

*Sistema Individual de Geração de
Energia Elétrica com Fonte
Intermitente - SIGFI*

ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº001/2019

Norma de Distribuição Unificada

NDU - 028

Versão 3.0 - Janeiro/2024



Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos para a conexão de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) para atendimento às unidades consumidoras (UCs) de comunidades isoladas, conforme premissas da Resolução Normativa ANEEL 1000/2021 da ANEEL e das normas de segurança, a serem instalados dentro das áreas de concessão das empresas do Grupo ENERGISA S.A. Estabelece padrões e procedimentos, define equipamentos, materiais e critérios técnicos operacionais para a conexão dos consumidores ao SIGFI.

Esta norma técnica poderá, em qualquer tempo, sofrer alterações por razões de ordem técnica ou legal, motivo pelo qual os interessados devem, periodicamente, consultar site das concessionárias do Grupo ENERGISA S.A. quanto a eventuais modificações.

As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta norma técnica é a versão 3.0, datada de Janeiro de 2024 e sua vigência inicia na data de sua publicação.

João Pessoa - PB, 12 de janeiro de 2024.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição

Esta norma técnica, bem como as alterações, poderá ser acessada através do código abaixo:





Equipe Técnica de Revisão da Versão 3.0 da NDU 028

Antenor de Aquino Salles Neto

Grupo Energisa

Marcel Marzola Paschoalin

Grupo Energisa

Glauber Dantas Viana

Grupo Energisa

Rodrigo Rossin Strehl

Grupo Energisa

Gilberto Teixeira Carrera

Grupo Energisa

Vanessa da Costa Marques

Grupo Energisa

Higor Jose Freire da Silva

Energisa Tocantis

Consultoria Técnica da Versão 1.0

Mariana Cavalcanti

ITEMM

Andrea Sarmento

ITEMM



Aprovação Técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Erika Ferrari Cunha Amaury

Energisa Sergipe

Antonio Damiance

Energisa Mato Grosso

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Rio

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Rondônia

Guilherme Damiance Souza

Energisa Tocantins

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Paraíba

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Ricardo Alexandre Xavier Gomes


Energisa Acre

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Sul-Sudeste

Sumário

1. INTRODUÇÃO	7
2. CAMPO DE APLICAÇÃO	7
3. RESPONSABILIDADES	7
4. REFERÊNCIAS NORMATIVAS	8
5. TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES	13
6. ATENDIMENTO AO CLIENTE	21
6.1. GENERALIDADES	21
6.2. VISTORIA E CONEXÕES	23
7. CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DO SIGFI	27
7.1. CRITÉRIOS DE DECISÃO	27
7.2. EXEMPLOS DE CARGA POR UC	27
8. CRITÉRIOS GERAIS	29
8.1. CRITÉRIO DE FORNECIMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS	29
8.2. CRITÉRIOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	33
8.3. APROVAÇÃO DE PROPOSTA E DOCUMENTOS	34
9. CRITÉRIOS DE PROJETO	35
9.1. PONTO DE ENTREGA	35
9.2. CONFIGURAÇÃO BÁSICA DO SIGFI	36
9.3. LEVANTAMENTO DA CARGA	37
9.4. PADRÕES CONSTRUTIVOS	38
9.5. CRITÉRIOS DE PROJETOS	43
10. ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS	43
10.1. ARMÁRIO	43
10.2. BANCO DE BATERIAS	43
10.3. CONTROLADOR DE CARGA	44
10.4. INVERSOR	46
10.5. MÓDULOS FV	47
11. PROJETO BÁSICO	48
11.1. MEMORIAL TÉCNICO DESCRITIVO	48
11.2. LISTA DE MATERIAIS	51
12. PROJETO EXECUTIVO	52
12.1. DIAGRAMA FUNCIONAL OU MULTIFILAR	52
12.2. ARRANJOS DE MONTAGEM	52
12.3. OUTRAS DOCUMENTAÇÕES	53
13. INSTALAÇÃO	54



13.1. MÓDULOS FV E SUA ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	55
13.2. CONTROLADOR DE CARGA	56
13.3. BATERIAS	57
13.4. INVERSOR	58
13.5. COMPONENTES DE PROTEÇÃO DOS EQUIPAMENTOS;	59
13.6. ATERRAMENTO	59
13.7. CABOS E CONEXÕES	59
14. MONITORAMENTO	61
15. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	62
15.1. OPERAÇÃO	62
15.2. MANUTENÇÃO	62
16. ENSAIOS EM FÁBRICA	65
16.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	65
16.2. CONTROLADORES DE CARGA E DESCARGA	69
16.3. INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS	77
16.4. BATERIAS	84
17. NOTAS COMPLEMENTARES	89
18. HISTORICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO	90
19. ANEXOS	91

1. INTRODUÇÃO

Esta norma técnica estabelece e padroniza os critérios de projeto, instalação, operação, manutenção e as características técnicas dos equipamentos, estruturas e materiais utilizados nas instalações de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI, garantindo a segurança e a qualidade dos serviços e dos materiais a serem instalados pelas empresas do Grupo ENERGISA.

Esta norma técnica está em conformidade com as portarias do Ministério de Minas e Energia - MME, as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as especificações técnicas das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS, as portarias do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO, as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e de fornecimento de energia elétrica do Grupo ENERGISA. Na ausência de normas técnicas nacionais, deve-se utilizar as normas internacionais aplicáveis.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO


A presente norma aplica-se nas etapas de projeto, fornecimento de materiais, instalação, comissionamento, operação e manutenção de SIGFIs para o suprimento de energia elétrica nas regiões isoladas e remotas das áreas de concessão do Grupo ENERGISA no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica na Amazônia Legal - “MAIS LUZ PARA A AMAZÔNIA” (decreto nº 10.221, de 05 de fevereiro de 2020).

Aplica-se também em áreas universalizadas, onde existem restrições técnicas ou ambientais, que tornam inviável o atendimento por rede convencional.

3. RESPONSABILIDADES

3.1. ENERGISA

Estabelecer a ordem de atendimento das UCs, assim como os critérios, requisitos e padrões exigidos seguindo as disposições preestabelecidas pela ANEEL e



regulamentações do Setor Elétrico. Ademais, lançar a Especificação Técnica para a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento, instalação e manutenção dos sistemas, bem como homologar seus projetos e realizar a cobrança pelo fornecimento de qualidade.

3.2. Fornecedor

Projetar, transportar e instalar os sistemas de acordo com os critérios preestabelecidos nesta norma, bem como nas demais regulamentações do Setor Elétrico.

3.3. Empresa de Manutenção

Realizar as manutenções de acordo com o descrito nessa norma de modo a sanar/evitar a interrupção no fornecimento de energia para a UC. Ao final de cada manutenção, deve-se enviar um relatório com todos os serviços prestados para a ENERGISA.

3.4. Consumidor

Efetuar o pagamento pelo uso da energia conforme disposto na norma, bem como relatar possíveis problemas para a ENERGISA, possibilitando-a de saná-los e retornar o fornecimento de energia. Não é permitido ao consumidor ter contato com os componentes do SIGFI sem a autorização da ENERGISA. Além disso, qualquer necessidade de aumento de carga deve seguir o disposto na REN nº 1000 da ANEEL.

4. REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Na aplicação desta especificação é necessário consultar as normas e/ou documentos abaixo, na sua última versão.

4.1. Legislação Federal

- ANEEL - Resolução Normativa 674 da ANEEL, de 11 De agosto De 2015;
- ANEEL - Resolução Normativa 488 da ANEEL de 15 de maio de 2012;

- ANEEL - Resolução Normativa 1000 da ANEEL de 07 de dezembro de 2021;
- Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, institui o Código Florestal;
- Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 ou Lei de Crimes Ambientais;
- Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica; e dá outras providências. Institui o Código Florestal;
- INMETRO Portaria nº 004 de 04/01/2011 - Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências;
- PRODIST Módulo 3;
- Resolução do CONAMA Nº 401, de 4 de novembro 2008.


4.2. Normas Brasileiras

- ABNT NBR 5419 - Proteção Contra Descargas Atmosféricas;
- ABNT NBR 15572 - Ensaio não destrutivo - Termografia - Guia para inspeção de equipamentos elétricos e mecânicos;
- ABNT NBR 15866 - Ensaio não destrutivo - Termografia - Metodologia de avaliação de temperatura de trabalho em sistemas elétricos.
- ABNT NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos e desempenho;
- ABNT NBR IEC 60947-3 - Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão Parte 2: Disjuntores;
- NBR 5410 - Instalações elétricas em baixa tensão;

- NBR 6123 - Forças devidas ao Vento em Edificações;
- NBR 8681 - Ações e segurança nas estruturas - Procedimento;
- NBR 10899 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia;
- NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos - Características;
- NBR 16145, Acumuladores de lítio-íon para aplicação estacionária em 48V CC. - Especificação;
- NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de Projeto;
- NBR ISO 9001- Sistemas de gestão de qualidade - Requisitos;
- NBR ISO 14001- Sistemas de gestão ambiental;
- NR-10 Norma Regulamentadora N°10.

4.3. Normas Técnicas Internacionais

- EN 50524 - Data Sheet and Name Plate for Photovoltaic Inverters;
- IEC 60269-6:2010 - Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems;
- IEC 60364-7-712 Ed. 1.0 b - Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- IEC 60898-2: 2016 - Electrical accessories - Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations - Part 2: Circuit-breakers for AC and DC operation;
- IEC 60904-1:2006 - Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics;

- 
- IEC 60904-3:2008 - Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data;
 - IEC 60904-9:2007 - Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements;
 - IEC 61010-1 Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 1: General requirements;
 - IEC 61215:2005 - Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval;
 - IEC 61557-15 - Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 15: Functional safety requirements for insulation monitoring devices in IT systems and equipment for insulation fault location in IT systems;
 - IEC 61643-1 - Low-voltage surge protective devices - Part 1: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems - Requirements and tests;
 - IEC 61646 - Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval;
 - IEC 61730-2:2012 - Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing;
 - IEC 62305-3 - Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard;
 - IEC 62446-1:2016 Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection;

- IEC 62620 - Secondary cells batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications.
- IEC 62852:2014 - Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests;
- IEC/TS 62257:2013 - Recommendations for Small Renewable Energy and Hybrid Systems for Rural Electrification;
- IEC/TS 62548:2013 - Photovoltaic (PV) Arrays - Design Requirements;
- UL 1741 - Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources;

4.4. Normas Técnicas do Grupo ENERGISA

- NDU 001 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária à Edificações Individuais.

4.5. Referências Bibliográficas

- ELETROBRAS. Comissionamento de Sistemas de Geração em Regiões Remotas, Eletrificação Rural Sustentável e o Uso das Fontes Renováveis de Energia, volume 1, 2015;
- ELETROBRAS. Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos, Edição Revisada, Julho/2017;
- INSTITUTO LACTEC. Especificação de equipamentos para universalização do Pantanal Sul-mato-grossense, Julho/2019;
- IRENA. Electricity Storage Cost, Outubro/2017;
- PINHO, J. T. et al. Manual de Engenharia Elétrica para Sistemas Fotovoltaicos. Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro/RJ, 2014.

5. TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

5.1. Acumulador de íons de lítio (baterias de íons de lítio)

Conjunto composto por células eletroquímicas de íons de lítio, as quais são supervisionadas e controladas por um BMS (*Battery Management System*) e encapsuladas por um único conjunto mecânico, o qual possui terminais adequados para a conexão externa (ABNT NBR 16145).

5.2. Acumulador estacionário

Acumulador que, por natureza do serviço, funciona imóvel, permanentemente conectado a uma fonte de corrente contínua (NBR 14206)

5.3. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica (REN 956/2021).

5.4. Ampère Hora - Ah

Unidade de medida equivalente à quantidade de carga elétrica transferida por uma corrente de um ampère durante o período de uma hora.


5.5. Arranjo Fotovoltaico

Conjunto de módulos FVs ou subarranjos FVs mecânica e eletricamente integrados, incluindo estrutura suporte, excluindo sua fundação, aparato de rastreamento, controle térmico e outros elementos similares (ABNT NBR 10899).

