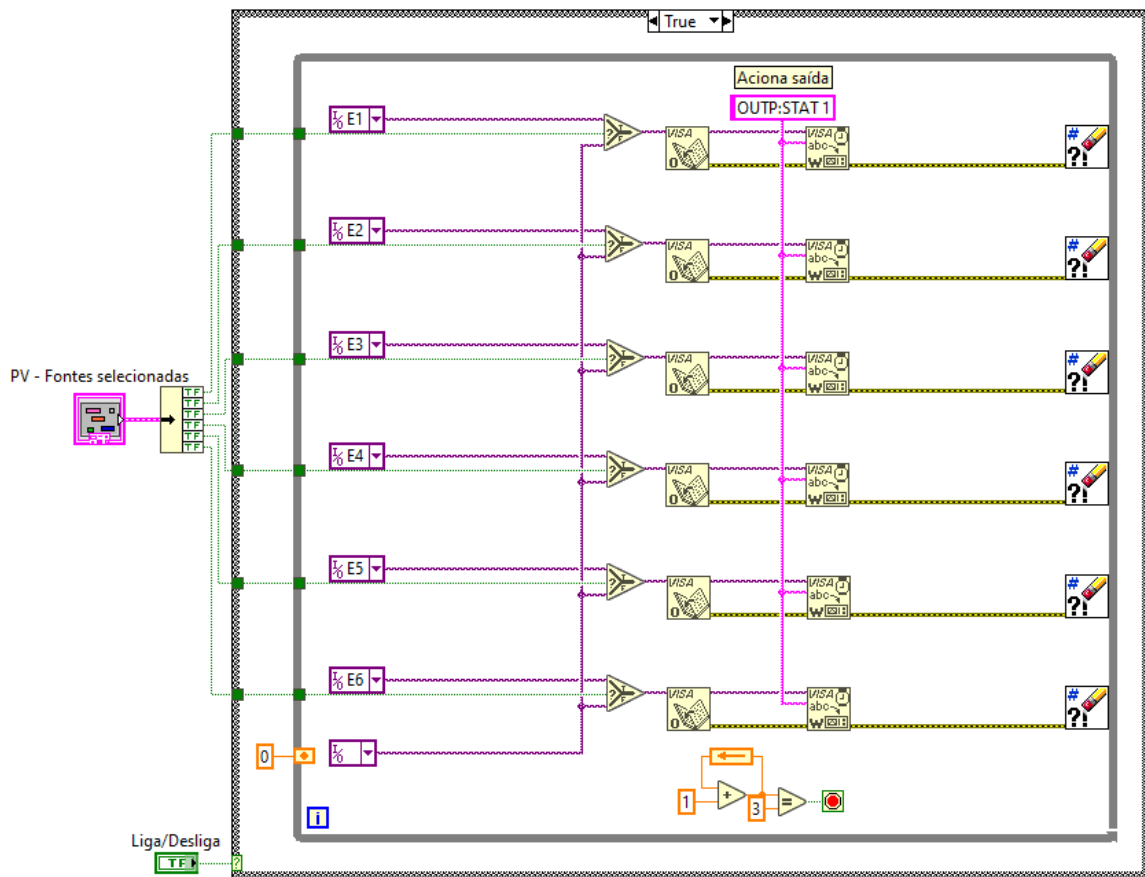
Fonte: Próprio autor

Inicialmente, o programa faz a requisição do modo de operação da fonte. Caso não esteja no modo tabela, desliga-se a saída e seleciona-se o modo tabela. Em seguida, é realizada a verificação de qual das duas tabelas está selecionada. Caso a tabela 1 esteja selecionada, os pontos da curva são enviados para a tabela 2, a qual é ativada. Caso a tabela 2 esteja selecionada, os pontos da curva são enviados para a tabela 1, que é então ativada. Por fim, o comando *OPC? determina se todos os comandos foram recebidos e executados. Caso a resposta seja negativa, o procedimento é realizado novamente.

3.2.3 Rotina para ligar e desligar a saída

Esse programa é responsável por ligar ou desligar a saída das fontes selecionadas. Isso é realizado utilizando o comando OUTPUT:STAT, conforme apresentado na Figura 3.12.

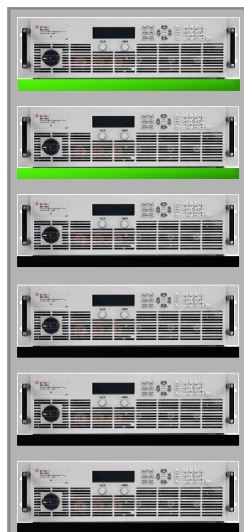
Figura 3.12 – N8957APV - Liga-Desliga Saída



Fonte: Próprio autor

A seleção de quais fontes serão utilizadas no ensaio é realizada a partir da ativação dos controles apresentados na Figura 3.13.

Figura 3.13 – Representação das fontes FV por controles.

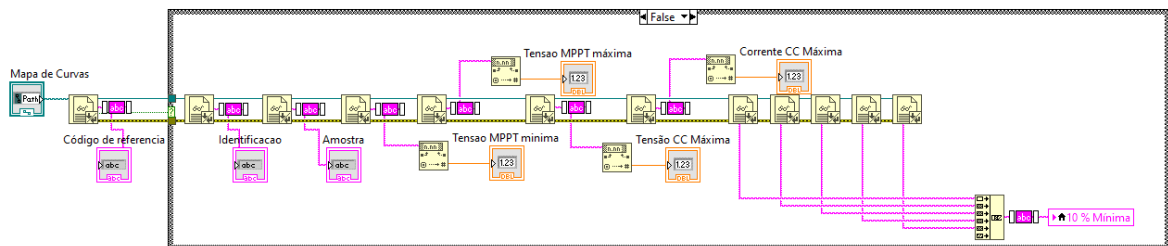


Fonte: Próprio autor

3.2.4 Rotina para carregar nova curva no mapa de curvas FV

Esse programa realiza a leitura dos valores escritos em um arquivo txt, denominado Mapa de Curvas Fotovoltaicas, o qual contém as seguintes informações: Código de referência do inversor, identificação, amostra, tensão MPPT mínima, tensão de MPPT máxima, corrente e tensão CC máximas e, por fim, os valores de corrente e de tensão que compõem a curva fotovoltaica. A Figura 3.14 apresenta o programa desenvolvido para importar os dados da curva 10% mínima.

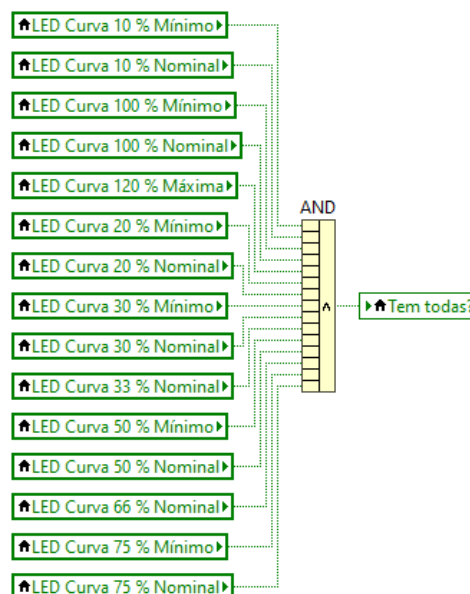
Figura 3.14 – Importar curva FV do Mapa de Curvas



Fonte: Próprio autor

O Mapa deve possuir as seguintes curvas: 100% mínima, 75% mínima, 50% mínima, 30% mínima, 20% mínima, 10% mínima, 100% nominal, 75% nominal, 66% nominal, 50% nominal, 33% nominal, 30% nominal, 20% nominal, 10% nominal e 120% máxima. Esse programa ainda é responsável por identificar se todas as curvas estão presentes no mapa, o que é realizado conforme apresentado na Figura 3.15.

Figura 3.15 – Verificação da presença de todas as curvas no mapa



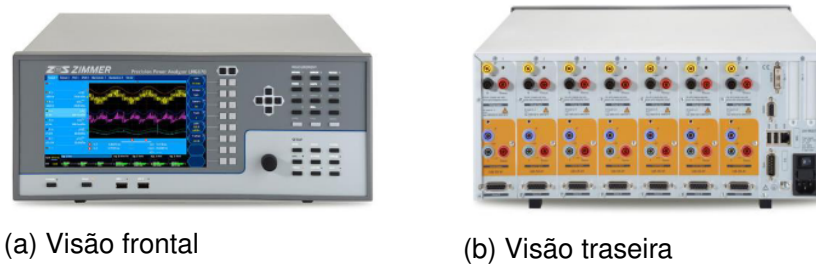
Fonte: Próprio autor

Cada um dos LEDs recebe TRUE caso a leitura da linha do mapa que deveria conter a curva não esteja em branco. Em seguida, todos os LEDs são submetidos a uma estrutura lógica AND, a qual, caso todas curvas estejam presentes, retornará TRUE e, caso contrário FALSE.

3.3 ANALISADOR DE ENERGIA

Para realizar medidas das grandezas necessárias para os ensaios e transmiti-las para os softwares desenvolvidos, é utilizado o analisador de energia LMG 670 da empresa ZIMMER. A Figura 3.16 apresenta a vista frontal e traseira do equipamento.

Figura 3.16 – ZIMMER LMG 670



(a) Visão frontal

(b) Visão traseira

Fonte: <https://www.zes.com/en/Products/Precision-Power-Analyzers/LMG670>

Esse equipamento possui 7 ponteiras para medição de corrente e de tensão e diversos módulos para a realização dos ensaios da norma ABNT 16150, como: *flicker*, distorções harmônicas e oscilografia.

Ainda, são utilizadas 7 ponteiras de corrente, modelo PTC 200, as quais são capazes de realizar medidas de $2,5 A_{RMS}$ a $200 A_{RMS}$, o que permite ensaios em potências elevadas. Para baixas potências (micro-inversores), utiliza-se o sensor interno do equipamento, o qual é capaz de medir valores de $5 mA_{RMS}$ a $32 mA_{RMS}$. A Figura 3.17 apresenta a ponteira supracitada.

Figura 3.17 – Sensor de corrente PTC 200.



Fonte: <https://www.zes.com/en/Products/Sensors/PCT>

3.3.1 Protocolo de comunicação

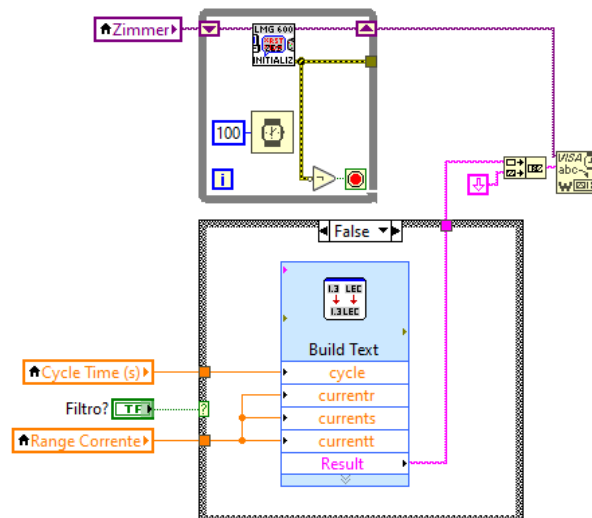
Para a comunicação com esse equipamento é utilizado o protocolo Short, uma linguagem específica do ZES ZIMMER para instrumentos LMG, que usa a mesma sintaxe que SCPI, mas nomes de comandos mais curtos.

Para o controle desse equipamento durante os ensaios, foram desenvolvidos 5 SubVI's: Conectar e Configurar, Calcular Escala de Corrente, Importar dados do transiente, Programar transiente e Realizar medidas.

3.3.1.1 Rotina para conectar e configurar

A Figura 3.18 apresenta a programação realizada para conectar o software ao equipamento e realizar as configurações iniciais de *Cycle time*, de *Range* de corrente e determinar a presença ou não de filtro nas medições.

Figura 3.18 – LMG670 - Conectar e Configurar



Fonte: Próprio Autor

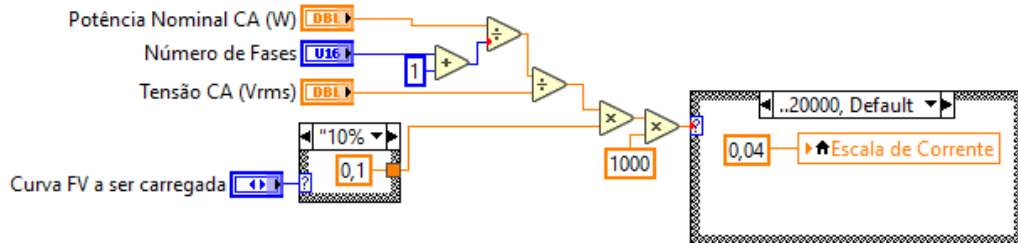
Esse programa permanece em um *loop* infinito enquanto a inicialização da comunicação apresentar erro. Caso não ocorram erros na inicialização, são enviados os dados supracitados.

3.3.1.2 Rotina para calcular a escala de corrente

O LMG670 possui 3 escalas de corrente: 0,04 para medições de até 20 A; 0,15 para medições de 20 A até 70 A; e 0,6 para medições maiores de 75 A. A programação

realizada para determinar a escala a ser utilizada é apresentada na Figura 3.19

Figura 3.19 – LMG670 - Calcular escala de corrente



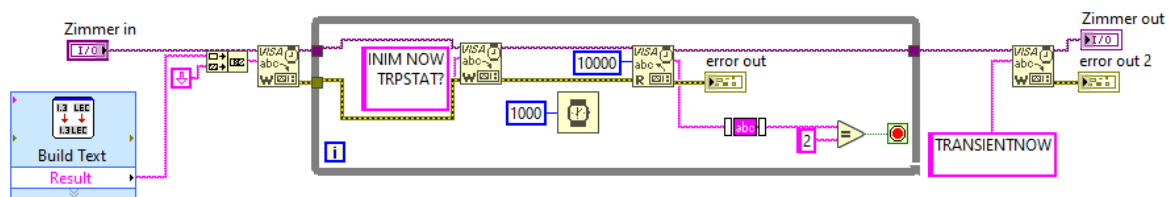
Fonte: Próprio Autor

Esse programa realiza a divisão entre a potência nominal do inversor pelo número de fases, encontrando a potência por fase, e, em seguida, divide o resultado pela tensão CA RMS, encontrando a corrente RMS por fase. Por último, multiplica-se o resultado pela porcentagem da curva fotovoltaica enviada às fontes fotovoltaicas. A multiplicação por 1000 é realizada por conta da incapacidade do case structure do software de lidar com casos que sejam números com parte decimal.

3.3.1.3 Rotina para programar transiente

Alguns ensaios requerem a medição de tempo entre eventos. Para isso, é necessário a programação de um modo transiente no medidor. Nesse modo, o equipamento irá realizar a gravação de um número preestabelecido de pontos antes e após um evento, sendo possível, portanto estabelecer o tempo entre eventos distintos, como será apresentado nas sessões subsequentes. A programação realizada para que o LMG670 opere em modo transiente é apresentada na Figura 3.20.

Figura 3.20 – LMG670 - Programar transiente



Fonte: Próprio Autor

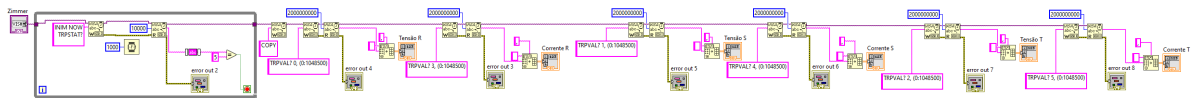
O modo transiente do analisador LMG670 possui 16 canais com capacidade de 4 milhões de amostras cada. Esse programa é responsável por determinar quais canais

serão utilizados para medir tensão e quais serão utilizados para medir corrente (utilizando o comando TRCTRAC), a taxa de amostragem (utilizando o comando TRCSR), o tempo de amostragem anterior ao evento (utilizando o comando TRCPTRT) e o tempo total do modo transiente (utilizando o comando TRCLEN). Em seguida, há a leitura do estado do modo transiente, e assim que esse estiver à espera do *trigger*, é realizado um *trigger* programado, através do comando TRANSIENTNOW.

3.3.1.4 Rotina para importar dados do transiente

Uma vez que o analisador realizou o registro de todas as amostras do evento, é necessário importar os dados para o software para análises. Para isso, foi realizada a programação apresentada na Figura 3.21.