5.6. Aterramento

Ligação à terra do neutro da rede e o da instalação consumidora (NDU 001).

5.7. Auto-descarga



Energia armazenada perdida a partir de processos/reações internas da bateria. Costuma ser apresentado como uma taxa percentual de perda diária (IRENA, 2017).

5.8. Autonomia

Capacidade de fornecimento de energia elétrica do sistema de armazenamento, necessária para suprir o consumo diário de referência na completa ausência da fonte primária. É expressa em horas.

5.9. Baixa Tensão - BT

Tensão superior a 50 Volts em corrente alternada ou 120 Volts em corrente contínua e igual ou inferior a 1.000 Volts em corrente alternada ou 1.500 Volts em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra (NR10 e NDU 001).

5.10. Banco de Baterias

É o meio mais utilizado para o armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica; podem ser conectadas em série e/ou paralelo para produzir uma tensão e/ou corrente mais elevada do que a que pode ser obtida por uma única bateria.

5.11. Bateria

Conjunto de elementos ou monoblocos interligados eletricamente (NBR 16206).


5.12. Caixa de Medição

Caixa destinada à instalação do medidor de energia e seus acessórios, bem como do dispositivo de proteção (NDU 001).

5.13. Caixa de Passagem

Caixa destinada a passagem dos condutores do ramal subterrâneo (NDU 001).

5.14. Carga



Caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa (ANEEL REN 674/2015).

5.15.Carga Instalada

Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na UC, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

5.16.Célula Fotovoltaica

Dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica (ABNT NBR 10899).

5.17.Ciclo de Vida

O número de ciclos completos (equivalentes) entregues por um sistema de armazenamento até o fim da vida, sob determinadas condições (IRENA, 2017).

5.18.Comissionamento

Ato de submeter equipamentos, instalações e sistemas a testes e ensaios especificados, antes de sua entrada em operação (ANEEL REN 674/2015).

5.19.Concessionária


Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, de agora em diante denominado distribuidora (REN 1000).

5.20.Condições Padrão de Ensaio (Standard Test Conditions - STC)

Condições de ensaio especificadas na IEC 60904-3 considerando as células e os módulos fotovoltaicos (ABNT NBR 10899).

5.21.Controlador de Carga

É o gerenciador/regulador de carga que facilita a máxima transferência de energia



do arranjo fotovoltaico para a bateria/banco de baterias e as protegem contra recargas e descargas excessivas, aumentando vida útil dos acumuladores de energia.

5.22. Consumidor

Pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes desta prestação à sua UC (REN 1000/2021).

5.23. Consumo Diário de Referência

É a quantidade de energia que o SIGFI é capaz de fornecer diariamente calculada a partir da Disponibilidade Mensal Garantida.

5.24. Corrente de curto-circuito - I_{sc}

Corrente de saída do gerador fotovoltaico em curto-circuito e considerando valores preestabelecidos de temperatura e irradiância (NBR 10899).

5.25. Disponibilidade Mensal Garantida

Quantidade mínima de energia que o SIGFI deve fornecer à UC em qualquer mês.

5.26. Distribuidora

Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica (REN 1000), no caso desta norma é a ENERGISA.

5.27. Ensaio de Tipo


Ensaio necessário para avaliação do produto do fabricante (NBR 16145).

5.28. Ensaio de Rotina

Ensaio necessário para aceitação ou rejeição de componentes (NBR 16145).

5.29. Fonte de Energia Intermitente

Recurso energético renovável que para fins de conversão em energia elétrica pelo



sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original.

5.30.Gerador Fotovoltaico

É o arranjo de um ou mais módulos, que podem ser conectados em série e/ou paralelo, conforme a potência e tensão desejadas. Esse conjunto utiliza o efeito fotovoltaico para converter a luz do sol em eletricidade (NBR 10899).

5.31.Instalações de Conexão

Instalações de equipamentos com a finalidade de interligar as instalações próprias do Acessante ao sistema de distribuição, compreendendo o ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito.

5.32.Instalações de Interesse Restrito

Instalações de interesse restrito são as de uso exclusivo do Acessante, construídas com a finalidade de interligar suas instalações ao ponto de conexão à rede da concessionária.

5.33.Interrupção

Descontinuidade parcial ou total do fornecimento de energia elétrica UC, provocada por falha de dimensionamento ou dos componentes do sistema.


5.34.Inversor CC/CA

Componente responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA) (ABNT NBR 10899:2020).

5.35.Irradiância Solar

Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície por unidade de área. Normalmente medido em watts por metro quadrado (NBR 10899).

5.36.Kit de Instalação Interna



O kit deve conter: 01 (um) ponto de iluminação por cômodo, até o limite de 03 (três) pontos, 02 (duas) tomadas e demais materiais necessários, inclusive lâmpadas fluorescentes compactas de 8 W ou potência máxima de 11 W (ou outro tipo de lâmpada, desde que de tecnologia com eficiência equivalente ou superior), conforme o caso (Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados).

5.37.Limite de Propriedade

São as demarcações que separam a propriedade do consumidor da via pública e dos terrenos adjacentes de propriedade de terceiros, no alinhamento designado pelos poderes públicos.

5.38.Medidor

É o aparelho instalado pela Concessionária, que tem por objetivo medir e registrar o consumo de energia elétrica ativa ou reativa (NDU 001).

5.39.Módulo Fotovoltaico

É a unidade física básica do gerador FV, composto de células FV conectadas eletricamente e encapsuladas de modo a gerar energia elétrica (NBR 10899).

5.40.Normas e Padrões da ENERGISA


Normas, padrões e procedimentos técnicos praticados pela ENERGISA, que apresentam as especificações de materiais e equipamentos, e estabelecem os requisitos e critérios de projeto, montagem, construção, operação e manutenção dos sistemas de distribuição, específicos às peculiaridades do respectivo sistema.

5.41.Padrão de Continuidade

Valor máximo estabelecido para um indicador de continuidade no período de observação e utilizado para a análise comparativa dos valores apurados.

5.42.Padrão de Entrada

É a instalação compreendendo o ramal de entrada, poste ou pontalete particular,



caixas, dispositivo de proteção, aterramento e ferragens, de responsabilidade do consumidor, preparada de forma a permitir a conexão da unidade consumidora (UC) à rede da ENERGISA (NDU 001).

5.43.Ponto de Conexão

Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da Acessada e do Acessante.

5.44.Ponto de Entrega

É o ponto até o qual a concessionária é obrigada a fornecer energia elétrica, com participação nos investimentos necessários, bem como é responsabilizada pela execução dos serviços de operação e de manutenção do sistema, não sendo necessariamente o ponto de medição (NDU 001).

5.45.Potência

Quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo expressa em quilowatts (kW).

5.46. Potência Mínima Disponibilizada

É a potência mínima que o SIGFI deve disponibilizar, no ponto de entrega, para atender às instalações elétricas das unidades consumidoras, segundo os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL 1000/2021.


5.47.Profundidade de Descarga (DoD - *Depth of Discharging*)

A relação entre a energia descarregada (kWh) e a capacidade utilizável (kWh).

5.48.Ramal de Entrada

Conjunto de condutores e acessórios, de propriedade do consumidor, instalados a partir do ponto de entrega até a proteção e medição (NDU 001).

5.49.Ramal de Conexão



Conjunto de condutores e acessórios instalados pela ENERGISA entre o ponto de derivação de sua rede e o ponto de conexão (REN 1000).

5.50.Segmento do Ponto de Máxima Potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*)

Estratégia de controle utilizada para, em função das condições de operação do sistema, maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico (NBR 10899).

5.51.Sistema de Gerenciamento do Acumulador (*Battery Management System- BMS*)

Sistema eletrônico projetado para supervisionar as condições e controlar, de forma inteligente e segura, as funções do acumulador de energia de modo a mantê-lo dentro dos valores pré-definidos de tensão, corrente e temperatura (NBR 16145).

5.52.Sistema Fotovoltaico - SFV

Conjunto de elementos que geram e fornecem eletricidade por meio da conversão da energia solar (NBR 10899).

5.53.Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI

Sistema de geração de energia elétrica implantado por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, utilizando exclusivamente fonte de energia intermitente para o fornecimento à uma UC (REN 1000/2021).

5.54.Sistema Isolado

Conforme Decreto nº7.246, de 28 de julho de 2010 definem-se sistemas isolados como os sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômica.

5.55. Tensão de Circuito Aberto - Vco

Tensão gerada pelo meio do gerador FV na ausência de carga e considerando valores pré-estabelecidos de temperatura e irradiância (NBR 10899).

5.56.Unidade de Condicionamento de Potência - UCP

Sistema que converte a potência elétrica entregue por um arranjo FV na potência elétrica com valores apropriados de tensão e/ou frequência para ser entregue à carga, e/ou armazenada em uma bateria e/ou injetada na rede elétrica (NBR 16690). Exemplos de UCPs são inversores e controladores de carga.

5.57.Unidade Consumidora - UC

Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação (REN 1000).

5.58.Usuário

Pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público de distribuição de energia elétrica, a exemplo de consumidor, gerador, produtor independente, autoprodutor, outra distribuidora e agente importador ou exportador (REN 1000).

5.59.Watt Hora - Wh

É a energia que pode ser gerada em um intervalo de uma hora.

5.60.Watt Pico - Wp

É a potência máxima que o gerador fotovoltaico fornece em condições ideais.

6. ATENDIMENTO AO CLIENTE

6.1. Generalidades

- a) O fornecimento de energia por meio do SIGFI deve ser em corrente alternada (CA) observando os níveis de tensão predominantes no município onde estiver


localizada a UC (REN 1000/2021, Art. 518);

- b) As disposições do PRODIST relativas à contratação da tensão, à classificação da tensão de atendimento e à instrumentação e metodologia de medição da tensão em regime permanente devem ser acatadas (REN 1000/2021, Art. 542);
- c) Cada SIGFI deve atender a uma única UC (REN 1000/2021);
- d) A obra deve disponibilizar potência mínima capaz de atender as necessidades básicas dos domicílios, inclusive iluminação, comunicação e refrigeração. O projeto deve contemplar um horizonte de planejamento de 5 (cinco) anos (REN 1000/2021, Art. 516);
- e) A ENERGISA pode adotar mecanismo que limite o consumo de energia elétrica e a demanda de potência, de acordo com os valores projetados para cada UC (REN 1000, Art. 524);
- f) O SIGFI deve garantir pelo menos a disponibilidade de energia mensal/UC e demais características da **Tabela 1**, compatível com a carga instalada na UC e de acordo com os portes dos sistemas (REN 1000, Art.519 e Art. 520);

Tabela 1 - Disponibilidade de Energia

Disponibilidade mensal garantida (kWh/ mês /UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Potência mínima (W/UC)
45	1.500	700
60	2.000	1.000
80	2.650	1.250
120	4.000	1.500
180	6.000	1.800

- g) Quando houver reclamação do consumidor associada a uma disponibilidade mensal insuficiente, a ENERGISA deve apresentar-lhe, em até 30 (trinta) dias, uma avaliação quanto ao dimensionamento do sistema no que tange ao atendimento dos valores projetados (REN 1000/2021, Art. 525);
- h) A ENERGISA deve atender sem ônus à solicitação de aumento de carga que possa ser efetivada com a utilização de sistemas com disponibilidade mensal de até 80 kWh/UC, desde que decorrido, no mínimo, um ano desde a data da

- 
- conexão inicial ou do último aumento de carga (REN 1000, Art. 521);
- i) Os SIGFIs devem possuir autonomia de pelo menos 36 horas para fonte solar e de 48 horas para as demais fontes, considerando a situação de ausência total da fonte primária (REN 1000, Art. 522);
 - j) Para sistemas com fonte solar, a autonomia pode ser avaliada considerando a menor radiação solar diária da série histórica dos últimos 3 anos do local em que o sistema será instalado (REN 1000, Art. 522);
 - k) Os componentes do SIGFI devem atender às exigências das normas dos órgãos oficiais competentes, do Programa Brasileiro de Etiquetagem ou de outra organização credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO (REN 1000, Art. 523), e da ENERGISA;
 - l) Quando houver componente do SIGFI de uso consolidado internacionalmente e não contemplado nas normas citadas no item j, acima, serão aceitas as normas utilizadas internacionalmente estabelecidas no parágrafo único do art. 6º do Decreto nº 10.229, de 5 de fevereiro de 2020;
 - m) No caso de suspensão devida do fornecimento de energia elétrica, a ENERGISA deve restabelecer o serviço no prazo de 120 (cento e vinte) horas após a baixa do débito no sistema ou após comunicado do consumidor (REN 1000, Art. 533);
 - n) No caso de suspensão indevida do fornecimento de energia elétrica, a ENERGISA deve regularizar no prazo de 72 (setenta e duas) horas, sem ônus para o consumidor (REN 1000, Art. 534).

6.2. Vistoria e Conexões

- a) A vistoria da UC deve ser efetuada em até 10 (dez) dias úteis, contados da data da solicitação de fornecimento ou do pedido de nova vistoria, ressalvados os casos de aprovação de projeto (REN 1000/2021, Art. 527);
- b) Caso ocorra reprovação das instalações de entrada de energia elétrica, a ENERGISA deve informar ao interessado, no ato de vistoria, o respectivo

motivo e as providências corretivas necessárias. A ENERGISA deve realizar uma nova vistoria na UC em até 10 dias úteis (REN 1000/2021, Art. 527; §§ 1º e 2º);

- c) A conexão da UC deve ser efetuada em até 10 (dez) dias úteis, contados a partir da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares (REN 1000/2021, Art. 528).

6.3. Medição, Leitura e Faturamento

- a) Faculta-se a instalação de equipamentos de medição nas UCs (REN 1000, Art. 529);
- b) Na ausência de equipamento de medição, os valores a serem faturados devem ser baseados na estimativa de consumo da UC (REN 1000, Art. 529);
- c) A cobrança pode ser realizada por meio de carnê, com a entrega prévia das Notas Fiscais/Contas de Energia Elétrica ou Faturas referentes ao período máximo de um ano de faturamento (REN 1000, Art. 531). Porém, fica a cargo da ENERGISA avaliar junto aos usuários a melhor solução de faturamento;
- d) Os valores a serem faturados devem ser baseados nas medições de cada UC;
- e) O pagamento pode ser realizado em períodos mensais, bimestrais ou trimestrais, conforme opção do consumidor (REN 1000, Art. 532);
- f) Não se aplica o custo de disponibilidade no faturamento de UCs atendidas por meio de sistemas isolados do tipo MIGDI (REN 1000, Art. 290).

6.4. Nota de Reclamação

- a) No caso de reclamação associada à qualidade da tensão em regime permanente no ponto de conexão, a ENERGISA deve (REN 1000, Art. 543):
 - Efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão da UC para avaliar a procedência da reclamação, em até 30 (trinta) dias contados a partir da reclamação, incluindo na inspeção duas medições instantâneas do valor eficaz no ponto de conexão, a serem realizadas em um intervalo mínimo de 5 (cinco)

minutos;

- No caso de registro de valores inadequados de tensão, regularizar o nível de tensão em até 60 (sessenta) dias contados a partir da reclamação, comprovando-se a regularização com pelo menos 2 (duas) novas medições instantâneas do valor eficaz no ponto de conexão em um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos;
 - Organizar em arquivos individualizados os registros das reclamações sobre não conformidade de tensão, incluindo número de protocolo, data da reclamação, data e horário das medições instantâneas com os valores registrados, providências para a normalização e data de conclusão.
- b) Consideram-se valores inadequados de tensão aqueles situados na faixa precária ou crítica;
- c) A ENERGISA deve observar para todas as UCs o limite de DIC (Duração de interrupção individual por UC) de 216 (duzentos e dezesseis) horas mensal e de 648 (seiscentos e quarenta e oito) horas anual (REN 1000, Art. 545);
- d) No caso de violação do limite de DIC, deve-se calcular a compensação ao consumidor, de acordo com o disposto no PRODIST (REN 1000, Art. 545, § 1º);
- e) Na apuração do indicador DIC devem ser consideradas todas as interrupções de longa duração, admitindo as seguintes exceções (REN 1000, Art. 546):
- interrupções provocadas diretamente pelo consumidor por uso indevido dos equipamentos e componentes do sistema, desde que tecnicamente comprovado pela ENERGISA;
 - interrupções de ordem técnica oriundas de desligamentos efetuados pela ENERGISA para manutenção, reparos ou ampliação do sistema com duração igual ou inferior a 72 (setenta e duas) horas;
 - falha nas instalações da UC que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

- interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afeta somente a sua UC;
 - suspensão por inadimplemento do consumidor;
 - suspensão por deficiência técnica ou insegurança das instalações da UC que não provoque interrupção em instalações de terceiros.
- f) O indicador de continuidade individual deve ser apurado por meio de procedimentos auditáveis do processo de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicador (REN 1000, Art. 547):
- Para cada interrupção ocorrida na UC devem ser registradas, pela ENERGISA, as seguintes informações:
 - fato gerador;
 - data, hora e os minutos do início da interrupção, bem como do efetivo restabelecimento;
 - meio pelo qual foi comunicada a interrupção.
 - O registro das informações e contagem do tempo de cada interrupção, deve considerar o intervalo entre a data de recebimento da reclamação e o restabelecimento do fornecimento, independentemente do horário diário de fornecimento ser reduzido ou não;
- g) As UCs atendidas por meio de SIGFI não são consideradas para os indicadores DEC e FEC (REN 1000/2021, Art. 548);
- h) A ENERGISA deve encaminhar à ANEEL o acompanhamento da qualidade do fornecimento por meio de relatórios semestrais (REN 1000/2021, Art. 549):
- Os relatórios devem ser encaminhados à ANEEL até 31 de julho e 31 de janeiro de cada ano, com referência aos dados do primeiro e do segundo semestres, respectivamente;

- Para os atendimentos por meio de SIGFI, devem ser enviadas as seguintes informações agrupadas por Município:
 - quantidade de UCs, por classe de atendimento e fonte primária;
 - número de reclamações recebidas no período, por classe de atendimento e fonte primária;
 - quantidade e duração das interrupções agrupadas por fato gerador;
 - duração mínima, média e máxima das interrupções;
 - prazo mínimo, médio e máximo de regularização dos níveis de tensão;

7. CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DO SIGFI

7.1. Critérios de decisão

- a) Deve ser realizado um levantamento de carga, conforme exposto no Tópico 9.3;
- b) Por meio desse levantamento de carga, deve ser verificado qual SIGFI melhor se adequa à realidade da UC;
- c) Segue abaixo as limitações para a escolha de cada SIGFI de acordo com o consumo diário:
 - SIGFI 45: consumo ≤ 1.500 Wh/dia, com a demanda máxima ≤ 700 W;
 - SIGFI 60: consumo ≤ 2.000 Wh/dia, com a demanda máxima ≤ 1.000 W;
 - SIGFI 80: consumo ≤ 2.650 Wh/dia, com a demanda máxima ≤ 1.250 W;
 - SIGFI 120: consumo ≤ 4.000 Wh/dia, com a demanda máxima ≤ 1.500 W;
 - SIGFI 180: consumo ≤ 6.000 Wh/dia, com a demanda máxima ≤ 1.800 W.

7.2. Exemplos de Carga por UC

A **Tabela 2**, **Tabela 3**, **Tabela 4**, **Tabela 5**, e **Tabela 6** apresentam exemplos de levantamento de carga para um SIGFI45, SIGFI60, SIGFI80, SIGFI120 e SIGFI180 respectivamente.

Tabela 2 - Exemplo de carga de uma UC alimentada por um SIGFI45

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (kWh/mês)
LED	10	2	4,5	2,7
Refrigerador	90	1	12	32,4
Carregador de Celular	5	2	3	0,9
Televisão	80	1	3,5	8,4
Total				44,4

Tabela 3 - Exemplo de carga de uma UC alimentada por um SIGFI60

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (kWh/mês)
LED	10	5	4,5	6,75
Refrigerador	90	1	12	32,4
Carregador de Celular	5	2	3	0,9
Ventilador	60	1	4,5	8,1
Televisão	80	1	3	7,2
Demais equipamentos	40	1	3	3,6
Total				58,95

Tabela 4 - Exemplo de carga de uma UC alimentada por um SIGFI80

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (kWh/mês)
LED	10	8	4,5	10,8
Refrigerador	90	1	12	32,4
Carregador de Celular	5	2	3	0,9
Ventilador	60	2	4,5	16,2
Televisão	80	1	4	9,6
Demais equipamentos	100	1	3	9
Total				78,9

Tabela 5 - Exemplo de carga de uma UC alimentada por um SIGFI120

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (kWh/mês)
LED	10	8	6	14,4
Refrigerador	90	1	25	67,5
Carregador de Celular	5	2	4,5	1,35
Ventilador	60	1	5	9
Televisão	80	1	4	9,6
Demais equipamentos	300	1	2	18
Total				119,85

Tabela 6 - Exemplo de carga de uma UC alimentada por um SIGFI180

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (kWh/mês)
LED	10	8	8	19,2
Refrigerador	90	1	24	64,8
Carregador de Celular	5	3	3	1,35
Ventilador	60	3	6	32,4
Televisão	80	1	7	16,8
Demais equipamentos	500	1	3	45
Total				179,55

8. CRITÉRIOS GERAIS


8.1. Critério de Fornecimento de Materiais e Equipamentos

8.1.1. Unidade de medida e Idioma

- Todos os documentos, placas de advertências, selos, etiquetas, legendas, desenhos ou qualquer texto deve ser escrito na língua portuguesa do Brasil;
- Todas as grandezas apresentadas nos documentos, legendas, desenhos devem possuir a unidade de medidas do Sistema Internacional de Unidade (SI);
- Caso algum material não seja originalmente fornecido em português e/ou nas unidades de medida do SI, deve ser adequado, conforme itens 9.1.1 (a) e (b).

8.1.2. Certificações, Ensaio e Testes

- Os módulos fotovoltaicos devem possuir a certificação do INMETRO de avaliação da conformidade. Além de certificação TUV, UL ou CE;

- 
- b) O inversor deve ser do tipo *off grid* com Certificação INMETRO de avaliação da conformidade. Além de certificação TUV, UL ou CE;
- c) O controlador de cargas deve possuir certificação INMETRO de avaliação da conformidade. Além de certificação TUV, UL ou CE;
- d) Baterias do tipo íons de lítio devem possuir certificações internacionais TUV, UL ou CE. Ademais, devem ser apresentados os resultados dos ensaios para a comprovação de suas características de rótulo/*datasheet* para aceitação da ENERGISA, quando necessário. Os ensaios devem ser realizados de acordo com o Tópico “ 5.1. Ensaio de tipo” da NBR 16145:2013 - Acumulador de lítio-íon para aplicação estacionária em 48Vc.c., por laboratório credenciado. Os ensaios de tipo são:
- Inspeção visual;
 - Capacidade, em ampères-hora, nas condições nominais;
 - Capacidade, em ampères-hora, em regime diferente do nominal;
 - Adequação a flutuação;
 - Retenção de carga durante armazenamento;
 - Desempenho frente a ciclo de recargas e descargas (durabilidade);
 - Queda de tensão da interligação.
- e) Para as inspeções e testes dos equipamentos individualmente e do sistema como um todo deve-se utilizar a Portaria 004/2011 do INMETRO;
- f) O Teste de Aceitação de Fábrica (TAF) do sistema deve conter, no mínimo, o solicitado no ANEXO III dessa norma e comprovar as características informadas nos *datasheets* dos fabricantes;
- g) O comissionamento do sistema deve ser realizado após a montagem e instalação no local de operação, verificando, no mínimo, as informações

expostas no ANEXO IV dessa norma;

- h) Os equipamentos e componentes devem ser oriundos de fornecedores homologados pela ENERGISA;
- i) Cada sistema deve conter um documento comprobatório dos ensaios realizados, englobando seus resultados, valores de referência e indicação do resultado da aprovação. Caso o teste não seja aprovado, deve ser refeito ou o equipamento substituído por um adequado.