Figura 3.21 – LMG670 - Importar dados do transiente



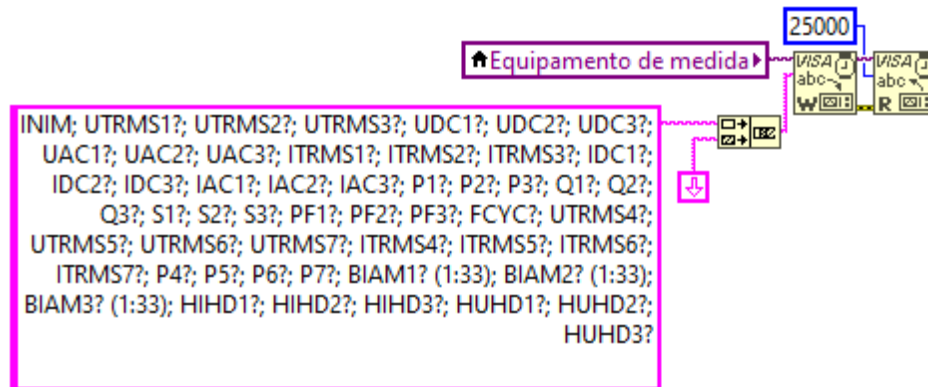
Fonte: Próprio Autor

Esse programa espera até que o *status* do modo transiente seja igual a 5, o que significa que todas as amostras foram gravadas. Então é utilizado o comando COPY para copiar os dados dos 6 canais utilizados: canal 0 - tensão na fase R; canal 1 - tensão na fase S; canal 2 - tensão na fase T; canal 4 - corrente na fase R; canal 5 - corrente na fase S; canal 6 - corrente na fase T. São importadas 1048500 amostras de cada canal

3.3.1.5 Rotina para realizar as medidas

Esse programa é responsável por requisitar o valor de todas as medidas do equipamento e posicioná-las em um *array*. A Figura 3.22 apresenta o programa desenvolvido.

Figura 3.22 – LMG670 - Realizar Medidas



Fonte: Próprio Autor

A posição de cada medida no *array* é apresentada na Figura 3.23.

Figura 3.23 – Medidas Zimmer

0	VRMS 1		25	S 1
1	VRMS 2		26	S 2
2	VRMS 3		27	S 3
3	Vdc 1		28	PF 1
4	Vdc 2		29	PF 2
5	Vdc 3		30	PF 3
6	Vac 1		31	Freq
7	Vac 2		32	VRMS 4
8	Vac 3		33	VRMS 5
9	iRMS 1		34	VRMS 6
10	iRMS 2		35	VRMS 7
11	iRMS 3		36	iRMS 4
12	iDC 1		37	iRMS 5
13	iDC 2		38	iRMS 6
14	iDC 3		39	iRMS 7
15	iAC 1		40	P 4
16	iAC 2		41	P 5
17	iAC 3		42	P 6
18	P 1		43	P 7
19	P 2		44	Σ P DC
20	P 3			
21	Σ P AC			
22	Q 1			
23	Q 2			
24	Q 3			

Fonte: Próprio Autor

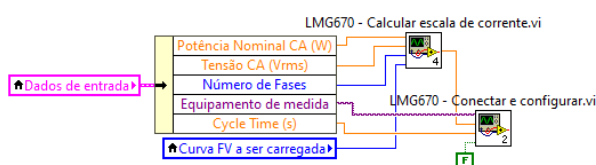
4 PROGRAMAS DESENVOLVIDOS PARA A AUTOMATIZAÇÃO DOS ENSAIOS

Neste capítulo é apresentado um resumo dos procedimentos de todos os ensaios, a programação desenvolvida para automatizá-los e as interfaces frontais dos softwares.

Todos os ensaios possuem as primeiras 7 etapas em comum, que são:

1. Conectar e Configurar o LMG670: Isso é realizado conforme apresentado na Figura 4.1, que implementa os códigos apresentados nas Figuras 3.18 e 3.19 como SubVIs;

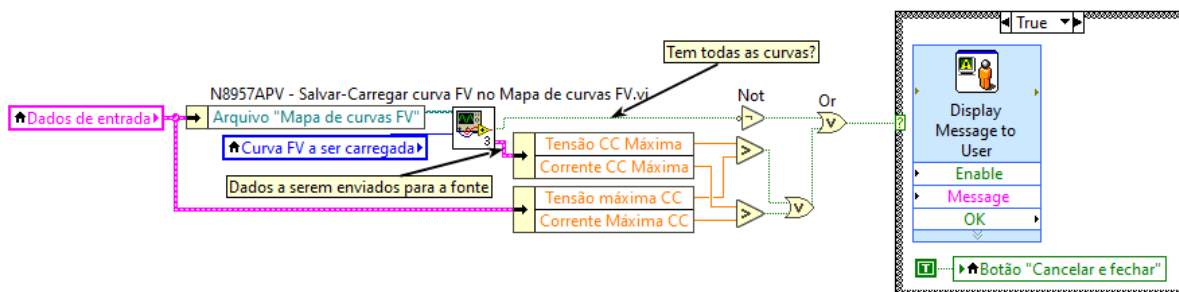
Figura 4.1 – Conectar e Configurar LMG670



Fonte: Próprio Autor

2. Verificar se o mapa de curvas possui todas as curvas: Isso é realizado transformando o programa apresentado na Figura 3.15 em uma SubVI. Esse programa verifica se todas as curvas estão presentes no mapa de curvas e finaliza o programa com uma mensagem de erro caso haja alguma curva faltando. Em seguida, verifica se a tensão e a corrente que serão enviadas para a fonte fotovoltaica não são maiores que a tensão e corrente máximas do equipamento sob ensaio, novamente apresentando uma mensagem de erro e finalizando o programa caso os dados enviados sejam maiores que os valores permitidos. A Figura 4.2 apresenta o procedimento supracitado;

Figura 4.2 – Conferir mapa de curvas fotovoltaicas

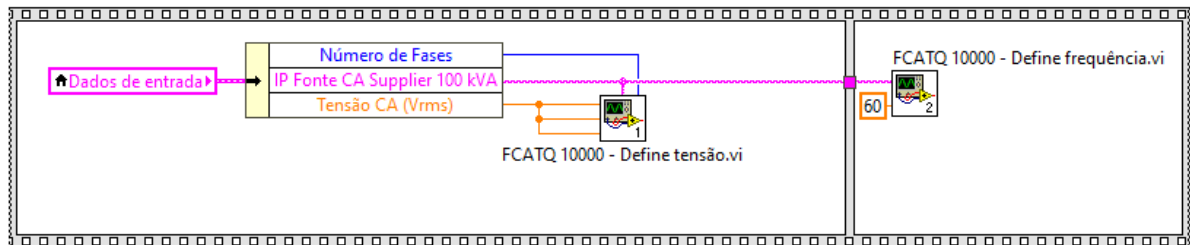


Fonte: Próprio Autor

3. Configurar a tensão da Fonte CA em 100% da tensão nominal de ensaio e 60 Hz. Isso é realizado conforme apresentado no programa da Figura 4.3, o qual transforma os códigos das Figuras 3.5 e 3.6 em SubVIs. Utilizando a estrutura "Flat Sequence",

o programa inicialmente define a tensão das 3 fases e em seguida define a frequência em 60 Hz;

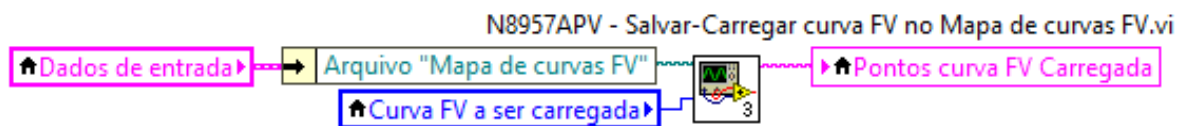
Figura 4.3 – Configurar Fonte CA



Fonte: Próprio Autor

4. Selecionar a curva fotovoltaica a ser enviada dependendo da porcentagem da potência desejada. Esse programa implementa os códigos apresentados na Figura 3.14 como SubVIs, contudo, dessa vez, são importados os pontos da curva desejada, ao invés de realizar a verificação da presença de todas as curvas, conforme apresentado na Figura 4.4;

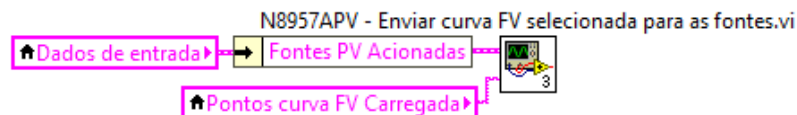
Figura 4.4 – Selecionar curva FV do mapa



Fonte: Próprio Autor

5. Enviar a curva selecionada para as fontes fotovoltaicas. Esse programa implementa os códigos apresentados na Figura 3.11 como SubVI;

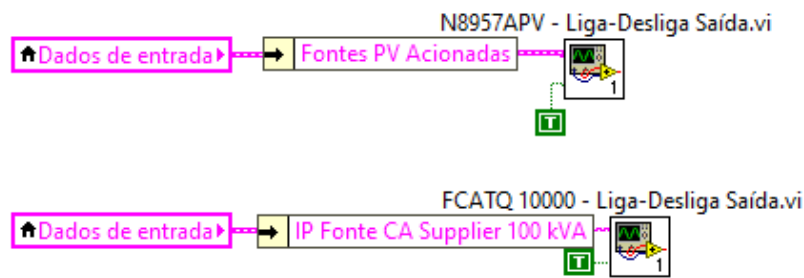
Figura 4.5 – Enviar Curva FV para as Fontes



Fonte: Próprio Autor

6. Habilitar a saída das fontes emuladoras da rede CA e fotovoltaicas. Esse programa implementa os códigos apresentados nas Figuras 3.9 e 3.12 como SubVIs;

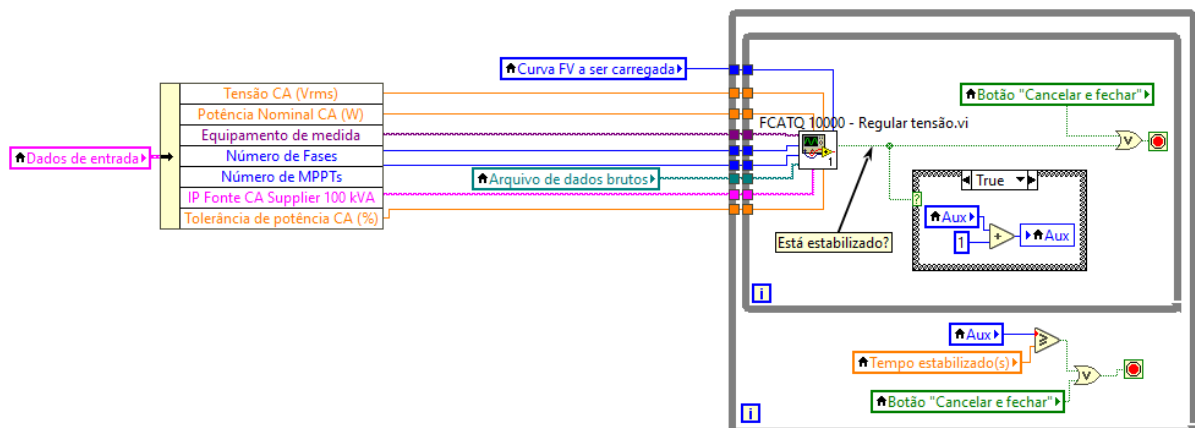
Figura 4.6 – Aciona saída das fontes



Fonte: Próprio Autor

7. Aguarda estabilização da Fonte CA. O programa roda enquanto o valor de potência não ficar por pelo menos 5 segundos entre os valores toleráveis, conforme apresentado na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Estabilização da Potência



Fonte: Próprio Autor

4.1 PROGRAMA PRINCIPAL

O programa principal tem a finalidade de realizar o salvamento automático dos dados elétricos e comerciais do inversor como nome da empresa, código de referência, modelo, potência nominal, tensão de operação e número de fases. Além de fazer a identificação do equipamento sob ensaio(ESE), a interface também serve como base para a realização de todos os ensaios. Cada ensaio foi desenvolvido em uma rotina própria e independente dos outros ensaios, e cabe ao Programa Principal acionar cada uma das sub-

rotinas necessárias para a realização dos ensaios, coletar os dados gerados e organizá-los em seus locais de armazenamento.

O programa principal é separado em 4 abas: Dados do Sistema, Dados Elétricos, Equipamentos e Ensaios, apresentados nas Figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11, respectivamente.



Figura 4.8 – Programa Principal: Dados do Sistema

Dados sistema | Dados elétricos | Equipamentos | Ensaios

INRI | INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES UFSM

Ensaio Automatizado de Inversores Fotovoltaicos

Código de referência: Amostra: Empresa: Modelo:

Arquivo "Mapa de curvas FV":  Arquivo "Coleta de dados": 

Avançar

Fonte: Próprio Autor

Na aba "Dados do Sistema", o usuário informa o código de referência, a amostra, a empresa, o modelo, o caminho para o arquivo mapa de curvas fotovoltaicas e o caminho para o arquivo coleta de dados. Esses dados serão utilizados em todos os ensaios para criar os caminhos de salvamento automático dos dados e para enviar as curvas fotovoltaicas para as fontes. Sendo assim, cada inversor ensaiado terá sua própria pasta de arquivos gerada automaticamente.

Figura 4.9 – Programa Principal: Dados Elétricos

Dados sistema | **Dados elétricos** | Equipamentos | Ensaios

INRI | **INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES UFSM**

Ensaio Automatizado de Inversores Fotovoltaicos

Dados Elétricos

Número de MPPTs
2

Tensão CA (Vrms)
220

Potência Nominal CA (W)
6000

Número de Fases
Trifásico

Tensão máxima CC
0

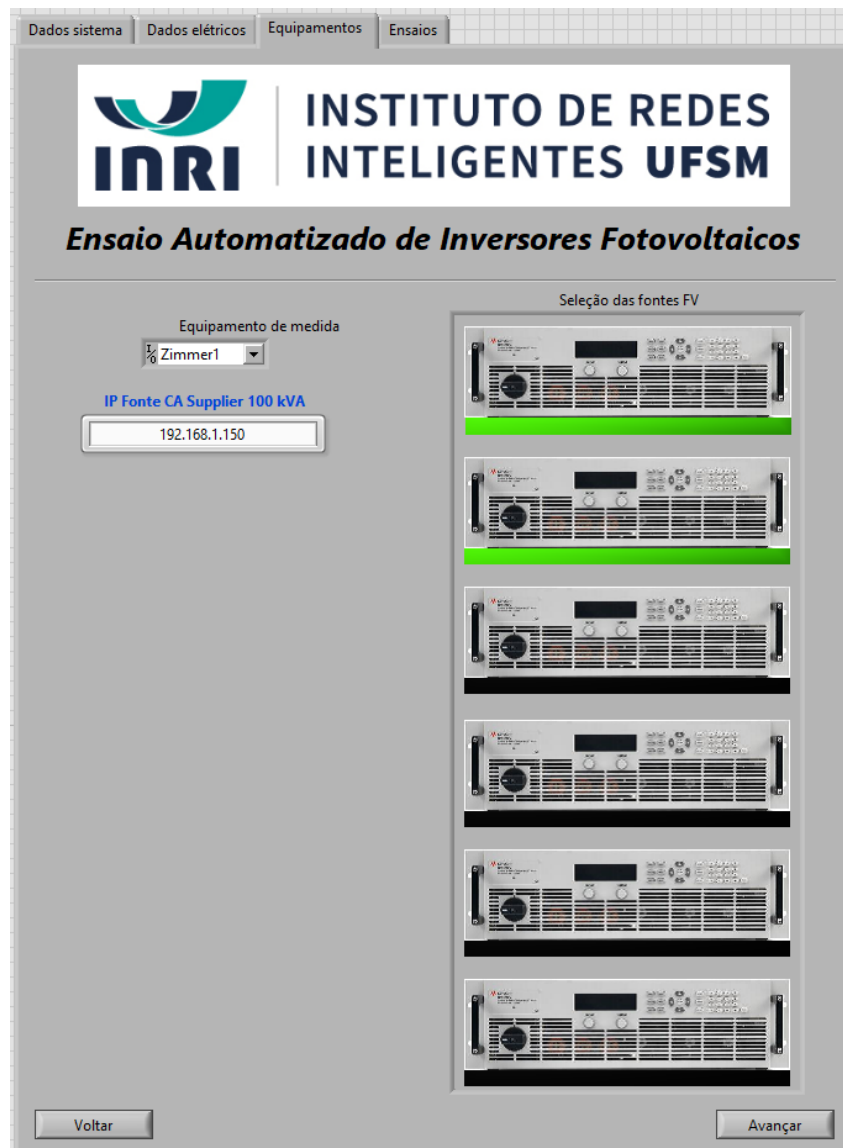
Corrente Máxima CC
0

Voltar | Avançar

Fonte: Próprio Autor

Na aba "Dados elétricos", o usuário informa o número de MPPTs, a tensão CA RMS, a potência nominal CA, o número de fases e a tensão e a corrente máximas CC do inversor.