8.1.3. Placas de Advertências, Segurança Patrimonial e Selos e Etiquetagem

- a) Todos os sistemas devem conter, junto à sua estrutura de fixação e próximo ao armário dos equipamentos do sistema FV, uma placa de advertência similar à apresentada na **Figura 1**;
- b) A placa de advertência deverá ser confeccionada em PVC ou acrílico, com espessura mínima de 1 mm, 25 cm de comprimento e 18 cm de altura. Os dizeres devem ser em tinta anticorrosiva, não sendo aceita a utilização de adesivo;



Figura 1 - Propostas de placas de advertência

- c) Todos os sistemas devem contemplar placas de obra indicativas do programa luz para todos (mais luz para amazônia), que devem seguir o manual de uso da marca do governo federal na sua edição mais recente;

- d) Os componentes do SIGFI devem conter as etiquetas solicitadas na Portaria 004/2011 do INMETRO e apresentadas no ANEXO I dessa Norma;
- e) Os armários dos equipamentos deverão ser trancados com chave e lacre etiqueta após a instalação e sempre após a manutenção, possibilitando a identificação de possíveis invasões.

8.1.4. Garantias e Vidas Úteis

As garantias e vidas úteis mínimas dos componentes devem seguir os valores da **Tabela 7**.

Tabela 7 - Garantias e vidas úteis mínimas para os principais equipamentos

Equipamento & Especificação	Vida Útil Estimada	Garantia Mínima
Módulo FV	25 anos	10 anos
Controlador de Carga	10 anos	5 anos
Inversor	10 anos	5 anos
Estrutura	25 anos	2 anos
Baterias	5 anos	5 anos

8.1.5. Transporte e Acondicionamento

- Os equipamentos, bem como os insumos e materiais utilizados para a instalação devem ser adequados para os locais de projeto, respeitando as condições ambientais da região;
- Todos os componentes dos sistemas, materiais e insumos que serão utilizados para as instalações devem ser transportados até as UCs com as devidas proteções contra danos, os quais podem ser causados, por exemplo, por umidade, corrosão e exposição aos raios solares;
- Os componentes devem ser transportados, embalados e etiquetados contendo informações facilitadoras de identificação e rastreio, tais como: nome do fornecedor, identificação do conteúdo, quantidade de itens e peso. Os componentes sobressalentes devem ser identificados e embalados separadamente daqueles de uso direto.
- O local para acondicionamento deverá ser exclusivo ao projeto. A

contratante não autoriza o acondicionamento em local compartilhado.

8.2. Critérios de Prestação de Serviços

- a) Os serviços devem ser prestados por equipe qualificada, incluindo engenheiros e técnicos de diferentes formações com o registro atualizado no órgão de classe, no caso, o CREA (Conselho Regional de Engenharia e Agronomia) (ELETROBRAS, 2015);
- b) A equipe de nível técnico deve ter formação em mecânica, eletrotécnica/eletrônica, edificações e em segurança do trabalho (ELETROBRAS, 2015);
- c) Recomenda-se os seguintes profissionais para a equipe executora do projeto, podendo ter acúmulo de função para um mesmo profissional (ELETROBRAS, 2015):
 - Gerente de Projeto com formação em engenharia, experiência comprovada na implantação de projetos de usinas de geração de energia e projetos em áreas remotas;
 - Engenheiro civil com experiência comprovada no projeto de plantas de geração de energia, fundações de plantas de geração e projetos de estruturas metálicas;
 - Engenheiro eletricitista com experiência em projetos executivos de usina solar fotovoltaica e de plantas cuja rede é formada por inversores de bateria;
 - Engenheiro eletricitista com experiência comprovada em instalações de baixa tensão em edifícios, subestações de geração distribuída e média tensão;
 - Engenheiro eletricitista com experiência em controle, automação e telemetria. O profissional deve ter trabalhado em sistemas de monitoramento de plantas de geração, bem como telemetria e



controle remoto de unidades de geração ou de subestação;

- Engenheiro mecânico com experiência em projetos de usinas térmicas com geração por motores a diesel;
- Gerente de obra com experiência em gerenciamento de projetos de usinas de geração de energia e com formação em engenharia elétrica civil, mecânica ou de produção;
- Engenheiro civil com experiência em supervisão de construção de estruturas metálicas e de usinas de energia;
- Engenheiro eletricitista com experiência em supervisão de construção de instalações elétricas em plantas de geração ou subestações;
- Engenheiro ambiental com experiência em licenciamento ambiental de projetos de geração ou distribuição de energia, bem como supervisão de obras de plantas de geração;

d) Todas as experiências supracitadas devem ser comprovadas.

8.3. Aprovação de Proposta e Documentos

- a) A proposta deve contemplar todos as informações solicitadas no Tópico 6.1.9. da Especificação Técnica (Anexo V) para ser habilitada para aprovação;
- b) As informações da proposta devem ser coerentes com o que foi especificado e, quando divergente, as justificativas devem ser fornecidas e fica a critério da ENERGISA aceitá-las;
- c) Todos os cálculos de dimensionamento devem ser fornecidos para a aceitação da documentação/proposta;
- d) Todos os documentos devem estar de acordo com o Tópico 8.1.1 dessa norma;

- e) Todos os documentos só serão aceitos após análise e emissão de aceite da equipe da ENERGISA.

9. CRITÉRIOS DE PROJETO

9.1. Ponto de Entrega

O padrão de entrada define o limite da propriedade, bem como delimita a atuação da ENERGISA e do consumidor. Portanto, são de responsabilidade da ENERGISA o gerador fotovoltaico, o controlador de carga, o inversor CC/CA, o medidor de energia e as baterias, como também as proteções destes equipamentos. A partir deste ponto de entrega, o consumidor é responsável pela manutenção das cargas (incluindo reatores, lâmpadas, interruptores e disjuntores de carga internos à UC), assim como o gerenciamento da disponibilidade energética do sistema fotovoltaico. Este tratamento traduz o Art. 26 da Resolução ANEEL nº 1000 que estabelece que "A distribuidora deve adotar as providências para viabilizar a conexão, operar e manter o seu sistema elétrico até o ponto de conexão, caracterizado como o limite de sua responsabilidade, observadas as condições estabelecidas nesta Resolução". A qualidade da instalação dos sistemas fotovoltaicos é fundamental para garantir o bom desempenho e redução das falhas destes sistemas.

9.1.1. Padrão de Entrada

- a) O padrão de entrada deve contemplar, no mínimo:
- Caixa de proteção (para instalação do disjuntor);
 - Estrutura de fixação da caixa de proteção em poste metálico bi/tripartido ou fibra de vidro, quando necessário;
 - Condutores;
 - Eletroduto(s);
 - Sistema de aterramento, caso seja necessário, utilizar poste metálico como estrutura de fixação da caixa de proteção;

- Todos os componentes devem ser dimensionados para atender à carga da UC.
- b) A caixa de proteção pode ser instalada na fachada do imóvel ou em poste auxiliar, a escolha da forma de instalação dependerá das características físicas da UC (alvenaria, madeira, entre outras);
- c) A conexão entre o SIGFI e o ramal de conexão pode ser por via aérea, considerando uma altura mínima dos condutores de 3,5 metros em relação ao solo, ou por via subterrânea, contemplando as caixas de passagem e os cabos em EPR, XLPE ou PVC, dotados de cobertura de PVC de acordo com as normas ABNT NBR 7286, ABNT NBR 7287 ou ABNT NBR 7288, respectivamente, ou isolamento em XLPE sem cobertura de acordo com a norma ABNT NBR 7285, devidamente protegidos em dutos corrugados PEAD;
- d) A escolha da configuração aérea ou subterrânea depende das características físicas do local da instalação, levando em consideração a melhor relação custo/benefício do ponto de vista do projeto, instalação, operação e manutenção do sistema.

9.2. Configuração Básica do SIGFI

O SIGFI, devido à sua natureza, não é conectado ao sistema elétrico da ENERGISA de Energia Elétrica e é composto pelos seguintes equipamentos e materiais:

- a) Módulos Fotovoltaicos: responsável pela geração de energia elétrica;
- b) Controlador de Carga: Interface entre a geração e o armazenamento de energia, é o responsável pela proteção das baterias e regulação de tensão do lado CC;
- c) Baterias - Sistema de Armazenamento de Energia: responsável pelo armazenamento da energia excedente gerada, a qual será utilizada, posteriormente, para suprir a carga nos períodos de ausência de geração FV;
- d) Inversor - Sistema de Conversão de Corrente Elétrica CC/CA: responsável pela

conversão da corrente contínua em corrente alternada (CA), formando a rede externa CA, cujo valor depende do padrão de baixa tensão da região (110/220V);

- e) Proteção, fixação e cabeamento do SGFI: responsável pela interconexão, proteção e sustentação dos componentes principais do sistema.

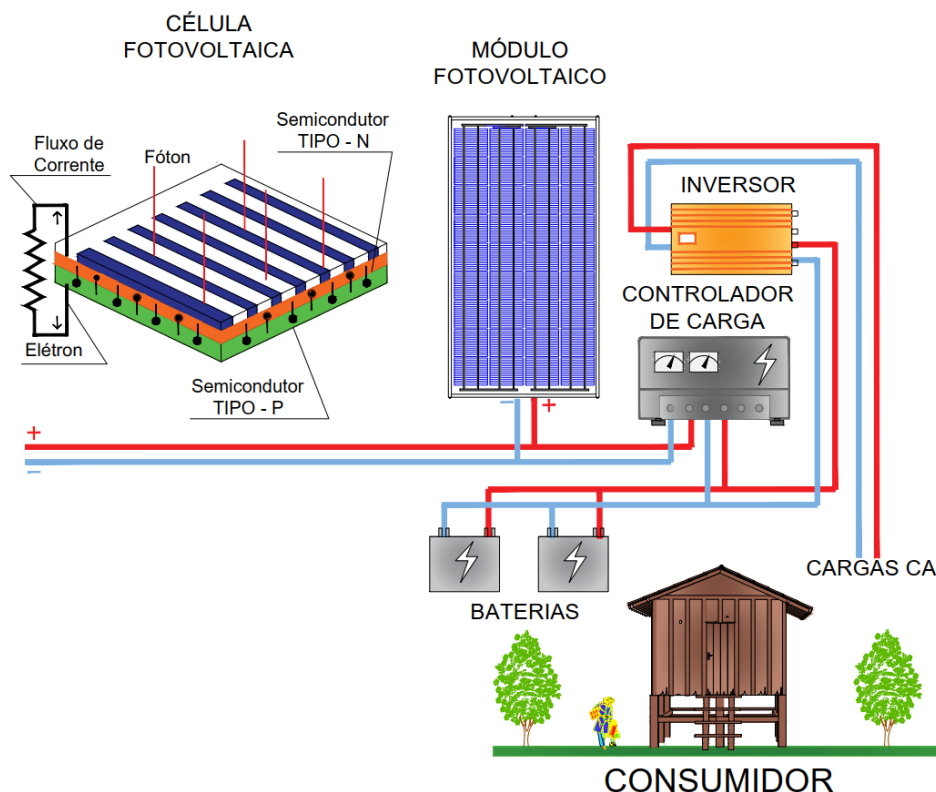



Figura 2 - Configuração do SIGFI

9.3. Levantamento da Carga

- a) Para cada UC, deve-se preencher o “Levantamento de Carga e de Fontes de Energia” presente no documento de levantamento em campo do Anexo II dessa Norma;
- b) O levantamento de carga e de fontes de energia considera as cargas existentes da UC, bem como as futuras, permitindo o dimensionamento correto do sistema que será instalado;

- 
- c) Caso já exista alguma fonte de geração de energia na UC, essa deve ser mapeada e suas informações precisam ser fornecidas;
 - d) Todas as tomadas, componentes de proteção e pontos de iluminação devem ser mapeados;
 - e) Deverão ter restrições a cargas como: aquecimento, refrigeração e bombeamento de água que solicitam grandes demandas;
 - f) Os componentes devem atender às exigências das normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes e pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem do Instituto Nacional de Metrologia;
 - g) Todos os equipamentos devem ter certificação do INMETRO conforme Portaria Nº 004 de 04/01/2014 ou outra organização credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO.
 - h) Quando houver componente de uso consolidado internacionalmente e não contemplado nas normas citadas acima, serão aceitas as normas utilizadas internacionalmente estabelecidas no parágrafo único do art. 6º do Decreto nº 10.229, de 5 de fevereiro de 2020 (REN 1000/2021, Art. 526).

9.4. Padrões Construtivos

- a) O padrão construtivo do sistema deve adequar-se às condições do solo da UC e de seu entorno;
- b) Os módulos fotovoltaicos devem ser instalados na angulação e direção que proporcionem a maior incidência solar durante o ano, bem como o escoamento de água. Segue detalhamento:
 - Caso a região seja ao sul da linha do equador, os módulos devem estar voltados para o norte geográfico;
 - Caso a região seja ao norte da linha do equador, os módulos devem estar voltados para o sul geográfico;


- 
- c) A estrutura de sustentação escolhida deve ser especificada conforme tipo de solo, quantidade de painéis e de acordo com os resultados do estudo de esforço mecânico associados ao torqueamento dos parafusos;
 - d) A estrutura de fixação dos módulos ao poste deve ser de aço galvanizado;
 - e) Os parafusos de fixação da mão francesa à moldura dos módulos e à estrutura de sustentação devem ser de aço carbono;
 - f) Os armários contendo as baterias, o controlador de carga e o inversor devem ser alocados abaixo dos módulos fv, em uma altura mínima de 1,3m do solo, podendo ser superior, de acordo com as condições da área de instalação (ex. Caso a região seja alagadiça a altura deve ser adequada para não danificar os equipamentos).
 - g) A classe de proteção do armário deve ser de, pelo menos, IP65;
 - h) Os armários devem possuir aberturas com telas anti -inseto, para a ventilação e passagem dos cabos;
 - i) Deve-se verificar a possibilidade de sombreamento de árvores ou edificações próximas durante todas as estações do ano;
 - j) Deve-se realizar estudos para a seleção do suporte de sustentação mais adequado para a realidade do solo da região;
 - k) Exemplos de montagens em estruturas podem ser verificados nas Figuras 3 à 5, abaixo:



Figura 3 - Vista Frontal e Lateral da Montagem



Figura 4 - Vista Oblíqua da Montagem

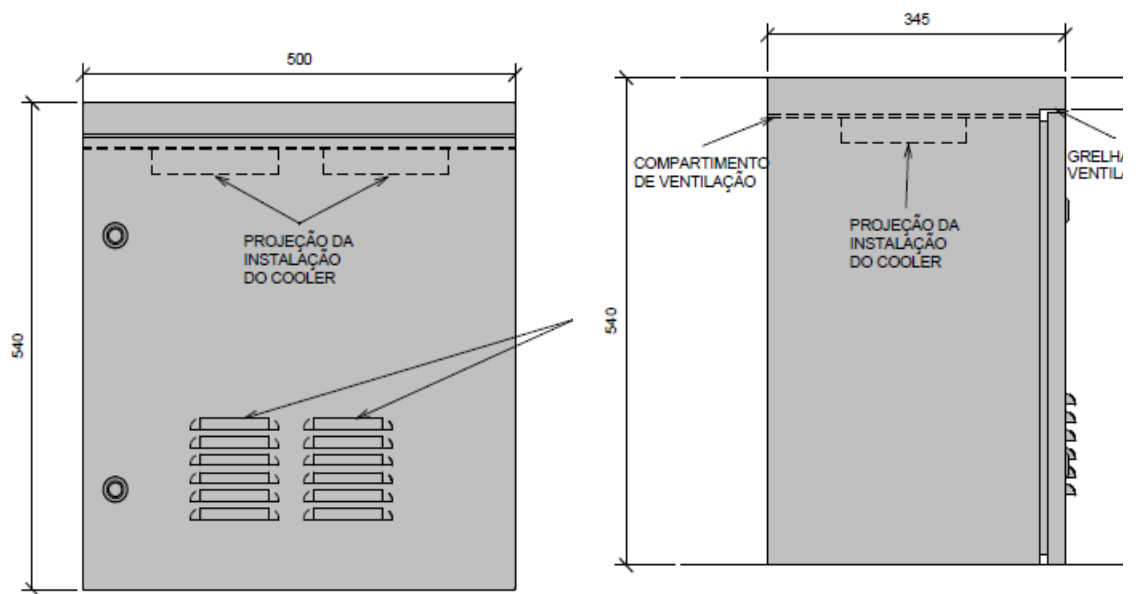


Figura 5 - Vista frontal e lateral da Caixa da Bateria

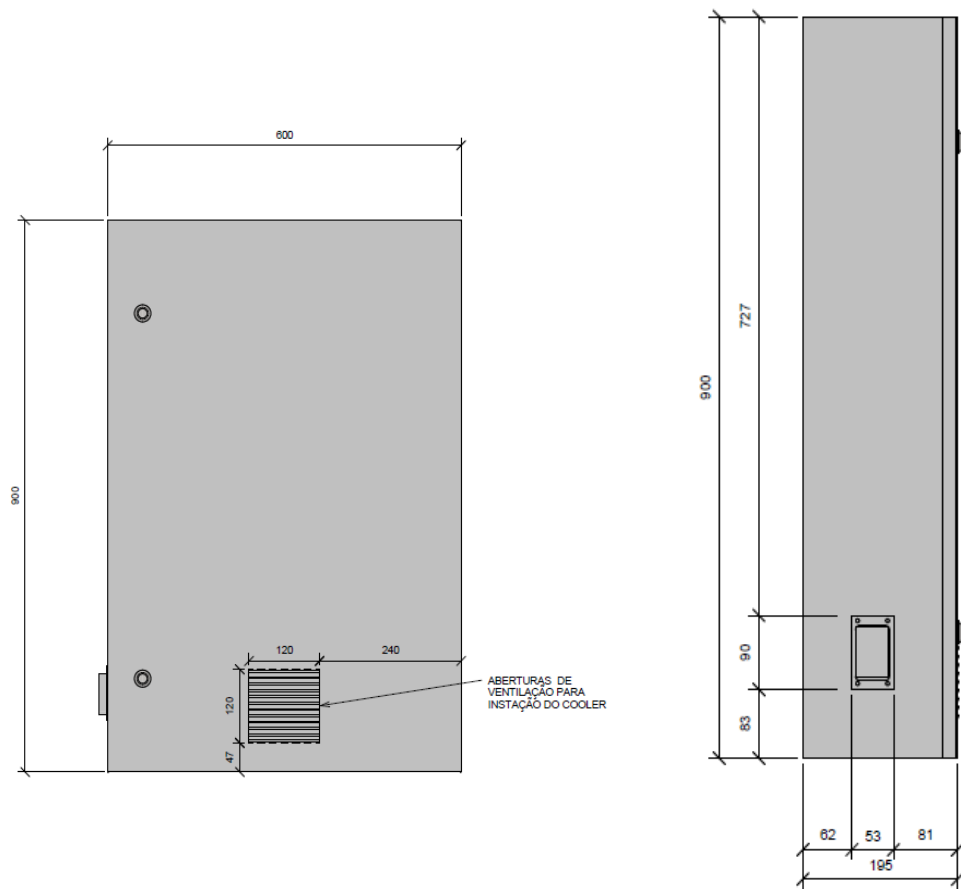


Figura 6 - Vista frontal e lateral da Caixa do Inversor

9.5. Critérios de Projetos


- a) Os sistemas devem atender ao valor do consumo de referência diário conforme a REN 1000/2021, não podendo ser inferior à carga diária da UC;
- b) O projeto dos sistemas deve seguir a NBR 5410 e demais normas referentes aos sistemas fotovoltaicos off-grid.
- c) Será disponibilizada pelo grupo Energisa, durante a avaliação técnica, uma planilha que deverá ser utilizada para o cálculo de autonomia e dimensionamento dos sistemas.

10.ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

10.1.Armário


- a) Devem ser dimensionados obrigatoriamente dois armários, sendo um exclusivo para o banco de baterias e outro para os demais equipamentos (inversor, controlador e proteções);
- b) Grau de proteção mínima IP65;
- c) Devem ser fabricados em chapa metálica e possuir trancas (chave universal, cadeado com senha, cadeado convencional, ou qualquer outro item de segurança que dificulte o acesso indevido de pessoas não autorizadas);
- d) Possuir abertura para ventilação e passagem de ar e devem ser previstos dois coolers acionados por termostato, configurados a temperatura de 25° c, sendo instalados um em cada armário;
- e) Não possuir tela para visualização dos displays e respeitar a altura mínima ao solo estabelecida.

10.2.Banco de Baterias

- 
- a) A tecnologia das células deve ser de íons de lítio, sem limitar o cátodo (NMC- Níquel Manganês Cobalto, LFP- lítio ferro fosfato);
 - b) Baterias de aplicação estacionária ou solar;
 - c) Tensão nominal do banco de baterias de 24V ou 48V para os SIGFIs;
 - d) Grau de proteção mínima com base na EN 60529: IP20 (se abrigado) e IP65 (se desabrigado) (ELETROBRÁS, 2017);
 - e) Eficiência maior do que 95% (LACTEC, 2019);
 - f) Sistema de gerenciamento (BMS - *Battery management System*) com as seguintes funções de proteção:
 - Tensão;
 - Corrente;
 - Temperatura;
 - Curto circuito.
 - g) Regime de recarga garantido de 6h;
 - h) O DoD em C10 deve ser igual ou maior a 80%;
 - i) Deverá ser apresentado o manual operacional em português da Bateria durante a avaliação técnica.

10.3. Controlador de Carga


- a) Algoritmo de carga do tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*);
- b) Tensão nominal do sistema de 24V ou 48V para os sigfis.
- c) Compatível com baterias de íons de lítio;

- 
- d) Grau de proteção mínima com base na EN 60529: IP20 (se abrigado) e IP65 -se desabrigado (ELETROBRAS, 2017);
- e) Temperatura de operação entre -25° C e 50° C;
- f) Ajustes programáveis de parâmetros;
- g) *Ripple* de tensão de saída deve ser menor do que 3% (INSTITUTO LACTEC, 2019);
- h) Eficiência maior ou igual a 95% (ELETROBRAS, 2017);
- i) 4 estágios de carregamento (LACTEC, 2019);
- j) Balanço de Ah/energia e controle de recarga/descarga em coordenação com o inversor controlador;
- k) Proteção contra corrente reversa e sobrecorrente;
- l) Controle de descarga;
- m) Reconexão automática de carga entre 2 e 3 tentativas;
- n) O equipamento deve atuar automaticamente quando os valores de corrente/tensão ultrapassarem os *set points* predefinidos, não sendo necessário o desligamento/religamento de disjuntores. Ademais, deve controlar a potência máxima por meio de ajustes da corrente e tensão dos módulos FV, prevenindo o excesso de carga;
- o) Requisitos de monitoramento e comunicação:
- Conter LEDs indicadores de alarmes e advertências, bem como tela que possibilite ao usuário acompanhar o funcionamento do sistema (estado de carga das baterias, carga da UC);
 - Registrar dados do sistema em relação às condições das baterias, como informações de tensão, corrente, potência, quantidade de ciclos realizados e SoC;

- Registrar dados do sistema em relação às condições do sistema fotovoltaico, como informações de tensão, corrente e geração;
- Registrar dados de consumo e potência das cargas;
- Apresentar memória de massa para armazenar, pelo menos, 4 meses de dados com registros obtidos no máximo de 15 em 15 minutos;
- Armazenar os dados em *data logger* interno ou externo, que tenha a mesma função e faça parte da solução, apresentando compatibilidade entre o controlador e o acessório externo;
- A disponibilidade principal para coleta dos dados armazenados deverá ser manual *in loco*, com conexão entre o controlador e o computador através de cabo USB ou RS485. Poderá também oferecer disponibilidade de monitoramento remoto a partir de conexão GSM/EDGE, Wi-Fi, 3G ou LTE de acordo com a rede disponível na região e da forma de comunicação do controlador de carga.