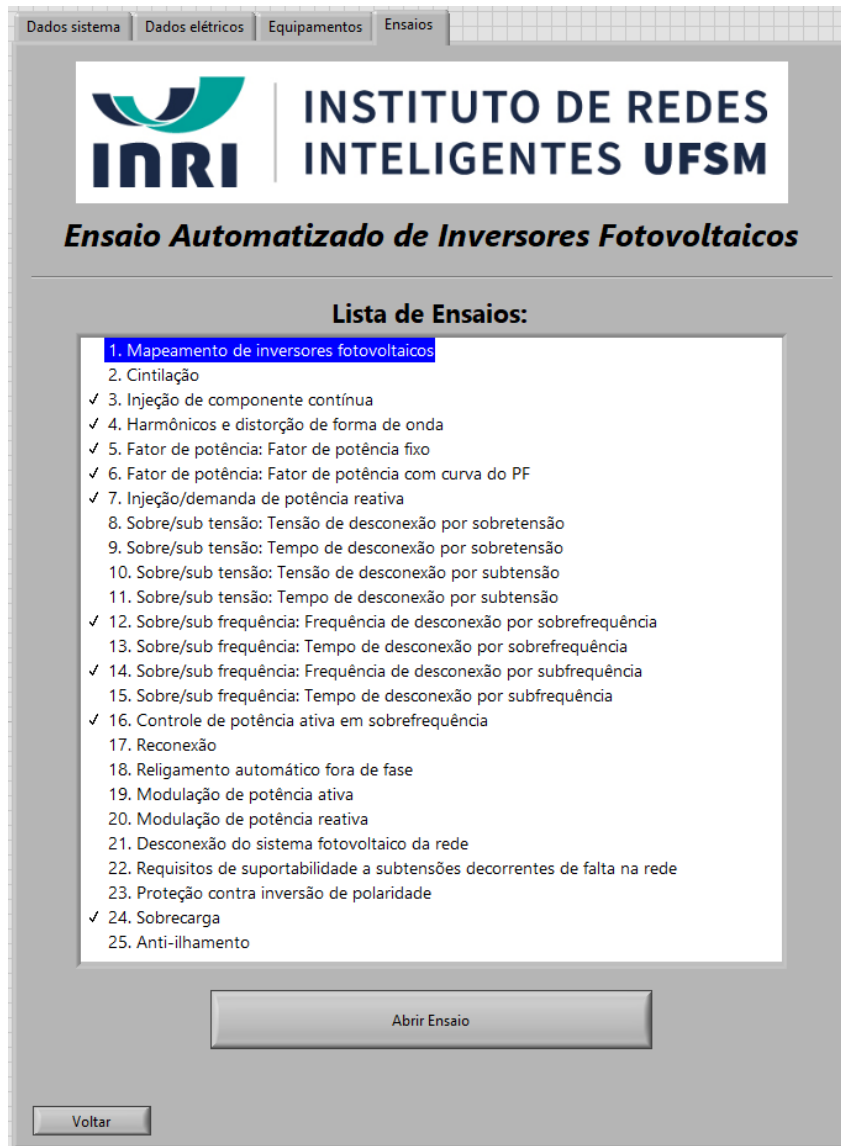
Figura 4.10 – Programa Principal: Equipamentos



Fonte: Próprio Autor

A aba "Equipamentos" é utilizada para identificar quais as fontes fotovoltaicas, qual a fonte CA e qual o equipamento de medida serão utilizados durante o ensaio.

Figura 4.11 – Programa Principal: Ensaios



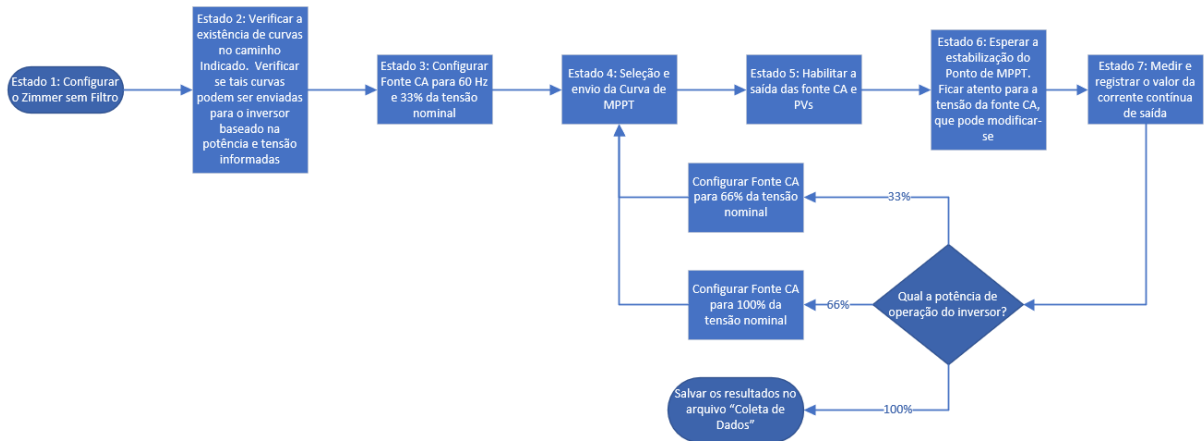
Fonte: Próprio Autor

Por fim, a aba "Ensaios" apresenta uma lista com todos os ensaios. Ao selecionar o ensaio desejado e pressionar o botão "Abrir Ensaio", uma nova janela aparecerá e apresentará o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio. Ao finalizar um ensaio, esse é marcado na lista com um sinal do lado esquerdo do número do ensaio.

4.2 INJEÇÃO DE COMPONENTE CONTÍNUA

Esse ensaio tem o objetivo de determinar o nível de injeção de componente contínua do inversor na rede elétrica. A Figura 4.12 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.12 – Fluxograma: Injeção de componente contínua

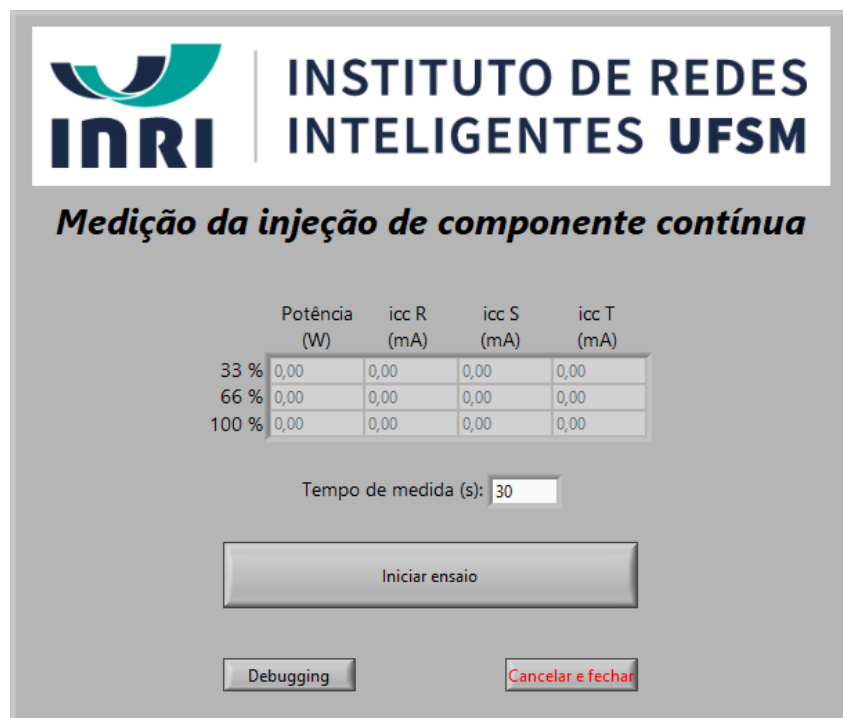


Fonte: Próprio Autor

Os procedimentos para a realização dos estados 1 ao 6 foram apresentados anteriormente. Em seguida é requisitado o valor de corrente CC para o medidor utilizando o procedimento apresentado na Figura 3.23.

A Figura 4.13 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.13 – Painel Frontal: Injeção de componente contínua

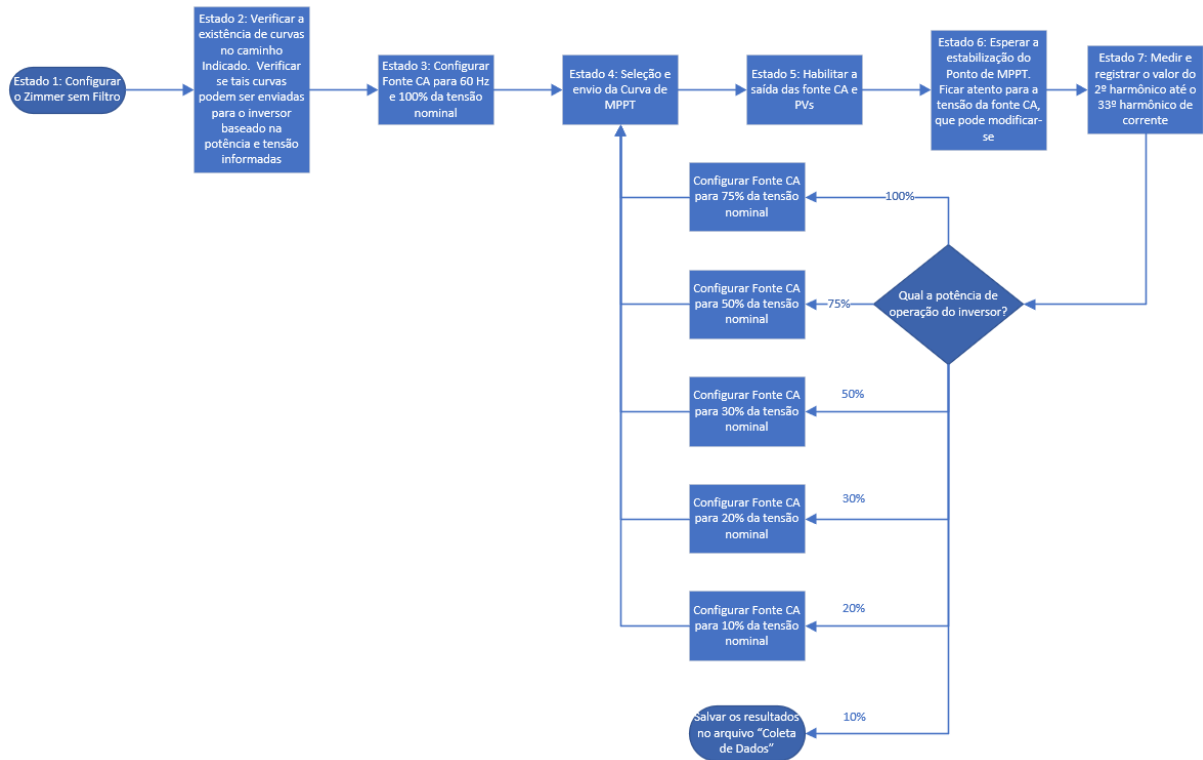


Fonte: Próprio Autor

4.3 HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DE FORMA DE ONDA

O objetivo do ensaio é medir o nível de harmônicos e distorção de forma de onda (THD) de corrente injetados na rede elétrica. A Figura 4.14 apresenta um fluxograma do ensaio.

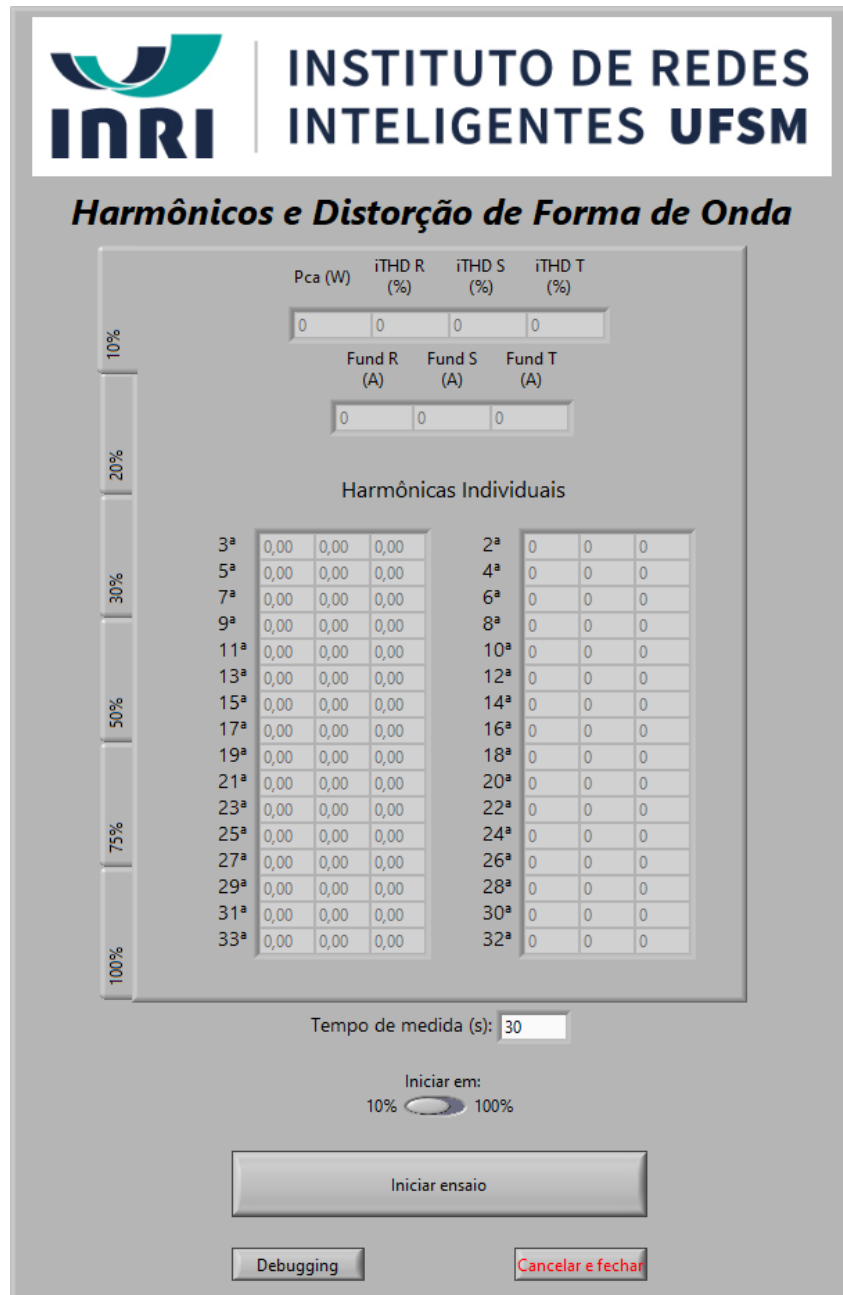
Figura 4.14 – Fluxograma: Harmônicos e distorção de forma de onda



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.15 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.15 – Painel Frontal: Harmônicos e distorção de forma de onda