10.4. Inversor

- a) Tipo CC - CA autônomo onda senoidal pura;
- b) Distorção harmônica de corrente inferiores a 5% em qualquer potência nominal de operação (ELETROBRAS, 2017);
- c) Compatível com o controlador de carga, tensão CC do sistema e possuir a potência de surto suficiente para suprir a corrente de partida das cargas típicas supridas pelo sistema, como é o caso dos refrigeradores e freezers;
- d) Tensão nominal do banco de baterias de 24V ou 48V para os SIGFIs.
- e) Tensão de saída de acordo com o padrão de baixa tensão da região;
- f) Frequência de operação de 60 Hz;
- g) Eficiência maior ou igual a 95% (PINHO, 2014);

- 
- h) *Ripple* de tensão de saída menor do que 3% (LACTEC, 2019);
 - i) Grau de proteção mínima com base na EN 60529: IP20 (se abrigado) e IP65 (se desabrigado) (ELETROBRAS, 2017);
 - j) Injeção de corrente contínua inferior a 1% da sua corrente nominal de saída em qualquer condição operacional (ELETROBRAS, 2015);
 - k) Disponibilidade de ponto de aterramento no equipamento;
 - l) Proteção na saída CA contra curto-circuito, sobrecarga e extrapolação dos limites tensão;
 - m) Proteção CC contra inversão de polaridade na entrada do inversor e sobretensão;
 - n) Deve fornecer toda a demanda de energia reativa da rede isolada;
 - o) Recuperação automática quando a proteção de sobrecarga de saída ou proteção de curto-circuito de carga é ativada. O parâmetro de auto recuperação da saída CA seja de duas a três tentativas. Depois disso, se não houver recuperação automática, o inversor deve ser reiniciado manualmente a partir de um disjuntor. Este disjuntor (entre a bateria e o inversor) deve ser o único do sistema acessível ao usuário.

10.5. Módulos FV

- a) A tecnologia das células dos módulos fotovoltaicos podem ser monocristalina ou policristalina e half cell ou full cell;
- b) Todas as características elétricas dos módulos devem ser consideradas seguindo as condições padrão de teste (STC - standard test conditions) e em NOCT (temperatura nominal de operação da célula solar);
- c) Os conectores para interconectar os módulos devem ser do tipo MC4 ou equivalente (ELETROBRAS, 2015);

- 
- d) Os módulos devem ser do tipo A no que diz respeito à eficiência (**Figura 15**);
- e) Os módulos devem possuir (em STC):
- Eficiência maior ou igual a 20%;
 - Tensão máxima suportável dos Sistemas de Módulo FV maior ou igual a 1.000 V (ELETROBRAS, 2015);
 - Grau de proteção mínima dos conectores IP65 (ELETROBRAS, 2017);
 - Grau de proteção mínima da caixa de junção IP67 (LACTEC, 2019);
 - Diodos *bypass* inseridos na caixa de junção dos módulos (ELETROBRAS, 2015);
 - Tolerância de potência de $\pm 3\%$ (ELETROBRAS, 2017);

11.PROJETO BÁSICO

Todos os documentos do projeto básico devem ser elaborados por profissionais legalmente habilitados, contendo o registro da ART (Anotação de Responsabilidade Técnica), com a identificação do autor e sua assinatura.

11.1.Memorial Técnico Descritivo


O memorial descritivo deve ser elaborado contendo:

- a) As características sociais e econômicas dos moradores da UC;
- b) Os dados do projeto, apresentando, no mínimo:
 - Endereço;
 - Latitude e longitude;
 - Temperatura máxima e mínima;
 - Irradiação global.




c) A descrição do sistema que será instalado, expondo, no mínimo:

- Armário
 - Dimensões e configurações internas;
 - Material.
- Para o gerador fotovoltaico:
 - Fabricante e modelo;
 - Potência nominal dos módulos, sua quantidade e arranjo;
 - Tensão máxima e tensão de potência máxima do módulo e da string;
 - Corrente de curto-circuito e corrente de potência máxima do módulo e da string;
 - Ângulo de inclinação e azimutal.
- Quadro/componentes de proteção:
 - Todos os componentes de proteção com suas quantidades e características nominais;
 - Arranjo dos componentes CC e CA.
- Condutores e eletrodutos:
 - Características e quantidade dos condutores;
 - Características e quantidade dos eletrodutos e suas devidas junções.
- Para o inversor CC/CA:
 - Fabricante e modelo;
 - Potência nominal e máxima;

- 
- Eficiência máxima;
 - Tensão máxima e mínima MPPT;
 - Ajustes de tensão CA;
 - Faixa de frequência;
 - Tempo de religamento;
 - Corrente de entrada;
 - Baterias:
 - Modelo e fabricante;
 - Tecnologia;
 - Quantidade;
 - Capacidade e tensão nominal;
 - Regime de descarga;
 - Quantidade de ciclos;
 - Curvas de recarga e descarga considerando diferentes taxas de descargas;
 - taxa de autodescarga;
 - Vida útil;
 - Dimensões, peso e temperaturas de operação;
 - DoD (Depth of Discharge);
 - Autonomia;
 - Funções do BMS;

- Classe de proteção.
- Aterramento:
 - Configuração e memória de cálculo.
- Kit interno (residências sem instalação elétrica interna).
- d) O potencial desenvolvimento do consumo e uso de energia que justifique o atendimento por meio de SIGFI;
- e) As curvas de carga característica da UC;
- f) Caso existente, a fonte geradora atual e a que será instalada;
- g) Ponto de conexão;
- h) Operação e manutenção do sistema;
- i) Desenhos de Projeto:
 - Arranjo Geral;
 - Diagrama unifilar.
- j) Matriz de responsabilidades;
- k) Orçamento e cronograma físico:
 - Planilha detalhada com os custos de cada componente, implementação, mão de obra;
 - Representação gráfica dos serviços a serem realizados com a sua duração, bem como o acompanhamento percentual do que foi executado e do valor financeiro associado.

11.2.Lista de Materiais

- 
- a) Lista com todos os componentes e materiais que serão utilizados, bem como suas quantidades e descrições;
 - b) Lista das peças de reposição, sobressalentes e ferramentas especializadas;
 - c) Lista de fornecedores e/ou lojas nacionais (serviços, equipamento e material) e seus contatos (endereço, telefone, e-mail).

12.PROJETO EXECUTIVO

O projeto executivo deve ser mais detalhado do que o projeto básico, pois será utilizado para execução completa da obra seguindo as normas e legislações coletadas. Durante a execução da obra, alterações de projeto podem ser realizadas, desde que não descaracterizem o projeto original. Ao final das atividades, o projeto *as built* deve ser entregue com todas as informações e alterações realizadas no projeto executivo original (PINHO, 2014).

12.1.Diagrama Funcional ou Multifilar

- a) Diagrama detalhado e atualizado de todos os circuitos do sistema;
- b) Desenhos atualizados de todos os componentes do sistema;
- c) Desenho de toda a parte civil e mecânica do SIGFI.

12.2.Arranjos de Montagem

- a) Com base nas informações das “Características Geográficas” adquiridas por meio do Levantamento em Campo (Anexo II), deve-se escolher o arranjo que melhor se adequa ao solo da região, bem como às solicitações do Tópico 9.4;
- b) Similar à estrutura de sustentação, deve-se escolher a melhor forma de instalação do padrão de entrada, levando em consideração o solo, as estruturadas da residência e as solicitações do Tópico 9.1;
- c) Projeto civil e eletromecânico do arranjo, dos componentes individuais, da estrutura de sustentação e do padrão de entrada com seus respectivos

desenhos.

12.3.Outras Documentações

- a) Documentação das garantias dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, juntamente com as informações de data de início e período de cobertura da garantia;
- b) Catálogos e manuais de dados técnicos, instalação e manutenção de todos os componentes principais (PINHO, 2014);
- c) Lista completa com todos os materiais e equipamentos, contendo, no mínimo, o fabricante, modelo e norma de certificação;
- d) Plano da Operação Logística e Transporte;
- e) Licença Ambiental;
- f) Logística Reversa (Descarte de materiais);
- g) Cronograma detalhado com o desmembramento das atividades (PINHO, 2014);
- h) Memória de Cálculo:
 - Estruturas de sustentação dos módulos fotovoltaicos e de construções civis (PINHO, 2014);
 - Sistema de geração (PINHO, 2014);
 - Padrão de entrada;
 - Dimensionamento dos cabos;
 - Dimensionamento das proteções (PINHO, 2014);
 - Aterramento (PINHO, 2014).
- i) As built:

- Projeto executivo (documentação, desenhos etc.) atualizado com as alterações realizadas durante a obra;
- Testes de comissionamento e seus resultados;
- Comprovação de ARTs de projeto e instalação.

13. INSTALAÇÃO

- a) A instalação dos SIGFIs deve seguir os esquemas de ligações expostos na **Figura 7** e **Figura 8**, de acordo com a configuração/dimensionamento do sistema e respeitando as considerações expostas dos itens do Tópico 9.5.
- b) A instalação do SIGFI, deve-se seguir as recomendações de segurança abaixo:
 - Remover todos os adornos dos braços, pescoço, mãos e pulsos (PINHO, 2014);
 - Utilizar vestimentas e equipamentos de proteção individual adequados para o trabalho realizado e seguindo. Exemplo: camisa, calça, capacete, luva e bota (PINHO, 2014);
 - Restringir o acesso à área de trabalho por pessoas não autorizadas (PINHO, 2014).