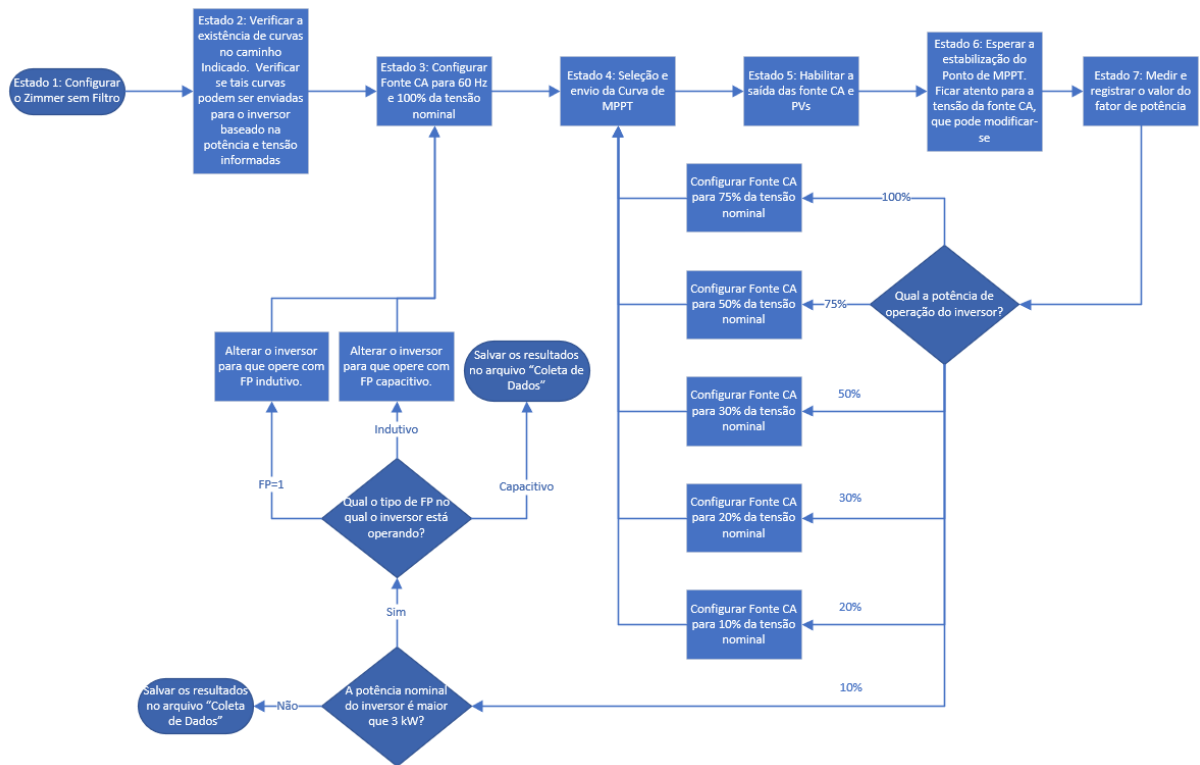


Fonte: Próprio Autor

4.4 FATOR DE POTÊNCIA FIXO

O objetivo desse ensaio é verificar qual o fator de potência da energia injetada pelo inversor na rede elétrica. A Figura 4.16 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.16 – Fluxograma: Fator de potência fixo



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.17 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.17 – Painel Frontal: Fator de potência fixo

	Resistivo	Capacitivo	Indutivo
Pca (W)			
FP			
10%	0	0	
20%	0	0	
30%	0	0	
50%	0	0	
75%	0	0	
100%	0	0	

Tempo de medida (s): 30

Iniciar ensaio

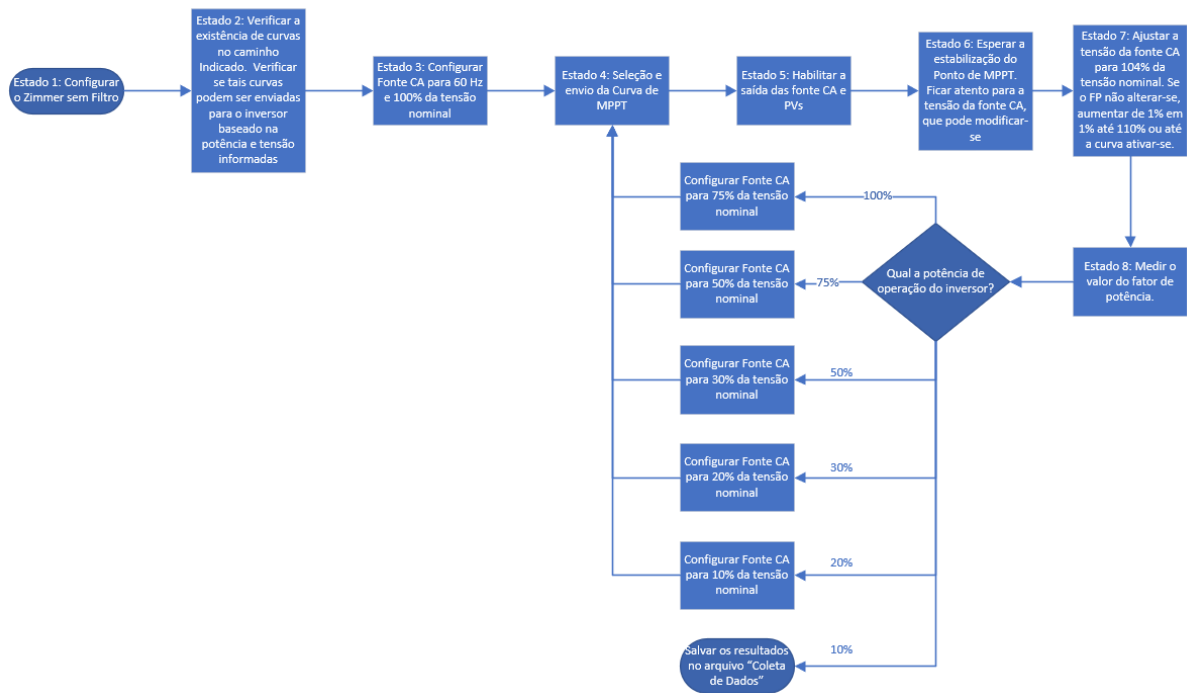
Debugging Cancelar e fechar

Fonte: Próprio Autor

4.5 FATOR DE POTÊNCIA COM CURVA

O objetivo do ensaio é medir a curva do fator de potência injetado na rede elétrica. A Figura 4.18 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.18 – Fluxograma: Fator de potência em curva



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.19 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.19 – Painel Frontal: Fator de potência fixo

INRI | **INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES UFSM**

Medição do fator de potência com curva do FP

	Pca (W)	FP
10%	0	0
20%	0	0
30%	0	0
50%	0	0
75%	0	0
100%	0	0

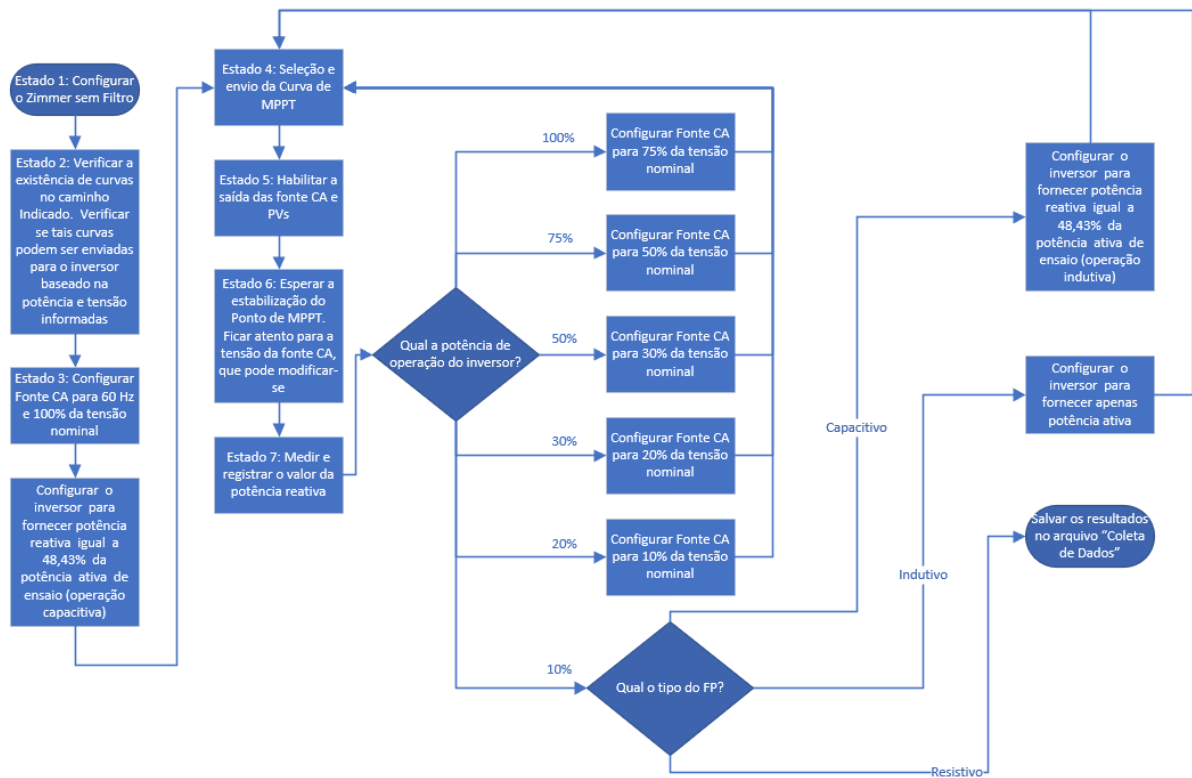
Tempo de medida (s):

Fonte: Próprio Autor

4.6 INJEÇÃO/DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA

O objetivo desse ensaio é medir a injeção ou demanda de potência reativa injetada na rede elétrica. A Figura 4.20 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.20 – Fluxograma: Injeção/Demanda de potência reativa



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.21 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.21 – Painel Frontal: Injeção/Demanda de potência reativa

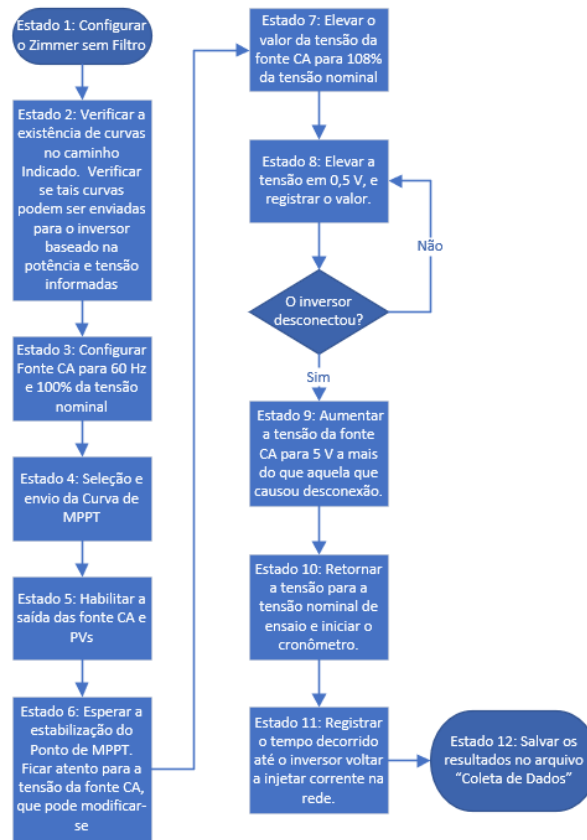


Fonte: Próprio Autor

4.7 TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO

O objetivo desse ensaio é medir o limite superior de tensão da rede com o qual ocorre a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. A Figura 4.20 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.22 – Fluxograma: Tensão de desconexão por sobretensão



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.23 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.23 – Painel Frontal: Tensão de desconexão por sobretensão

The screenshot shows a software interface for testing overvoltage disconnection. At the top, the INRI logo and the text 'INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES UFSM' are displayed. Below this, the title 'Tensão de Desconexão por Sobretensão' is centered. The main area contains a table with three columns: 'Tensão na fase R (Vrms)', 'Tensão na fase S (Vrms)', and 'Tensão na fase T (Vrms)'. The rows are numbered 1º to 5º, and all cells in the table contain the value '0,00'. Below the table, there are two input fields: 'Potência: 0' and 'Tempo de Reconexão (s) 0'. At the bottom, there are three buttons: 'Iniciar ensaio', 'Debugging', and 'Cancelar e fechar'.

	Tensão na fase R (Vrms)	Tensão na fase S (Vrms)	Tensão na fase T (Vrms)
1º	0,00	0,00	0,00
2º	0,00	0,00	0,00
3º	0,00	0,00	0,00
4º	0,00	0,00	0,00
5º	0,00	0,00	0,00

Potência: 0

Tempo de Reconexão (s) 0

Iniciar ensaio

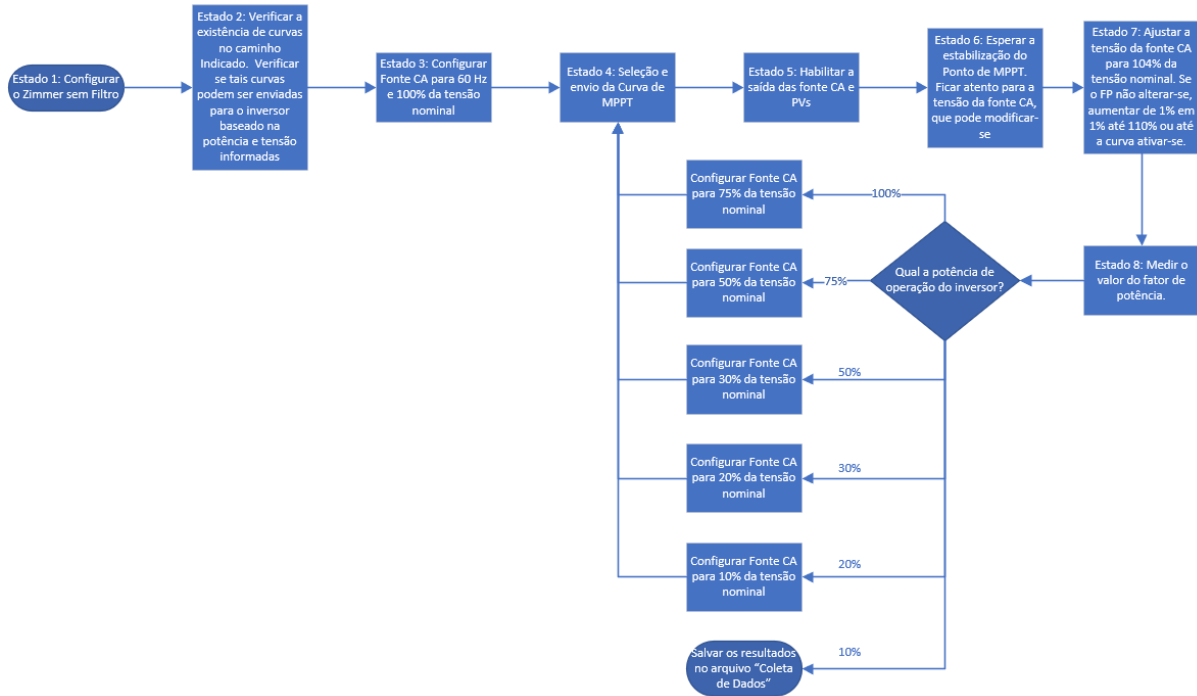
Debugging Cancelar e fechar

Fonte: Próprio Autor

4.8 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO

O objetivo desse ensaio é determinar o tempo decorrido entre um evento de sobretensão na rede elétrica e a desconexão do inversor. A Figura 4.24 apresenta um fluxograma do ensaio.

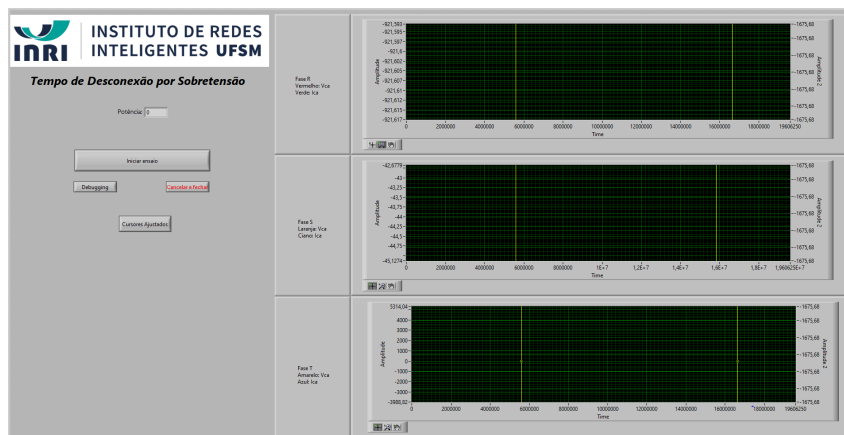
Figura 4.24 – Fluxograma: Tempo de desconexão por sobretensão



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.25 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.25 – Painel Frontal: Tempo de desconexão por sobretensão



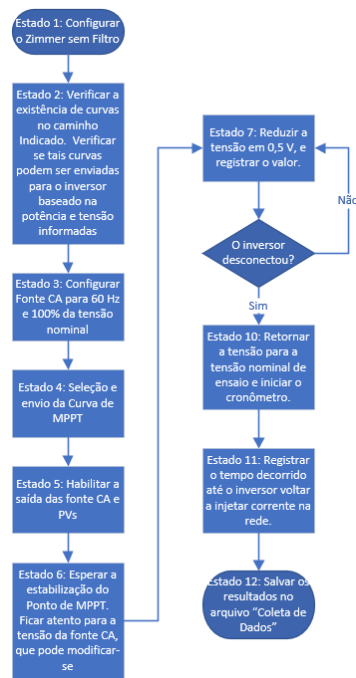
Fonte: Próprio Autor

4.9 TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO

O objetivo desse ensaio é medir o limite inferior de tensão da rede com o qual ocorre a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. A Figura 4.26 apresenta um

fluxograma do ensaio.