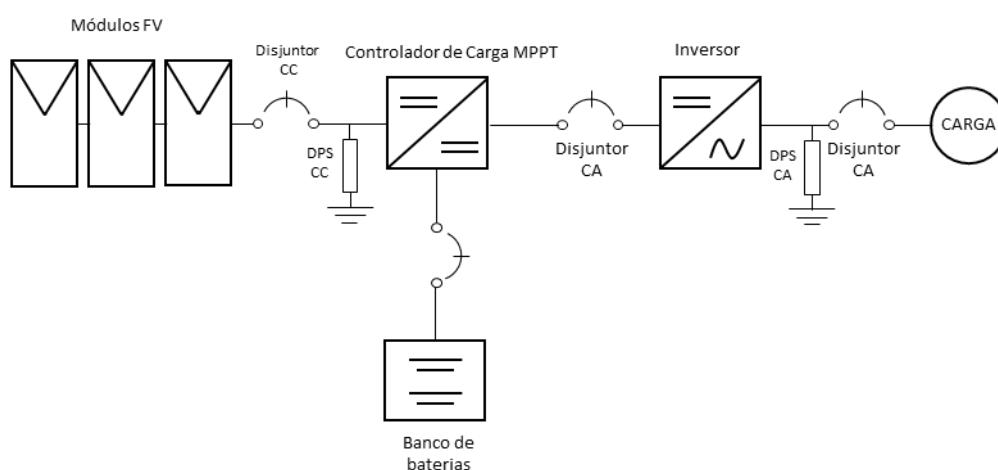


Figura 7 - Esquema de ligação com apenas uma string de módulos FV

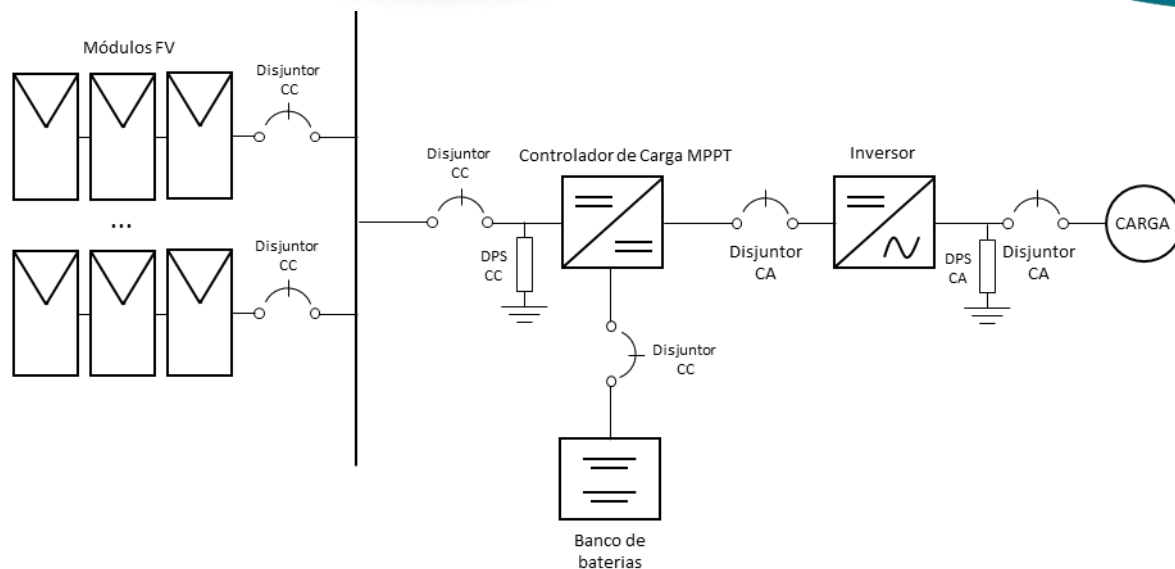



Figura 8 - Esquema de ligação com mais de uma string de módulos FV

13.1. Módulos FV e sua Estrutura de Fixação

- Os painéis fotovoltaicos devem ser instalados em um local ensolarado e sem sombras, orientados para a direção norte, com inclinação de acordo com a localidade;
- Utilizar ferramentas adequadas, secas e com cabos isolados para a montagem do gerador (PINHO, 2014);
- Os geradores devem ser encobertos com algum material opaco durante sua instalação para evitar a geração de corrente elétrica (PINHO, 2014);
- Os painéis fotovoltaicos já vêm com furação para fixação, não sendo permitida a realização de novos furos;
- Deve-se manter um espaço entre os módulos e a superfície em que eles estão fixados, permitindo a dissipação do calor e evitando a perda de eficiência dos módulos;
- O distanciamento entre os módulos deve seguir a indicação do fabricante, evitando possíveis danos mecânicos causados pela dilatação dos módulos (PINHO, 2014);

- 
- g) A chuva e o vento naturalmente limpam os painéis solares, entretanto, caso seja necessário limpá-los, utilizar somente água e esponja/vassoura de cerdas macia, sem detergentes;
 - h) Conforme exposto na **Figura 7** e na **Figura 8**, os módulos devem ser conectados ao controlador de carga;
 - i) Os módulos fotovoltaicos devem ser fixados em suportes ou perfis resistentes à corrosão, ao sol, ventos fortes e tempestades;
 - j) Todos os elementos do suporte bem como materiais auxiliares para a fixação dos cabos, eletrodutos e similares devem utilizar de materiais resistentes à radiação UV e adequados para o tempo de vida útil esperado do sistema (NBR 16690, 2019);
 - k) Todos os módulos, estrutura e as caixas de suporte devem ser eletricamente aterrados (massa e terra);
 - l) Instruções do fabricante e normas pertinentes devem ser consultadas durante o projeto de sistemas de montagem e de quaisquer outras conexões, como sistemas de aterramento.

13.2. Controlador de Carga

- a) O controlador de carga deve ser alocado no armário, o qual deve ser mantido seco, protegido e com as aberturas livres, possibilitando a troca de ar. Não se pode instalar o controlador em locais úmidos;
- b) Para evitar mau contato, os parafusos dos conectores devem ficar firmes;
- c) O controlador de carga tem terminais próprios para conexão dos módulos, das baterias e de equipamentos que funcionam diretamente em 12Vcc/24Vcc (a depender do controlador de carga), conforme **Figura 9**;



Figura 9 - Bornes do Controlador de Carga do tipo MPPT

- d) Antes da instalação, deve-se ler atentamente o manual de instruções que acompanha o produto.

13.3. Baterias

- a) Devem ser alocadas no armário, o qual deve ser mantido seco, limpo e com as aberturas livres, permitindo a troca de ar;
- b) Devem ser instaladas com a menor distância possível ao controlador de carga;
- c) Deve-se utilizar ferramentas adequadas, isoladas e secas para a montagem e manuseio das baterias (PINHO, 2014);
- d) Durante a instalação, é preciso atenção à polaridade das ligações, respeitando as instruções do fabricante.
- e) Manusear, transportar e alocar as baterias seguindo o recomendado pelo fabricante;
- f) Os terminais de conexões elétricas dos polos das baterias devem seguir o solicitado pelo manual do fabricante;
- g) A conexão das baterias entre si deve ser feita utilizando condutores elétricos próprios e com o menor comprimento possível;

Para obter o melhor aproveitamento das baterias, recomenda-se boas práticas de operação e manutenção, tais como:

- Manter limpos os topos das baterias para evitar possíveis curtos-circuitos resultantes da acumulação de pó úmido e de sujidades;

- Conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;
- Medir as tensões do bloco e de cada célula.

13.3.1. Conexões dos cabos nas baterias

- a) Primeiro, deve-se conectar eletricamente o polo positivo e, posteriormente, o polo negativo;
- b) As conexões devem ser muito bem apertadas. O contato entre os terminais da bateria e os cabos elétricos deve ser direto. Arruelas ou porcas não podem ficar entre os terminais das baterias e os cabos;
- c) Não pode alocar nenhuma ferramenta ou objeto em cima das baterias, pois seus terminais podem sofrer curto-circuito.
- d) Para a conexão das baterias em paralelo:
 - Os cabos de interligação devem ter o mesmo comprimento e o mesmo diâmetro. O comprimento deve ser o menor possível;
 - O terminal positivo da primeira bateria deve ser conectado ao terminal positivo da segunda bateria e assim por diante. A ligação dos terminais negativos deve ser realizada da mesma forma;
- e) Para a conexão em série das baterias, a sequência de conexão dos terminais deve começar do polo positivo da primeira bateria para o negativo da seguinte e assim por diante.

13.4. Inversor

- a) Deve ser alocado no armário, o qual deve ser mantido seco, limpo e com as aberturas livres, permitindo a troca de ar;
- b) O inversor deve ser conectado diretamente no banco de baterias;
- c) O inversor é um equipamento que pode consumir grande quantidade de energia e requer condutores elétricos próprios, com espessura maior e com o

menor tamanho possível.

13.5. Componentes de Proteção dos Equipamentos;


- a) Componentes de proteção CA não devem ser instalados no circuito CC;
- b) Conforme exposto na NBR 16690, os disjuntores podem ser substituídos pelo fusível gPV e um elemento seccionador;
- c) As proteções devem seguir o exposto na **Figura 7** e **Figura 8**, sendo dimensionado respeitando o exposto no Tópico 9.5 e demais normas de engenharia;
- d) Os componentes de proteção devem ser instalados dentro de caixas de proteção com fixação por parafusos ou trilhos DIN. A classe de proteção deve ser de, no mínimo IP65.

13.6. Aterramento

- a) Deve-se fixar uma haste de cobre de 5,8" x 2,4m próximo a estrutura do sigfi, interligá-la com cabo de cobre nu as hastes da estrutura fazendo equipotencialização e conectando ao barramento terra (localizado no armário), buscando atingir o menor valor de resistência de aterramento, valor máximo de referência 20 ohms;
- b) Todas as partes metálicas do quadro devem ser devidamente conectadas à barra de aterramento, incluindo a estrutura de sustentação.

13.7. Cabos e Conexões

- a) Os componentes de um SIGFI devem ser conectados por meio de condutores elétricos com seção dimensionada para o circuito que será atendido;
- b) Deve-se respeitar a seção e qualidade recomendadas pelo projetista ou indicado nos catálogos dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes (PINHO, 2014);

- 
- c) As conexões elétricas em corrente contínua exigem condutores elétricos próprios, com espessura maior e com o menor comprimento possível;
 - d) Durante a instalação, é preciso atenção à polaridade das ligações, respeitando as instruções do fabricante. Os condutores devem ter o menor comprimento possível;
 - e) Os diferentes tipos de circuitos devem ser identificados por meio de etiquetas (NBR 16690);
 - f) Em toda a instalação, os condutores devem ter a identificação da polaridade, bem como se são cabos de fase, neutro ou terra;
 - g) Não se deve emendar ou soldar condutores de diferentes materiais para evitar pontos de corrosão devido à diferença de potencial eletroquímico (PINHO, 2014);
 - h) Nunca usar condutores de seções menores do que as indicadas pelos fabricantes dos equipamentos;
 - i) Todas as conexões e terminais devem ser bem apertados, evitando sobreaquecimento e perdas desnecessárias devido ao mau contato elétrico;
 - j) Os condutores CC e os CA devem ser segregados da mesma forma que os condutores para níveis de tensão diferentes (NBR 16690);
 - k) Se exposto ao tempo, o condutor deve ser resistente à radiação UV (NBR 16690);
 - l) Todos os condutores devem ser resistentes à água e retardadores de chama (NBR 16690);
 - m) Os cabos das séries FVs devem ser protegidos contra danos mecânicos e presos para aliviar a tensão mecânica, evitando que o cabo se solte da conexão (NBR 16690);
 - n) Os condutores devem ser protegidos contra bordas cortantes ou perfurantes

(NBR 16690);

- o) Deve haver separação entre os condutores positivos e negativos dentro das caixas de junção, de modo a minimizar os riscos de arco em corrente contínua entre estes condutores (NBR 16690);
- p) A crimpagem dos cabos aos conectores deve ser realizada com ferramenta própria para esta finalidade (NBR 16690).

14. MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento será utilizado para as aplicações de supervisão de dados. Esse tipo de monitoramento deve ser contínuo, de modo a levantar uma base de dados para a ENERGISA contemplando:

- Perfil de geração local, com base em dados;
- Degradação do sistema;
- Perfil de consumo;
- Periodicidade de manutenção.

O sistema de monitoramento deve ser composto por:

- a) Aquisição de dados: realizada pelo controlador de carga e considerando, no mínimo, as definições a seguir:
 - Pontos de medição:
 - Geração FV: tensão, corrente e energia gerada;
 - Banco de baterias: tensão, corrente, potência e SoC;
 - A carga da UC: consumo e potência das cargas.
 - Grandezas medidas: Tensão (V), Corrente (A), Potência (W) e SoC (%);

- Intervalo de aquisição e armazenamento dos dados (taxa de amostragem): 15 em 15 minutos (recomendada);
 - Formato do arquivo: extensão .csv.
- b) Armazenamento de Dados: por meio de equipamento capaz de armazenar os dados coletados de todos os pontos de medição por, no mínimo, 4 meses. Esse equipamento pode ser um *data logger* interno ou externo ao controlador de carga;
- c) Coleta de dados local: realizada durante manutenção preventiva e corretiva de forma manual, por meio da conexão entre o controlador de carga e o computador da responsável pela manutenção;
- d) Após a instalação como prova do funcionamento do sistema, deve ser coletado os dados do datalogger, com o sistema em operação a pelo menos 30min;
- e) O modelo de arquivo da extração de dados deve ser enviado a energisa para validação e aprovação durante avaliação técnica das propostas, caso não esteja aderente as necessidades, pode ser solicitado a substituição dos equipamentos ou ajuste com o fornecedor se possível.

15. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

15.1. Operação

- a) Os sistemas devem operar respeitando o descrito no Tópico 6.1, 9.5 bem como demais tópicos desse normativo;
- b) Os equipamentos do sistema devem funcionar conforme exposto Tópico 9.5 desta norma;
- c) No caso de falha da operação, deve-se realizar manutenções emergenciais conforme exposto no Tópico 15.2.3.

15.2. Manutenção

15.2.1. Plano de Inspeção e Manutenção

- a) O plano de manutenções preventivas deve conter o detalhamento das atividades previstas, um *checklist* para facilitar a rotina de acompanhamento do técnico e um cronograma com a periodicidade necessária para manter o bom funcionamento do sistema, sendo o período de 6 meses entre uma manutenção e a próxima;
- b) O plano de manutenções emergenciais deve conter as formas de detecção e soluções dos problemas mais frequentes em cada equipamento/componente, bem como para a instalação e sistema completo;
- c) Os documentos devem ser baseados nas recomendações dos fabricantes, bem como em documentos normativos, os quais deverão ser referenciados.