Figura 4.26 – Fluxograma: Tensão de desconexão por subtensão



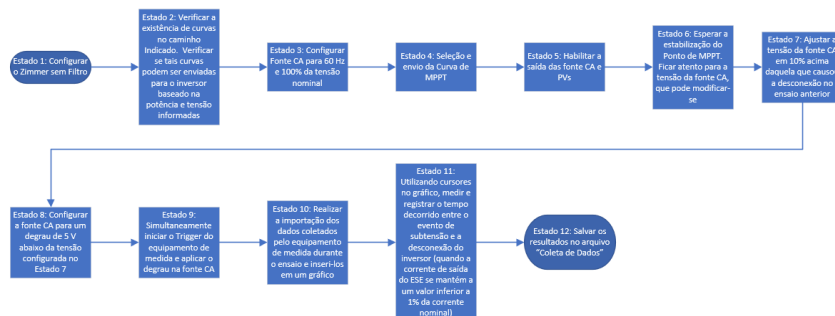
Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.23.

4.10 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO

O objetivo desse ensaio é determinar o tempo decorrido entre um evento de subtensão na rede elétrica e a desconexão do inversor. A Figura 4.27 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.27 – Fluxograma: Tempo de desconexão por subtensão



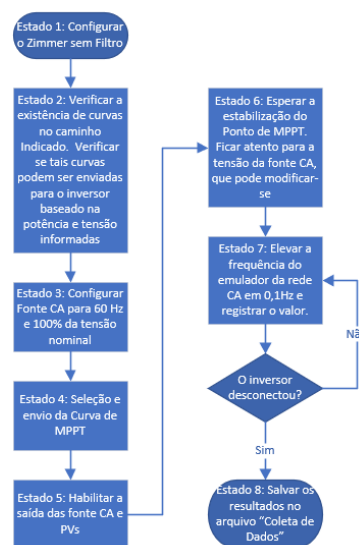
Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.25.

4.11 FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA

O objetivo desse ensaio é medir o limite superior de frequência da rede a partir do qual ocorre a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. A Figura 4.28 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.28 – Fluxograma: Frequência de desconexão por sobrefrequência



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.29 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.29 – Painel Frontal: Frequência de desconexão por sobrefrequência

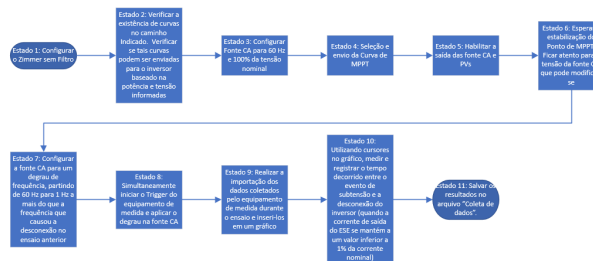


Fonte: Próprio Autor

4.12 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA

O objetivo desse ensaio é medir o tempo decorrido entre o evento de sobrefrequência e a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. A Figura 4.30 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.30 – Fluxograma: Tempo de desconexão por sobrefrequência



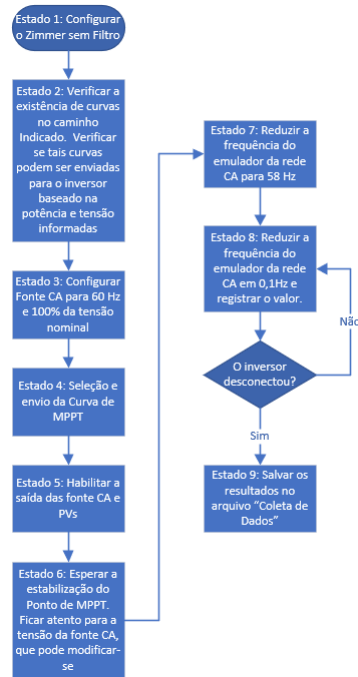
Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.25.

4.13 FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA

O objetivo desse ensaio é medir o limite inferior de frequência da rede com o qual ocorre a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. A Figura 4.31 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.31 – Fluxograma: Frequência de desconexão por subfrequência



Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.29.

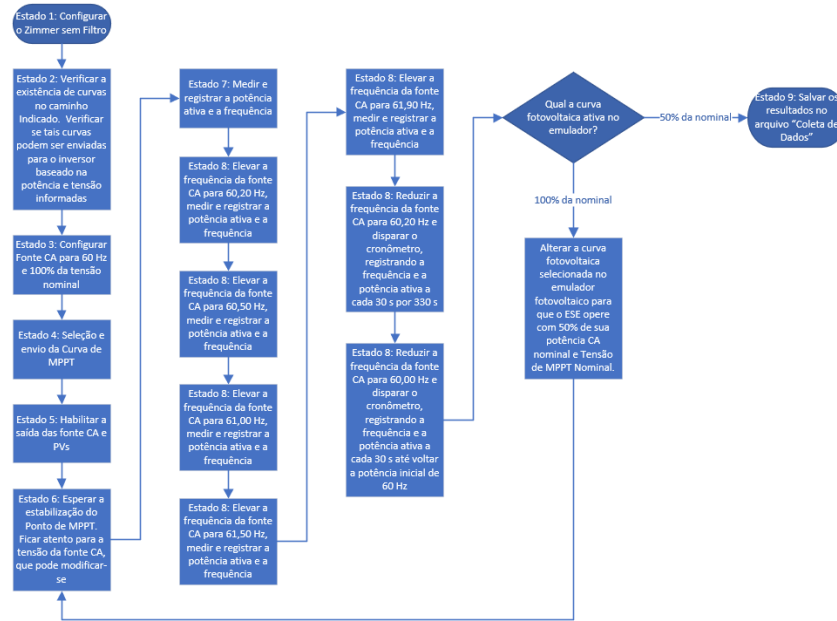
4.14 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA

O objetivo desse ensaio é medir o tempo de desconexão por subfrequência com o qual ocorre a desconexão do equipamento sob ensaio da rede elétrica. O fluxograma e o painel frontal desse ensaio são idênticos aos desenvolvidos para o ensaio "Tempo de desconexão por sobrefrequência", com a única diferença que durante este ensaio o degrau é realizado de 60 Hz para 1 Hz a menos que a frequência que causou a desconexão no ensaio anterior.

4.15 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM SOBREFRQUÊNCIA

O objetivo do ensaio é medir o controle de potência ativa em sobrefrequência do equipamento sob ensaio. A Figura 4.32 apresenta um fluxograma do ensaio.

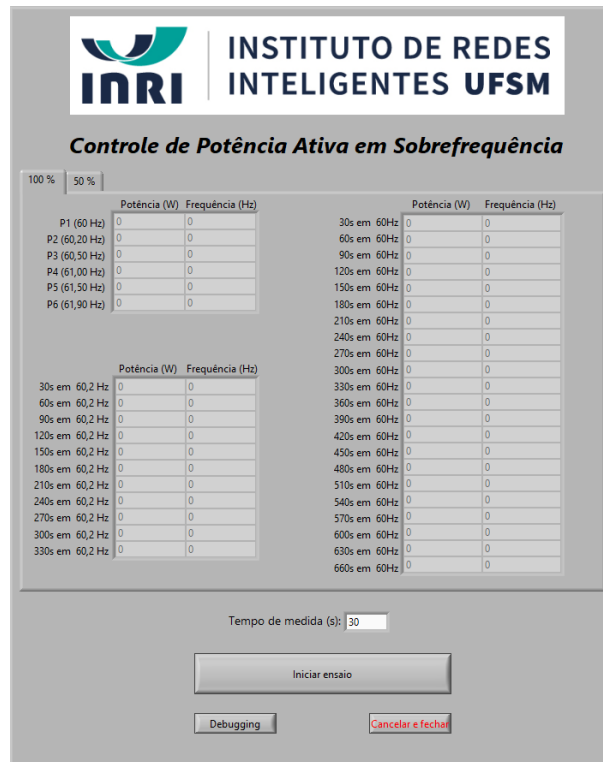
Figura 4.32 – Fluxograma: Controle de potência ativa em sobrefrequência



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.33 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.33 – Painel Frontal: Controle de potência ativa em sobrefrequência



Fonte: Próprio Autor

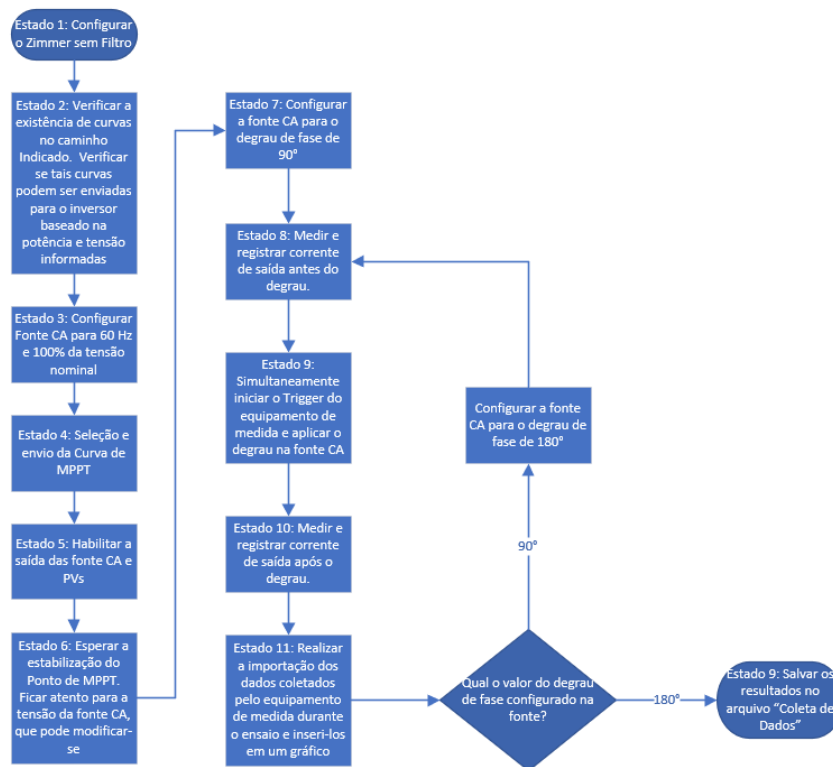
4.16 RECONEXÃO

O objetivo do ensaio é medir o tempo de reconexão do inversor após uma condição anormal da rede elétrica. Esse ensaio é realizado em conjunto com os ensaios apresentados nas seções 4.7 e 4.9. É necessário apenas a exportação dos tempos de reconexão para o arquivo "Coleta de dados".

4.17 RELIGAMENTO AUTOMÁTICO FORA DE FASE

O objetivo desse ensaio é verificar o comportamento do inversor ao ser submetido à um degrau de fase na tensão CA. A Figura 4.34 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.34 – Fluxograma: Religamento Automático Fora de Fase



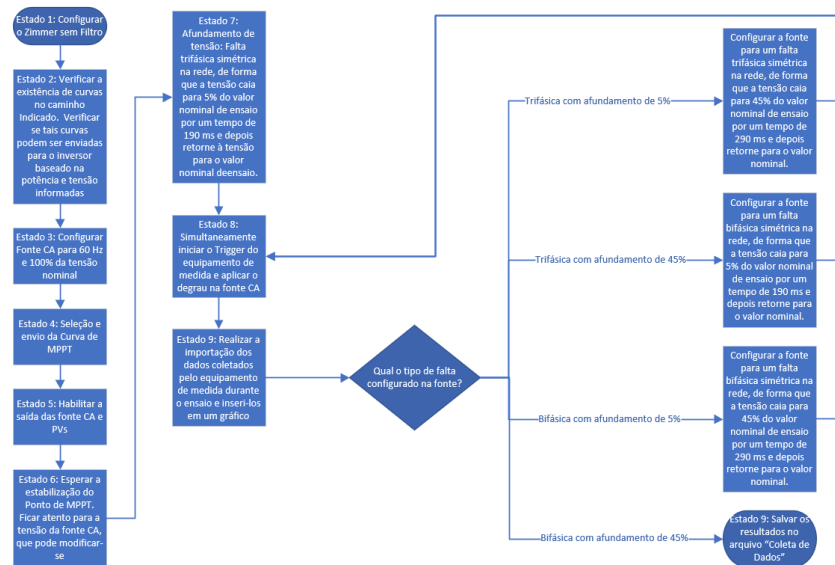
Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.29.

4.18 REQUISITOS DE SUPORTABILIDADE A SUBTENSÕES DECORRENTES DE FALTAS NA REDE

O objetivo desse ensaio é medir a suportabilidade à subtensões decorrentes de faltas na rede do inversor. Para isso, é configurado na fonte CA um teste de afundamento de tensão. A Figura 4.35 apresenta um fluxograma do ensaio.

Figura 4.35 – Fluxograma: Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede



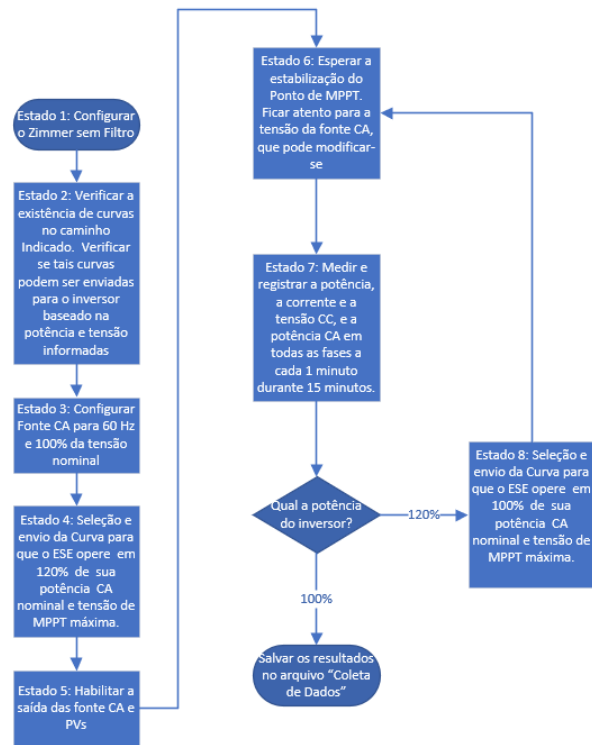
Fonte: Próprio Autor

O painel frontal desse ensaio é idêntico ao apresentado na Figura 4.29.

4.19 SOBRECARGA

O objetivo do ensaio é medir a resistência do equipamento sob ensaio à sobrecargas na rede elétrica. A Figura 4.36 apresenta um fluxograma do ensaio.

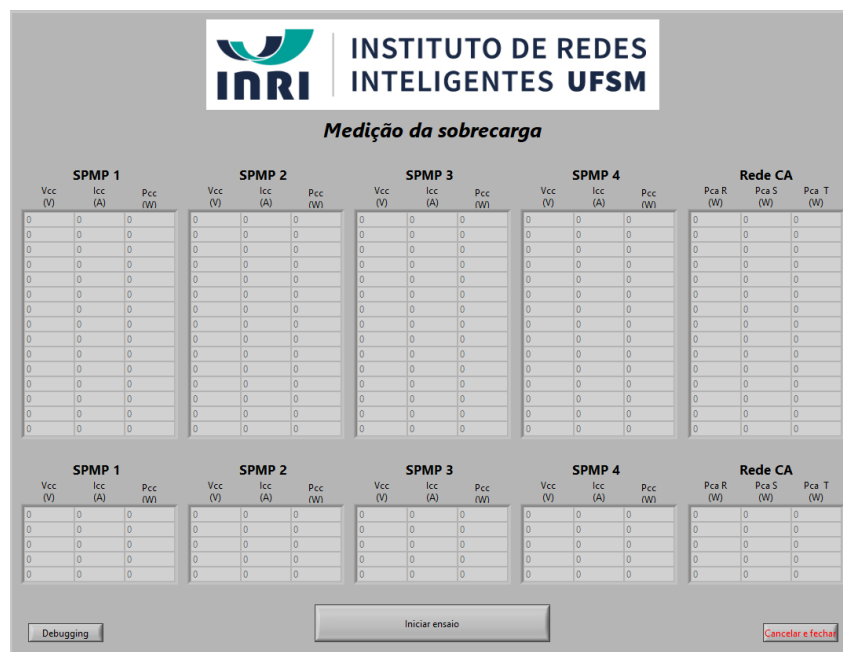
Figura 4.36 – Fluxograma: Sobrecarga



Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.37 apresenta o painel frontal do programa desenvolvido para o ensaio.

Figura 4.37 – Painel Frontal: Sobrecarga



Fonte: Próprio Autor

5 RESULTADOS

Nesse capítulo são apresentados os resultados de alguns dos ensaios exibidos no capítulo anterior, bem como a comparação do tempo dispendido realizando os ensaios manualmente ou de forma automatizada. As características do inversor utilizado na obtenção dos resultados são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características do inversor utilizado nos ensaios

Parâmetro	Valor
Potência c.a.	3 kW
Tensão c.a.	220 V
Tensão c.c máxima	500 V
Corrente c.c. máxima	15 A
Tensão de operação do SPMP	80 a 450 V
Número de entradas c.c.	1
Forma de Conexão com a Rede	Monofásico

Fonte: Próprio autor

5.1 MEDIÇÃO DA INJEÇÃO DE COMPONENTE CONTÍNUA

A Figura 5.1a apresenta os resultados obtidos do arquivo "Coleta de dados", completados pelo software desenvolvido. A Figura 5.1b apresenta os resultados de eficiência comprovada.

Figura 5.1 – Resultado: Medição da injeção de componente contínua

Condição	Valores medidos	
Pca / Pca_nom (%)	Pca (W)	Componente c.c. de Ica (mA)
33%	992	8
66%	1 979	11
100%	3 001	9

(a) Resultado do programa desenvolvido

Condição	Valores medidos	
Pca / Pca_nom (%)	Pca (W)	Component e c.c. de Ica (mA)
33%	991	7
66%	1 979	9
100%	2 991	8

(b) Resultado obtido manualmente

Fonte: Próprio Autor

Os erros entre as medições de uma forma pra outra para 33%, 66% e 100% de potência são, respectivamente: 1,276 mA; 2,707 mA e 1,67 mA. Esses erros são aceitáveis, uma vez que, desde que mantendo-se dentro dos intervalos de aprovação, as medidas podem variar por conta de fatores como temperatura e umidade.

5.2 HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DE FORMA DE ONDA

Conforme apresentado anteriormente, a Figura 5.2a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.2b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.2 – Resultado: Harmônicos e distorção de forma de onda

Condição A: Pca = 100% Pca_nom							
Pca (W)	2 997	THD_Ica (%)	1.82	I fundamental (A)	13.58		
Medidas das componentes harmônicas individuais							
Ordem	Critério	Componente harmônica de Ica com relação à componente fundamental		Ordem	Critério	Componente harmônica de Ica com relação à componente fundamental	
		Valor (%)				Valor (%)	
3		0.82		2		0.41	
5	< 4,0%	0.64		4	< 1,0%	0.65	
7		0.34		6		0.19	
9		0.40		8		0.25	
11		0.37		10		0.32	
13	< 2,0%	0.33		12		0.35	
15		0.27		14		0.28	
17		0.21		16		0.20	
19	< 1,5%	0.14		18		0.16	
21		0.13		20		0.12	
23		0.16		22	< 0,5%	0.10	
25		0.11		24		0.09	
27	< 0,6%	0.09		26		0.09	
29		0.10		28		0.09	
31		0.08		30		0.07	
33		0.07		32		0.08	

(a) Resultado do programa desenvolvido

Condição A: Pca = 100% Pca_nom							
Pca (W)	2 988	THD_Ica (%)	1,92	I fundamental (A)	13,60		
Medidas das componentes harmônicas individuais							
Ordem	Critério	Componente harmônica de Ica com relação à componente fundamental		Ordem	Critério	Componente harmônica de Ica com relação à componente fundamental	
		Valor (%)				Valor (%)	
3		0.84		2		0.48	
5	< 4,0%	0.67		4	< 1,0%	0.71	
7		0.38		6		0.20	
9		0.39		8		0.28	
11		0.41		10		0.39	
13	< 2,0%	0.33		12		0.39	
15		0.24		14		0.31	
17		0.22		16		0.22	
19	< 1,5%	0.13		18		0.15	
21		0.13		20		0.13	
23		0.15		22	< 0,5%	0.11	
25		0.10		24		0.09	
27	< 0,6%	0.09		26		0.10	
29		0.11		28		0.08	
31		0.10		30		0.12	
33		0.06		32		0.08	

(b) Resultado obtido manualmente

Fonte: Próprio Autor

Na execução manual do ensaio, obteve-se uma distorção harmônica total (THD_Ica) de 1,92 % e na execução automatizada, 1,82 %, o que é, como supracitado, uma variação aceitável, mantendo-se dentro dos intervalos de aprovação. É possível perceber também que em o inversor manteve-se dentro dos critérios para todas as harmônicas nos dois ensaios, validando o ensaio automatizado.

5.3 MEDIÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA FIXO

A Figura 5.3a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.3b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.3 – Resultado: Medição do fator de potência fixo

Condição A: Fator de potência resistivo		
Pca / Pca_nom	Pca (W)	FP
10%	300	1
20%	600	1
30%	901	1
50%	1 501	1
75%	2 252	1
100%	3 002	1

(a) Resultado do programa desenvolvido

Condição A: Fator de potência resistivo		
Pca / Pca_nom	Pca (W)	FP
10%	301	1
20%	599	1
30%	901	1
50%	1 501	1
75%	2 251	1
100%	2 992	1

(b) Resultado obtido manualmente

Fonte: Próprio Autor

Pela figura é possível perceber que os valores são praticamente idênticos, sendo o maior erro equivalente a 0,33% de erro, para a situação de 100 % de potência.

5.4 TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO

A Figura 5.4a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.4b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.4 – Resultado: Tensão de desconexão por sobretensão

Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)
1º	227.14	26º	----	51º	----
2º	238.71	27º	----	52º	----
3º	239.22	28º	----	53º	----
4º	239.73	29º	----	54º	----
5º	240.22	30º	----	55º	----
6º	240.74	31º	----	56º	----
7º	241.25	32º	----	57º	----
8º	241.75	33º	----	58º	----
9º	242.25	34º	----	59º	----
10º	242.76	35º	----	60º	----
11º	243.27	36º	----	61º	----
12º	243.75	37º	----	62º	----
13º	244.15	38º	----	63º	----
14º	NaN	39º	----	64º	----
15º	----	40º	----	65º	----
16º	----	41º	----	66º	----
17º	----	42º	----	67º	----
18º	----	43º	----	68º	----
19º	----	44º	----	69º	----
20º	----	45º	----	70º	----
21º	----	46º	----	71º	----
22º	----	47º	----	72º	----
23º	----	48º	----	73º	----
24º	----	49º	----	74º	----
25º	----	50º	----	75º	----

(a) Resultado do programa desenvolvido

Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)
1º	237,50	26º	----	51º	----
2º	238,02	27º	----	52º	----
3º	238,51	28º	----	53º	----
4º	239,03	29º	----	54º	----
5º	239,52	30º	----	55º	----
6º	240,02	31º	----	56º	----
7º	240,52	32º	----	57º	----
8º	241,02	33º	----	58º	----
9º	241,53	34º	----	59º	----
10º	242,03	35º	----	60º	----
11º	242,53	36º	----	61º	----
12º	243,03	37º	----	62º	----
13º	243,53	38º	----	63º	----
14º	244,03	39º	----	64º	----
15º	----	40º	----	65º	----
16º	----	41º	----	66º	----
17º	----	42º	----	67º	----
18º	----	43º	----	68º	----
19º	----	44º	----	69º	----
20º	----	45º	----	70º	----
21º	----	46º	----	71º	----
22º	----	47º	----	72º	----
23º	----	48º	----	73º	----
24º	----	49º	----	74º	----
25º	----	50º	----	75º	----

(b) Resultado obtido manualmente

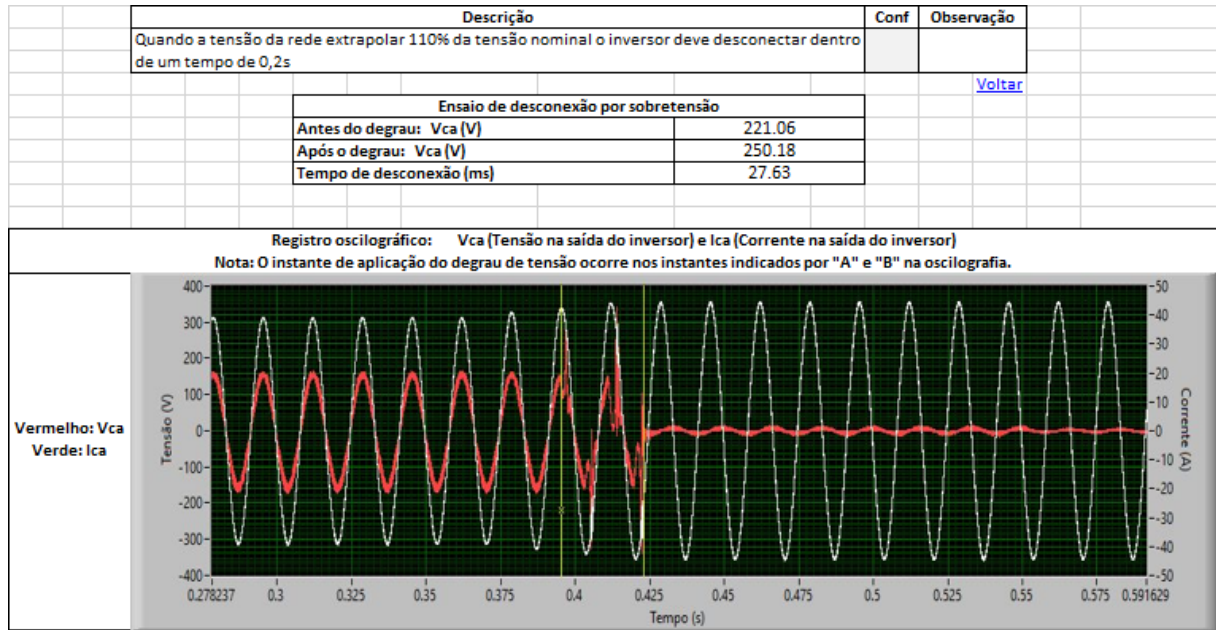
Fonte: Próprio Autor

Pela figura é possível perceber que nos dois ensaios o inversor desconectou em 244 V, portanto, validando o ensaio automatizado.

5.5 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBRETENSÃO

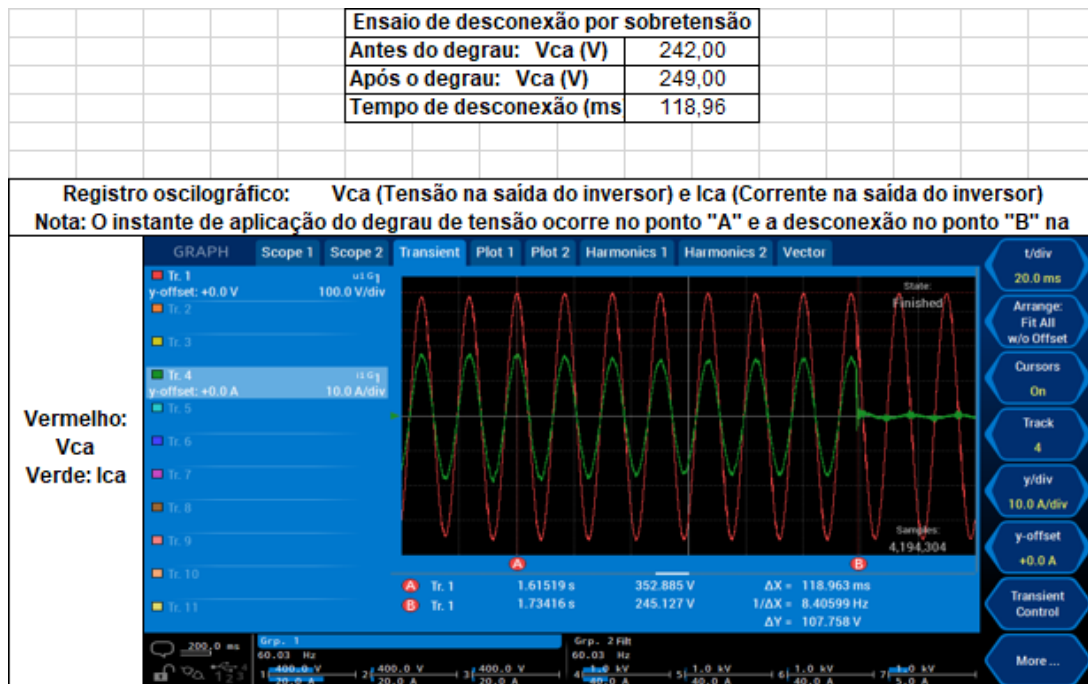
A Figura 5.5 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.6 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.5 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por sobretensão



Fonte: Próprio Autor

Figura 5.6 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobretensão



Fonte: Próprio Autor

Nesse ensaio, apesar dos valores de desconexão serem bastante distintos, o inversor deve desconectar em até 200 ms. Dessa forma, as variações na medida do tempo podem ocorrer a cada novo ensaio realizado, mas estarão sempre dentro do intervalo de 200 ms, uma vez que o inversor foi aprovado.

5.6 TENSÃO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO

A Figura 5.7 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.8 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.7 – Resultado o programa desenvolvido: Tensão de desconexão por subtensão

Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)
1º	220.72	26º	208.49	51º	196.01	76º	183.48
2º	220.51	27º	207.99	52º	195.50	77º	182.98
3º	220.01	28º	207.49	53º	194.99	78º	182.47
4º	219.50	29º	206.99	54º	194.49	79º	181.98
5º	219.02	30º	206.49	55º	193.99	80º	181.48
6º	218.51	31º	205.99	56º	193.47	81º	180.98
7º	218.01	32º	205.49	57º	192.97	82º	180.47
8º	217.51	33º	205.00	58º	192.47	83º	179.97
9º	217.02	34º	204.49	59º	191.98	84º	179.46
10º	216.52	35º	204.00	60º	191.48	85º	178.96
11º	216.02	36º	203.50	61º	190.98	86º	178.47
12º	215.51	37º	203.01	62º	190.49	87º	177.97
13º	215.01	38º	202.50	63º	190.00	88º	177.46
14º	214.51	39º	202.00	64º	189.49	89º	176.97
15º	214.00	40º	201.50	65º	188.99	90º	176.47
16º	213.51	41º	201.01	66º	188.48	91º	175.95
17º	213.00	42º	200.49	67º	187.98	92º	175.32
18º	212.50	43º	199.99	68º	187.48	93º	174.77
19º	212.00	44º	199.49	69º	186.98	94º	NaN
20º	211.51	45º	198.99	70º	186.49	95º	-----
21º	211.01	46º	198.49	71º	185.99	96º	-----
22º	210.51	47º	197.99	72º	185.49	97º	-----
23º	210.00	48º	197.48	73º	184.98	98º	-----
24º	209.50	49º	196.99	74º	184.47	99º	-----
25º	209.01	50º	196.51	75º	183.98	100º	-----

Fonte: Próprio Autor

Figura 5.8 – Resultado manual: Tensão de desconexão por subtensão

Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)	Passo	Vca (V)
1°	193,52	26°	181,05	51°	----
2°	193,01	27°	180,52	52°	----
3°	192,53	28°	180,03	53°	----
4°	192,02	29°	179,53	54°	----
5°	191,52	30°	179,04	55°	----
6°	191,03	31°	178,53	56°	----
7°	190,53	32°	178,03	57°	----
8°	190,03	33°	177,53	58°	----
9°	189,53	34°	177,03	59°	----
10°	189,03	35°	176,53	60°	----
11°	188,54	36°	176,03	61°	----
12°	188,04	37°	175,53	62°	----
13°	187,54	38°	----	63°	----
14°	187,04	39°	----	64°	----
15°	186,54	40°	----	65°	----
16°	186,05	41°	----	66°	----
17°	185,55	42°	----	67°	----
18°	185,05	43°	----	68°	----
19°	184,55	44°	----	69°	----
20°	184,05	45°	----	70°	----
21°	183,56	46°	----	71°	----
22°	183,06	47°	----	72°	----
23°	182,56	48°	----	73°	----
24°	182,06	49°	----	74°	----
25°	181,56	50°	----	75°	----

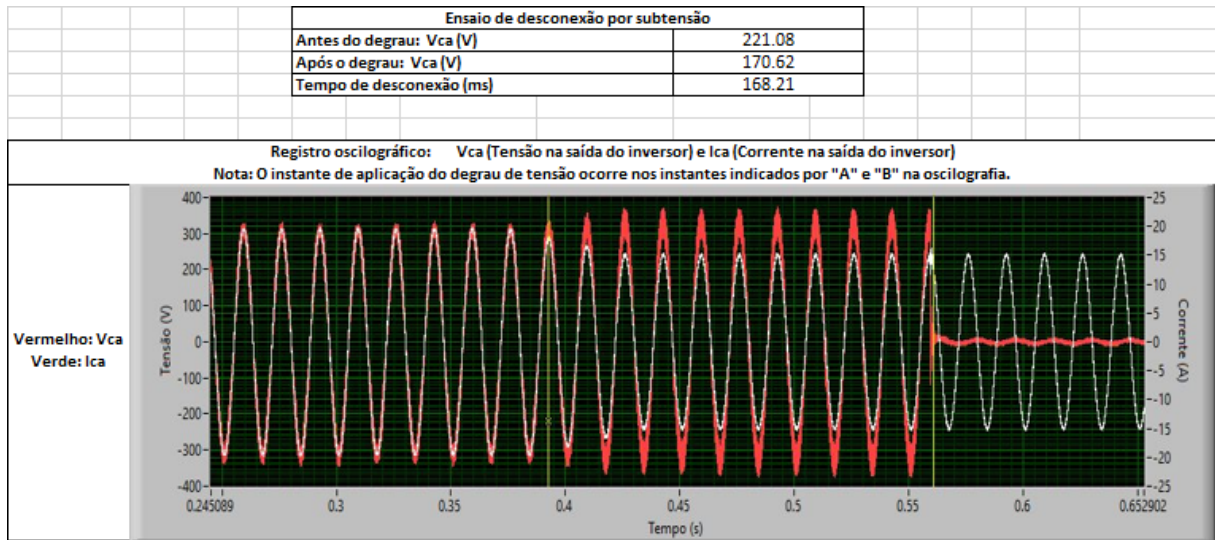
Fonte: Próprio Autor

Das imagens é possível perceber que nos dois ensaios o inversor desconectou próximo de 175 V, validando o ensaio automatizado.

5.7 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBTENSÃO

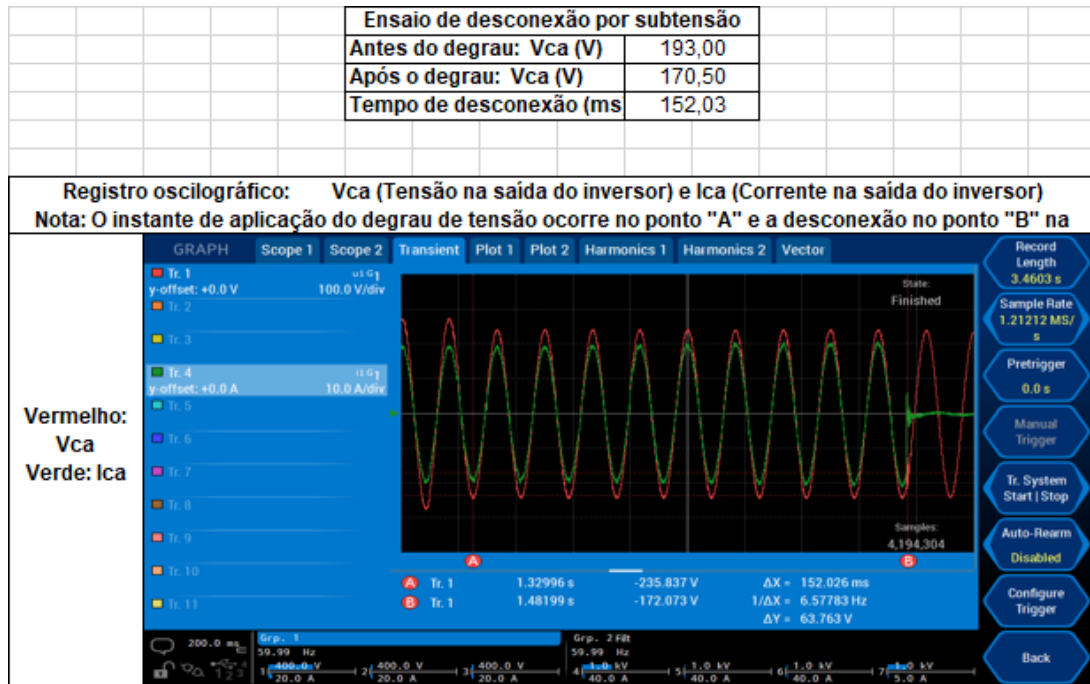
A Figura 5.9 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.10 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.9 – Resultado do programa desenvolvido: Tempo de desconexão por subtensão



Fonte: Próprio Autor

Figura 5.10 – Resultado manual: Tempo de desconexão por subtensão



Fonte: Próprio Autor

Das figuras é possível perceber que no ensaio automatizado o inversor desconectou em 168,21 ms enquanto no ensaio manual desconectou em 152,03 ms.

5.8 FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA

A Figura 5.11a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.11b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.11 – Resultado: Frequência de desconexão por sobrefrequência

Passo	fca (Hz)	Pca (W)
1ª	59.99	3003.01
2ª	60.09	3004.02
3ª	60.20	2996.85
4ª	60.29	3000.40
5ª	60.40	2994.13
6ª	60.48	2931.68
7ª	60.60	2787.96
8ª	60.70	2658.37
9ª	60.79	2560.47
10ª	60.91	2420.02
11ª	60.98	2316.64
12ª	61.08	2193.08
13ª	61.19	2065.23
14ª	61.31	1933.75
15ª	61.39	1811.26
16ª	61.48	1766.32
17ª	61.58	1572.17
18ª	61.68	1519.74
19ª	61.78	1370.16
20ª	61.91	1207.00
21ª	61.97	-0.13
22ª	----	----
23ª	----	----
24ª	----	----
25ª	----	----
26ª	----	----
27ª	----	----
28ª	----	----
29ª	----	----
30ª	----	----

(a) Resultado do programa desenvolvido

Passo	fca (Hz)	Pca (W)
1ª	59.99	2988.62
2ª	60.10	3001.55
3ª	60.24	2999.38
4ª	60.25	2996.50
5ª	60.38	2996.38
6ª	60.48	2932.02
7ª	60.60	2884.43
8ª	60.73	2708.08
9ª	60.79	2598.15
10ª	60.85	2503.82
11ª	60.99	2381.51
12ª	61.11	2255.04
13ª	61.19	2134.35
14ª	61.29	2023.11
15ª	61.39	1910.93
16ª	61.49	1780.91
17ª	61.60	1625.48
18ª	61.69	1530.53
19ª	61.80	1413.67
20ª	61.90	1303.63
21ª	62.00	-0.12
22ª	----	----
23ª	----	----
24ª	----	----
25ª	----	----
26ª	----	----
27ª	----	----
28ª	----	----
29ª	----	----
30ª	----	----

(b) Resultado obtido manualmente

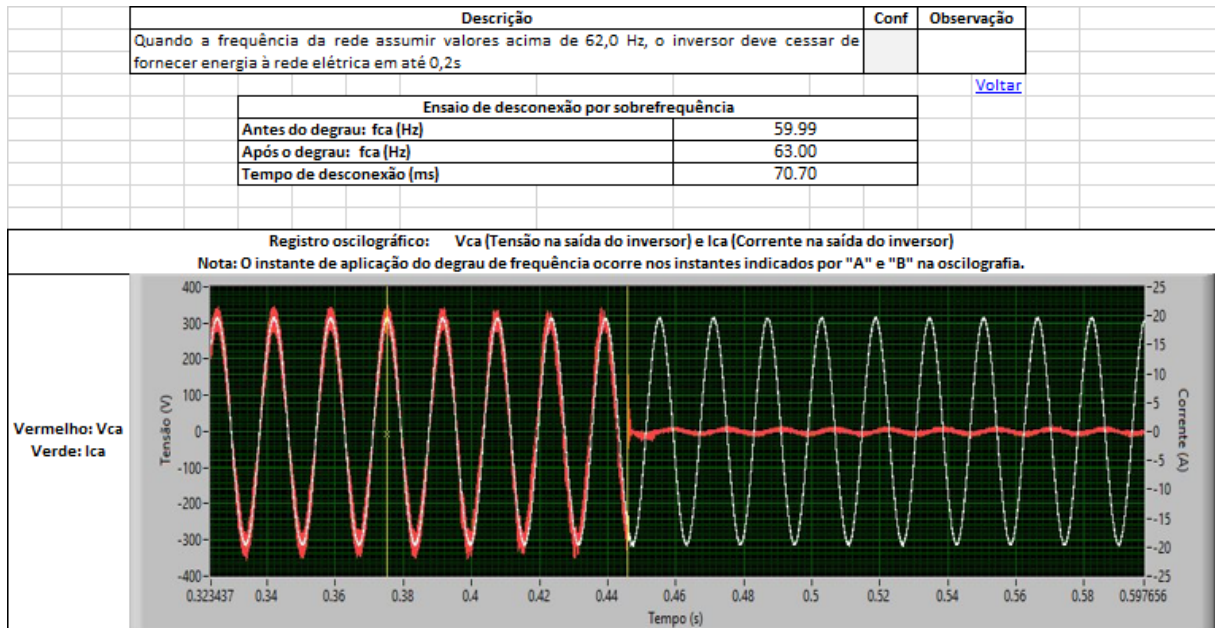
Fonte: Próprio Autor

Nos dois ensaios o inversor desconectou em 62 Hz, sendo, portanto, aprovado.

5.9 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SOBREFREQUÊNCIA

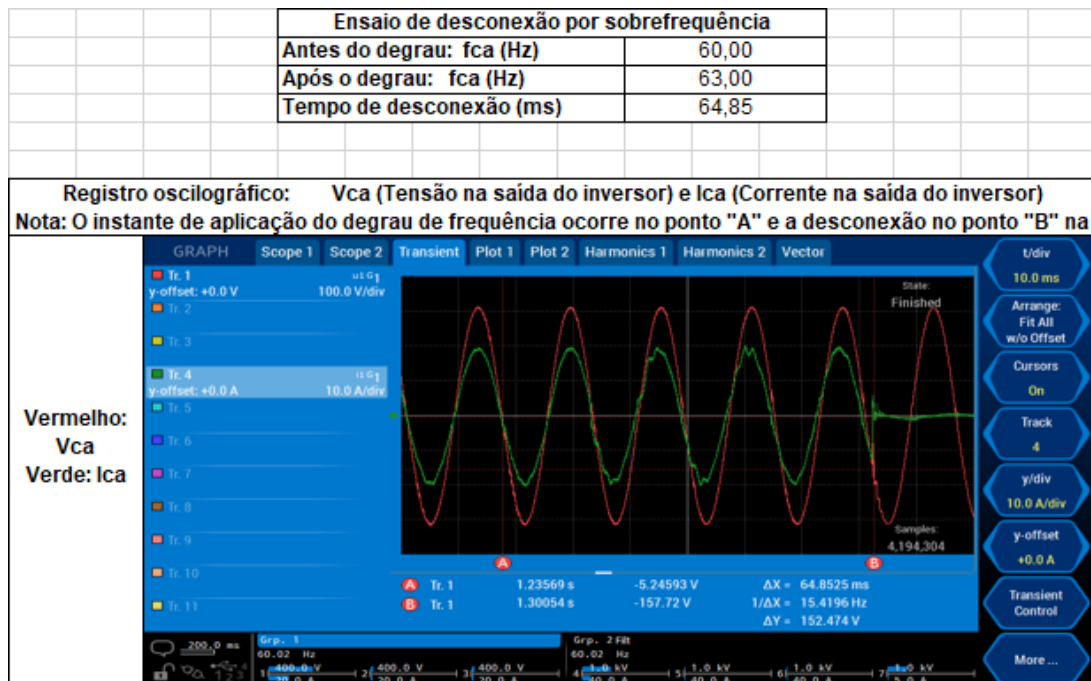
A Figura 5.12 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.13 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.12 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por sobre-frequência



Fonte: Próprio Autor

Figura 5.13 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobrefrequência



Fonte: Próprio Autor

Mais uma vez, os tempos de desconexão são muito próximos, o que comprova a confiabilidade desse ensaio automatizado.

5.10 FREQUÊNCIA DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA

A Figura 5.14a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.14b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.14 – Resultado: Frequência de desconexão por subfrequência

Passo	fca (Hz)	Pca (W)
1ª	57.99	3003.14
2ª	57.90	3003.68
3ª	57.79	2997.27
4ª	57.70	2989.06
5ª	57.60	3002.74
6ª	57.51	-0.12
7ª	----	----
8ª	----	----
9ª	----	----
10ª	----	----
11ª	----	----
12ª	----	----
13ª	----	----
14ª	----	----
15ª	----	----
16ª	----	----
17ª	----	----
18ª	----	----
19ª	----	----
20ª	----	----
21ª	----	----
22ª	----	----
23ª	----	----
24ª	----	----
25ª	----	----
26ª	----	----
27ª	----	----
28ª	----	----
29ª	----	----
30ª	----	----

(a) Resultado do programa desenvolvido

Passo	fca (Hz)	Pca (W)
1ª	58.01	2993.50
2ª	57.91	2984.60
3ª	57.79	2996.57
4ª	57.69	2994.43
5ª	57.60	2991.78
6ª	57.49	-0.13
7ª	----	----
8ª	----	----
9ª	----	----
10ª	----	----
11ª	----	----
12ª	----	----
13ª	----	----
14ª	----	----
15ª	----	----
16ª	----	----
17ª	----	----
18ª	----	----
19ª	----	----
20ª	----	----
21ª	----	----
22ª	----	----
23ª	----	----
24ª	----	----
25ª	----	----
26ª	----	----
27ª	----	----
28ª	----	----
29ª	----	----
30ª	----	----

(b) Resultado obtido manualmente

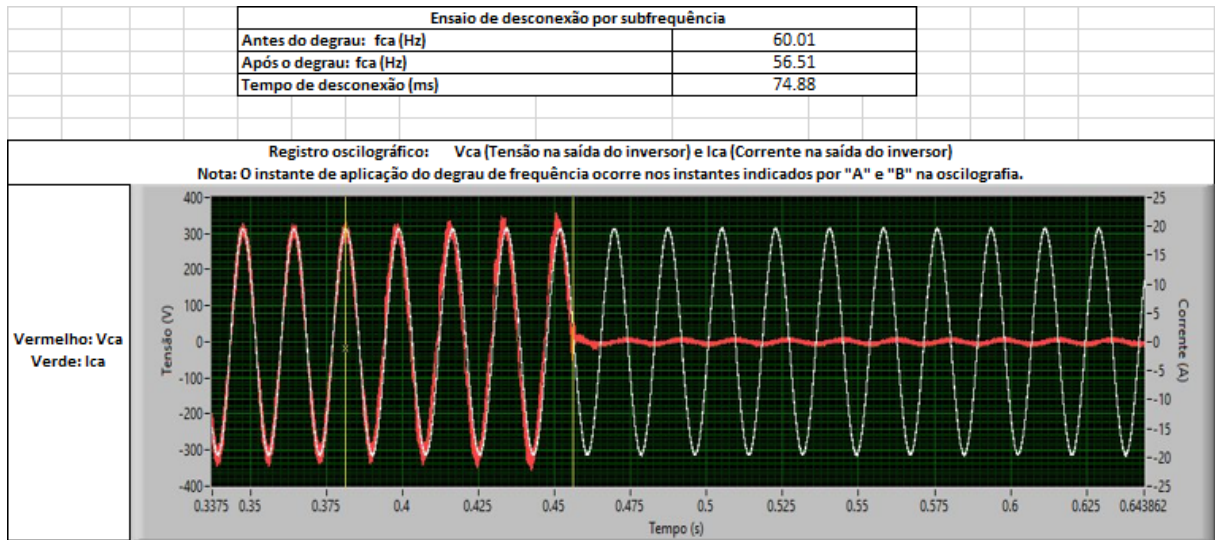
Fonte: Próprio Autor

Pelas figuras é possível observar que nos dois ensaios o inversor desconectou-se da rede em 57 Hz.

5.11 TEMPO DE DESCONEXÃO POR SUBFREQUÊNCIA

A Figura 5.15 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.16 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.15 – Resultado o programa desenvolvido: Tempo de desconexão por subfrequência



Fonte: Próprio Autor

Figura 5.16 – Resultado manual: Tempo de desconexão por sobrefrequência



Fonte: Próprio Autor

O inversor voltou à sua potência nominal 570 segundos após retornar à 60 Hz nos dois ensaios.

5.12 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM SOBREFRQUÊNCIA

A Figura 5.17a apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.17b apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.17 – Resultado: Frequência de desconexão por subfrequência

Condição A: Pca / Pca_nom = 100%		
Ponto	fca (Hz)	Pca (W)
P1	59.99	2995.53
P2	60.21	2999.53
P3	60.51	2940.21
P4	60.99	2272.12
P5	61.51	1742.90
P6	61.89	1212.82
Tempo em P7 (s)	fca (Hz)	Pca (W)
30	60.19	1189.52
60	60.18	1192.47
90	60.20	1192.08
120	60.20	1192.63
150	60.20	1192.17
180	60.20	1192.60
210	60.20	1192.50
240	60.20	1192.19
270	60.19	1192.01
300	60.20	1192.61
330	60.20	1192.69
Tempo em P8 (s)	fca (Hz)	Pca (W)
30	59.98	1193.96
60	60.01	1194.06
90	60.00	1193.67
120	59.99	1194.23
150	59.99	1193.37
180	60.00	1194.36
210	60.00	1193.64
240	60.00	1193.92
270	59.98	1193.90
300	59.99	1194.36
330	59.99	1392.78
360	60.00	1605.36
390	60.01	1811.62
420	60.00	2019.90
450	59.99	2227.17
480	60.00	2434.04
510	60.00	2646.89
540	60.00	2854.68
570	59.99	3000.52
600	---	---

(a) Resultado do programa desenvolvido

Condição A: Pca / Pca_nom = 100%		
Ponto	fca (Hz)	Pca (W)
P1	60,00	2977,82
P2	60,20	2975,11
P3	60,49	2941,51
P4	61,00	2361,77
P5	61,49	1750,74
P6	61,90	1278,94
Tempo em P7	fca (Hz)	Pca (W)
30	60,20	1277,31
60	60,20	1276,80
90	60,20	1277,35
120	60,19	1276,99
150	60,18	1277,31
180	60,19	1277,33
210	60,19	1277,46
240	60,20	1277,25
270	60,20	1277,32
300	60,20	1277,47
330	60,20	1277,62
330	60,20	1277,62
Tempo em P8	fca (Hz)	Pca (W)
30	60,00	1276,04
60	60,00	1276,22
90	59,99	1276,62
120	60,00	1276,19
150	60,00	1276,54
180	60,00	1276,08
210	59,99	1276,36
240	60,00	1276,33
270	59,99	1276,20
300	59,99	1276,14
330	60,00	1447,73
360	59,99	1656,14
390	60,00	1866,06
420	60,00	2074,31
450	60,01	2281,77
480	59,99	2490,17
510	59,99	2700,10
540	59,99	2904,27
570	60,00	2976,06
600	---	---

(b) Resultado obtido manualmente

Fonte: Próprio Autor

5.13 SOBRECARGA

A Figura 5.18 apresenta os resultados do software desenvolvido e a Figura 5.19 apresenta os resultados comprovados para comparação.

Figura 5.20 – Tempo dispendido para a realização dos ensaios de forma automatizada

Inversores acima de 6k	Tempo manual (min)	Tempo automatizado (min)	Diferença (min)	Diferença (%)
1. Cintilação	150	150	0,00	100,00
2. Injeção de componente contínua	19,8	9,6	10,20	48,48
3. Harmônicos e distorção de forma de onda	60	9,6	50,40	16,00
4. Fator de potência: Fator de potência fixo	39,6	19,8	19,80	50,00
4. Fator de potência: Fator de potência com curva do PF	19,8	12	7,80	60,61
5. Injeção/demanda de potência reativa	60	19,8	40,20	33,00
6. Sobre/sub tensão: Tensão de desconexão por sobretensão	19,8	9,6	10,20	48,48
6. Sobre/sub tensão: Tempo de desconexão por sobretensão	19,8	9,6	10,20	48,48
6. Sobre/sub tensão: Tensão de desconexão por subtensão	19,8	9,6	10,20	48,48
6. Sobre/sub tensão: Tempo de desconexão por subtensão	19,8	9,6	10,20	48,48
7. Sobre/sub frequência: Frequência de desconexão por sobrefrequência	19,8	9,6	10,20	48,48
7. Sobre/sub frequência: Tempo de desconexão por sobrefrequência	19,8	9,6	10,20	48,48
7. Sobre/sub frequência: Frequência de desconexão por subfrequência	19,8	9,6	10,20	48,48
7. Sobre/sub frequência: Tempo de desconexão por subfrequência	19,8	9,6	10,20	48,48
8. Controle de potência ativa em sobrefrequência	120	60	60,00	50,00
9. Reconexão	9,6	9,6	0,00	100,00
10. Religamento automático fora de fase	19,8	9,6	10,20	48,48
11. Modulação de potência ativa	19,8	9,6	10,20	48,48
12. Modulação de potência reativa	9,6	9,6	0,00	100,00
13. Desconexão do sistema fotovoltaico da rede	9,6	9,6	0,00	100,00
14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falta na rede	30	30	0,00	100,00
15. Proteção contra inversão de polaridade	19,8	19,8	0,00	100,00
16. Sobrecarga	30	30	0,00	100,00
Tempo Total dos Ensaios:	775,8	485,4	290,40	62,57

Fonte: Próprio Autor

Constata-se que a automação torna possível reduzir o tempo de ensaio em 62,57%, resultando em uma redução de 4,84 horas, ou 290,40 minutos, do tempo de duração do ensaio.

6 CONCLUSÃO

O principal objetivo desse trabalho foi o desenvolvimento de softwares capazes de automatizar os ensaios de inversores fotovoltaicos, conforme 3 normas apresentadas: a ABNT NBR 16149, a ABNT NBR 16150 e a NBR IEC 62116. Além da realização dos ensaios, o software apresenta os resultados em um relatório de ensaios.

Durante o estudo das normas, verificou-se a necessidade da utilização de 3 equipamentos para a realização dos ensaios: um simulador dos painéis fotovoltaicos, um simulador da rede elétrica e um equipamento para medição. Sendo assim, foram desenvolvidos rotinas de programação capazes de executar todas as funções necessárias para a realização dos ensaios em cada um desses equipamentos. Além disso, foi apresentada uma lista contendo todos os ensaios necessários para a certificação de um inversor no Brasil.

Os softwares desenvolvidos nesse trabalho foram elaborados em ambiente LabVIEW devido a sua facilidade de utilização, capacidade de criação de interfaces com o usuário paralelamente com o desenvolvimento dos códigos e capacidade de comunicação com diversos equipamentos simultaneamente. Dessa forma, a comunicação com todos os equipamentos supracitados pode ser realizada sem problemas.

Foram apresentados diagramas de blocos para a explicação dos procedimentos necessários para a realização de cada um dos ensaios, bem como as interfaces com usuário desenvolvidas. Todos os programas relatados foram devidamente testados e tiveram seus resultados validados através da comparação dos resultados com ensaios realizados de forma manual. Dessa forma, os ensaios automatizados já estão sendo utilizados na prática no Laboratório de Ensaio do Instituto de Redes Inteligentes da UFSM.

Como propostas para trabalhos futuros, propõe-se:

- A automatização do ensaio de anti-ilhamento, que é o que demanda maior tempo para sua realização, representando uma economia de 8 horas de ensaio se realizado de forma automatizada.
- Acrescentar a funcionalidade para executar todos os ensaios sequencialmente, sem necessidade de seleção
- Incluir a funcionalidade de selecionar uma série de ensaios para execução sequencial.
- Acrescentar uma plataforma de login para metrologistas, com a capacidade de identificar o metrologista responsável pelo ensaio no arquivo "Coleta de Dados", não sendo necessário o preenchimento manual do nome do metrologista em cada ensaio realizado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, N. 16149: 2013. **Sistemas fotovoltaicos (FV)–Características da interface de**, 2013.

_____. 16150: 2013,. **Sistemas fotovoltaicos (FV)–Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição–Procedimento de ensaio de conformidade**, 2013.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 - qualidade da energia elétrica**, 2011.

ANEEL. **Matriz Renováveis/Não Renováveis**. Governo Federal, 2020. Acessado em 27 ago 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/>>.

BORTOLINI, R. J. F. et al. Ensaio automatizado de medição da eficiência energética de inversores fotovoltaicos conectados à rede. Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

ESPOSITO, A. S.; FUCHS, P. G. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no brasil. [https://web. bndes. gov. br/bib/jspui/handle/1408/1421](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1421), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2013.

FIGUEIRA, H. H. et al. Sistema automatizado para ensaio de inversores fotovoltaicos conectados à rede em acordo com normatização brasileira. Universidade Federal de Santa Maria, 2016.

FRÖHLICH, R. et al. Sistema superviso para uso multiusuario de equipamentos do instituto de redes inteligentes. Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

Mallwitz, R.; Engel, B. Solar power inverters. In: **2010 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7.

RIBEIRO, W. et al. Comparação entre topologías de painel solar artificial para teste de inversores fotovoltaicos. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2018.

+

ANEXO A – TABELAS DE COMANDOS PARA AS FONTES

A Figura A.1 apresenta todos os comandos aceitos para o controle da fonte CA.

Figura A.1 – Descrição dos Comandos Aceitos pela Fonte CA

Descrição	ID	COM	DH	DL	FC	Fator de Escala	Função
Geração	X	202	X	X	16	-	Iniciar rampa aceleração
	X	203	X	X	16	-	Desligar a saída
	X	204	X	X	16	-	Iniciar rampa desaceleração
Escrever valor tensão	0	205	DH	DL	16	FS	escreve o valor de tensão para as 3 fases
	1	205	DH	DL	16	FS	escreve o valor de tensão para a fase U
	2	205	DH	DL	16	FS	escreve o valor de tensão para a fase V
	3	205	DH	DL	16	FS	escreve o valor de tensão para a fase W
Frequência de saída	X	208	DH	DL	16	FS	Escrever o valor da Frequência
Rampa de aceleração	X	209	DH	DL	16	FS	Escrever o tempo da rampa de aceleração
Rampa de desaceleração	X	210	DH	DL	16	FS	Escrever o tempo da rampa de desaceleração
Ler valores setados	X	211	X	X	03	FS	Ver Tabela 8
Ler os valores das correntes e potências	X	212	X	X	03	FS	Ver Tabela 9
Status da fonte	X	213	X	X	03	-	Ver Tabela 11
Reset do alarme	X	214	0	X	16	-	reset da memória do último erro
	X	214	10	X	16	-	reset do erro atual
Rampa de subida	X	215	0	X	16	-	partida sem rampa de tensão
	X	215	10	X	16	-	partida com rampa V
Rampa de descida	X	215	20	X	16	-	partida com rampa V/F
	X	216	0	X	16	-	parada sem rampa
	X	216	10	X	16	-	parada com rampa V
Defasagem	X	216	20	X	16	-	parada com rampa V/F
	1	217	DH	DL	16	FS	escreve o valor da defasagem da fase U
	2	217	DH	DL	16	FS	escreve o valor da defasagem da fase V
Sincronismo	X	218	X	0	16	-	escreve o valor da defasagem da fase W
	X	218	X	10	16	-	Sincronismo desligado
Valor Sag/Swell ou Degrau V/F	Y	220	DH	DL	16	-	Sincronismo ligado
Fase inicial do Sag/Swell	Y	221	DH	DL	16	-	Escreve o valor percentual do Sag/Swell ou o valor de tensão para Degrau V/F
Hold do Sag/Swell ou Duração V/F	Y	222	DH	DL	16	-	Escreve o valor da fase inicial Sag/Swell
							Escreve a quantidade de ciclos do teste

Fase final do Sag/Swell ou Frequência do Degrau V/F	Y	223	DH	DL	16	-	Escreve o valor da fase de término do teste ou Escreve o valor da frequência em Hertz
Repetições do Sag/Swell	Y	224	DH	DL	16	-	Escreve o número de repetições do teste Sag/Swell
Intervalo do Sag/Swell	Y	225	DH	DL	16	-	Escreve o tempo entre os testes
Atraso do Sag/Swell ou Degrau V/F	Y	226	DH	DL	16	-	Escreve o valor de atraso entre repetições de um mesmo teste
Outros parâmetros do Sag/Swell	1	227	DH	DL	16	-	Escreve o tipo de teste Sag e a quantidade de testes em sequência
	2	227	DH	DL	16	-	Escreve o tipo de teste Swell e a quantidade de testes em sequência
	3	227	DH	DL	16	-	Escreve o tipo de teste V/F e a quantidade de testes em sequência
	4	227	DH	DL	16	-	Escreve o tipo de teste Degrau de fase e a quantidade de testes em sequência
Carregar teste	X	228	X	X	16	-	Carrega os testes Sag/Swell previamente enviados
Para Teste	X	229	X	10	16	-	Para teste de Sag/Swell
Inicia Teste	X	229	X	20	16	-	Inicia teste de Sag/Swell
Pausa Teste	X	229	X	30	16	-	Pausa teste de Sag/Swell
Leitura do Status do Sag/Swell	X	230	X	X	03	-	Leitura do status do Sag/Swell(Ver Tabela 17)
Defasagem das fases durante o sag/swell	Y	231	DH	DL	16	-	Escreve o valor das defasagens durante o Sag/Swell
	X	235	X	0	16	-	desliga o autoreset
Auto reset	X	235	X	10	16	-	liga o autoreset
	X	235	X	100	03	-	lê o status (Ver Tabela 12)
	X	236	X	0	16	-	desliga o Bloqueio CC
Bloqueio CC	X	236	X	10	16	-	liga o Bloqueio CC
	X	236	X	100	03	-	lê o status (Ver Tabela 13)
Injeção de 3ª harmônica	X	252	X	0	16	-	desliga a injeção de 3ª harmônica
	X	252	X	10	16	-	liga a injeção de 3ª harmônica
Ler o código de identificação da fonte	X	254	X	X	03	1	lê o status (Ver Tabela 14)

Fonte: Manual de Comunicação Ethernet - Modbus TCP - Supplier

A Figura A.2 apresenta todos os comandos aceitos para o controle da fonte CA.

Figura A.2 – Descrição dos Comandos Aceitos pela Fonte PV

SCPI Command *RST Settings		SCPI as-shipped non-volatile settings	
CALibrate:STATe	OFF	CALibrate:DATE	empty string
CURRent	0	CALibrate:PASSword	0
CURRent:MODE	FIXed	DISPlay:SAVer	ON
CURRent:PROTection:DELAy	50 ms	OUTPut:INH:MODE	OFF
CURRent:PROTection:STATe	OFF	OUTPut:PON:STATe	RST
CURRent:TRIGgered	0	SYSTem:KLOCK	OFF
DISPlay	ON	SYSTem:RCL:OUTPut	SAVed
MEMory:TABLe:CURRent	0.3, 0.24, 0	SYSTem:RST:VOLTage:PROTection	110% of rating
MEMory:TABLe:VOLTage	0, 12, 15	Front Panel as-shipped settings	
OUTPut	OFF	Firmware update password protected	Disabled
SASimulator:MODE	FIXed	GPIB address	5
SASimulator:CURve:IMP	0.24	GPIB interface	Enabled
SASimulator:CURve:ISC	0.3	LAN interface	Enabled
SASimulator:CURve:VMP	12	USB interface	Enabled
SASimulator:CURve:VOC	15	Screen saver	Enabled
SASimulator:SCALE:CURRent	100%	Screen saver delay	60 minutes
SASimulator:SCALE:VOLTage	100%	Wake on I/O	Enabled
TRIGger:TRANsient:SOURce	BUS	Interface as-shipped settings	
VOLTage	0	Get IP Address	Automatic
VOLTage:MODE	FIXed	IP Address	169.254.89.00
VOLTage:PROTection	120% of rating	Subnet mask	255.255.0.0
VOLTage:TRIGgered	0	Default gateway	0.0.0.0
		Host name	A-N89xxx-xxxxx
		mDNS service name	A-N89xxx-xxxxx.local.
		LAN service - VXI-11	Enabled
		LAN service - Telnet	Enabled

Fonte: Keysight N8900 Series Autoranging System DC Power Supply - Operating and Service Guide