15.2.2. Manutenção Preventiva

- a) A manutenção preventiva trata-se de atividades de reparos rotineiros, realizados periodicamente e deve levar em consideração o cronograma e as atividades descritas no Plano de Inspeção e Manutenção;
- b) Deverá ser realizado a análise termográfica dos equipamentos (inversor, controlador, baterias e dispositivos de proteção);
- c) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo, assinado pelo proprietário que recebeu a equipe e contendo:
 - Um banco de dados estruturado com o conjunto de fotografias de alta resolução (no mínimo HD) que permita a avaliação individual por sistema/etapa e equipamento;
 - Evidências da análise termográfica dos equipamentos;
 - Os dados coletados do controlador de carga/*data logger*;
 - Os itens que foram ajustados e do sistema como um todo;

- Os problemas encontrados;
 - A forma de detecção e a correção realizada;
 - *Checklist* de inspeção.
- d) Todas as atividades e correções realizadas, bem como os problemas encontrados devem ser registrados por meio de fotografias/vídeos de alta resolução;
- e) Após cada manutenção, o inventário de peças sobressalentes deve ser atualizado e os equipamentos utilizados devem ser identificados.

15.2.3. Manutenção Emergencial

- a) Realizadas após a solicitação do cliente, quando o sistema ou algum componente específico estiver funcionando inadequadamente. Para a execução das manutenções corretivas faz-se necessário que o usuário do sistema entre em contato com o responsável técnico da ENERGISA por meio de Notas de Reclamações (NR);
- b) O período para atendimento de uma ocorrência emergencial deve respeitar as restrições gerais de DIC (Duração de interrupção individual por UC) mensal;
- c) As atividades devem seguir o Plano de Inspeção e Manutenção Emergencial a fim de achar o problema e solucioná-lo;
- d) É fundamental que sejam providenciados e estejam disponíveis sobressalentes;
- e) Após a manutenção corretiva, devem ser realizados os procedimentos de inspeção, testes e medições, limpezas e ajustes antes do sistema entrar em funcionamento, similar ao procedimento de comissionamento;
- f) Deverá ser realizado a análise termográfica dos equipamentos (inversor, controlador, baterias e dispositivos de proteção);

g) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo, assinado pelo proprietário que recebeu a equipe e contendo:

- Conjunto de fotografias;
- Os itens que foram ajustados e do sistema como um todo;
- Os problemas encontrados;
- A forma de detecção e a correção realizada;
- Evidências da análise termográfica dos equipamentos;
- Os manuais consultados, os instrumentos de testes utilizados e os valores das medidas efetuadas;
- As manutenções preventivas que devem ser efetuadas para evitar a recorrência do problema.

h) O relatório supracitado deve ficar junto à documentação do sistema, facilitando as consultas em futuras manutenções;

i) Após cada manutenção, o inventário de peças sobressalentes deve ser atualizado e os equipamentos utilizados devem ser identificados.

16. ENSAIOS EM FÁBRICA

16.1. Módulos Fotovoltaicos

a) Os procedimentos para os ensaios de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos foram baseados nas seguintes normas e portaria:

- IEC 61215 - Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval;
- IEC 61646 - Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval;

- Portaria INMETRO nº 004/2011.
- b) Na **Figura 10** é ilustrado o fluxograma do ensaio, baseado nas normas internacionais IEC 61215 e IEC 61464 e na portaria INMETRO nº 004/2011.
- c) Para a execução dos ensaios descritos nesse documento é necessária uma amostra de 2 módulos fotovoltaicos de mesmo modelo e característica (Portaria INMETRO nº 004/2011).

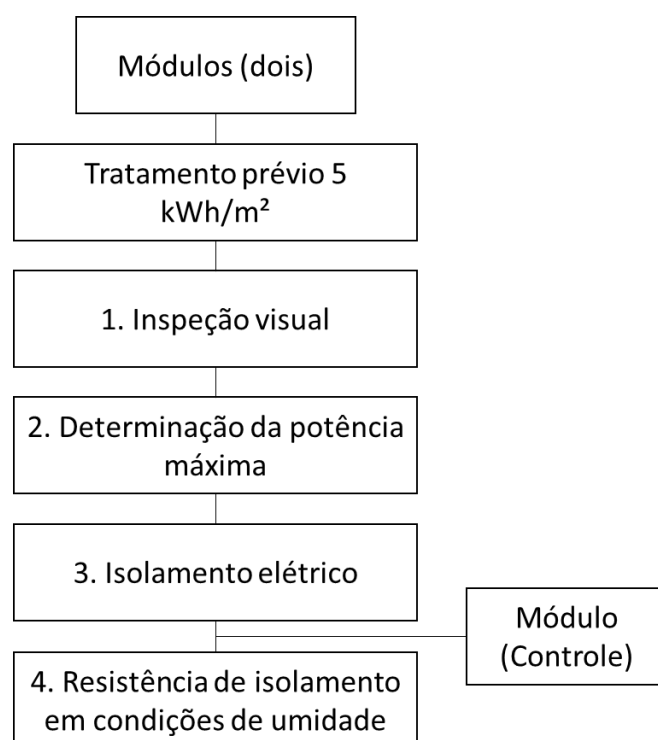



Figura 10 - Fluxograma de ensaios dos módulos de acordo com a portaria INMETRO nº 004/2011

- d) Os dois módulos serão submetidos aos seguintes testes (Portaria INMETRO nº 004/2011):
- Tratamento prévio de 5kWh/m²;
 - Inspeção visual;
 - Determinação da potência máxima.

- 
- e) Após a conclusão dos testes citados anteriormente, um módulo será submetido ao ensaio de isolamento em condições de umidade e o outro será mantido como unidade de controle (Portaria INMETRO nº 004/2011).
- f) Referente ao critério de aceitação, o módulo fotovoltaico é considerado aprovado nos respectivos ensaios se (Portaria INMETRO nº 004/2011):
- Não houver evidência visual de um defeito que venha a comprometer os módulos fotovoltaicos;
 - A potência máxima estiver entre -5% e 10% da potência indicada pelo fabricante/fornecedor.

16.1.1. Inspeção Visual

O objetivo desse teste é detectar qualquer defeito visual nos módulos e é efetuada de acordo com os seguintes procedimentos (Item 10.1 da Norma IEC 61215):

- a) Inspeccionar, cuidadosamente, cada módulo sob a iluminação de pelo menos 1.000 lux para verificar as seguintes condições:
- Superfícies apresentando rachaduras, curvaturas, mal preparadas ou faltando um pedaço;
 - Células quebradas ou rachadas;
 - Falhas nos pontos de interconexões ou de junção;
 - Células se tocando ou tocando na moldura;
 - Falhas nas ligações coladas;
 - Bolhas ou lascas formando um caminho contínuo entre qualquer parte do circuito elétrico e a beira do módulo;
 - Superfícies de material plástico úmidas;
 - Defeito nas terminações, expondo partes elétricas energizadas;

- Qualquer outra condição que possa afetar o desempenho.
- b) Anotar e/ou fotografar a natureza e posição de cada bolha, lascas, rachaduras ou outro item, os quais poderão afetar o desempenho do módulo.
- c) Os módulos são considerados aprovados caso não apresentem as condições visuais dos itens listados no Tópico a).

16.1.2. Desempenho nas Condições Padrão de Teste

Visa determinar as características elétricas do módulo nas condições padrão de teste (STC - *Standard Test Conditions*, 25°C; AM1,5; 1000W/m²). Esse teste é efetuado de acordo com os procedimentos descritos no item 10.2 da norma IEC 61215 (Portaria INMETRO nº 004/2011).

16.1.3. Isolamento Elétrico

O objetivo é verificar o isolamento elétrico entre os terminais elétricos (positivo e negativo) do módulo e sua moldura metálica (Portaria INMETRO nº 004/2011). Os procedimentos para execução desse teste são baseados no item 10.3 da norma IEC 61215, que são:

- a) Conectar os terminais de saída do módulo em curto ao terminal positivo de um medidor de isolamento c.c com limitação de corrente;
- b) Conectar a parte metálica exposta do módulo ao terminal negativo do medidor;
- c) Eleva-se a tensão aplicada pelo medidor a uma razão que não exceda 500 V.s⁻¹ a no máximo 1000 V mais duas vezes a máxima tensão do sistema em circuito aberto nas condições padrão de teste (temperatura da célula: 25 ± 2°C, irradiância 1000 W.m⁻²);
- d) Mantém-se a tensão do item c) por 1 minuto. Caso a máxima tensão do sistema não exceder 50 V, a tensão aplicada deve ser 500 V;
- e) Reduz-se a tensão aplicada a zero e curto-circuitam-se os terminais do

medidor por 5 minutos, enquanto ainda estiver conectado ao módulo;

- f) Remove-se o curto circuito e em seguida aplica-se a tensão c.c não inferior a 500V ao módulo, com o medidor conectado como nos itens a) e b). Determina-se a resistência de isolamento.
- g) Os módulos são aprovados se: (1) não houver quebra de dielétrico (menos que 50 μ A) ou rachadura na superfície durante os passos c) e d). (2) a resistência de isolamento não pode ser menor que 50 M Ω .

16.1.4. Resistência de Isolamento em Condições de Umidade

Verifica-se o isolamento elétrico entre os terminais elétricos (+ e -) do módulo e sua moldura metálica em condições de umidade. O teste é executado conforme o item 10.15 da norma IEC 61215 (Portaria INMETRO nº 004/2011).

16.2. Controladores de Carga e Descarga

- a) Os ensaios e os procedimentos para os controladores de carga e descarga são (Portaria INMETRO nº 004/2011):
 - Ensaios em condições nominais:
 - Queda de tensão;
 - Tensão de desconexão e reposição do painel fotovoltaico e compensação por temperatura;
 - Tensão de desconexão e reposição das cargas;
 - Autoconsumo.
 - Ensaios em condições extremas:
 - Proteção contra sobretensões na entrada do painel fotovoltaico;
 - Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel fotovoltaico;

- Proteção contra inversão de polaridade na conexão do acumulador;
 - Proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo;
 - Proteção contra curto-circuito na saída para carga.
- b) Para a execução dos ensaios expostos nesse tópico é necessária uma amostra de 2 (duas) peças do controlador de carga e descarga (mesmo modelo e características) (Portaria INMETRO nº 004/2011);
- c) Os instrumentos de medição que devem ser utilizados para os ensaios se encontram na **Tabela 8**;

Tabela 8 - Instrumentos de medida (Portaria INMETRO nº 004/2011)

Item	Descrição	Quantidade	Precisão
1	Voltímetro	2	$\pm 0,5\%$
2	Amperímetro ²	2	$\pm 1\%$
3	Cronômetro	1	$\pm 1 \text{ min}$
4	Termômetro	1	$\pm 2^\circ \text{ C}$

² podem ser substituídos por derivadores (shunts)

- d) Os aparelhos e componentes que devem ser utilizados para os ensaios se encontram na **Tabela 9**;

Tabela 9 - Aparelhos e componentes (Portaria INMETRO nº 004/2011)

Item	Descrição	Quantidade	Observações
1	Controlador	1	Amostra de ensaio
2	Climatizador	1	$(+45^\circ \text{C a } -10^\circ \text{C}) \pm 3^\circ \text{C}$
3	Fonte	1	Compatível em corrente e tensão com o inversor
4	Resistência variável	1	Tipicamente entre 10 e 20 Ω
5	Acumulador	1	Capacidade "C" (Ah) em função da corrente máxima do controlador: $20 \times I \text{ (Ah)} \leq C \leq 30 \times I \text{ (Ah)}$ ³
6	Carga resistiva	1	Compatível com o regime de potência

³I = Corrente nominal do controlador

- e) De acordo com o teste a ser realizado, os instrumentos devem ser configurados como apresentado na **Figura 11** ou na **Figura 12**;

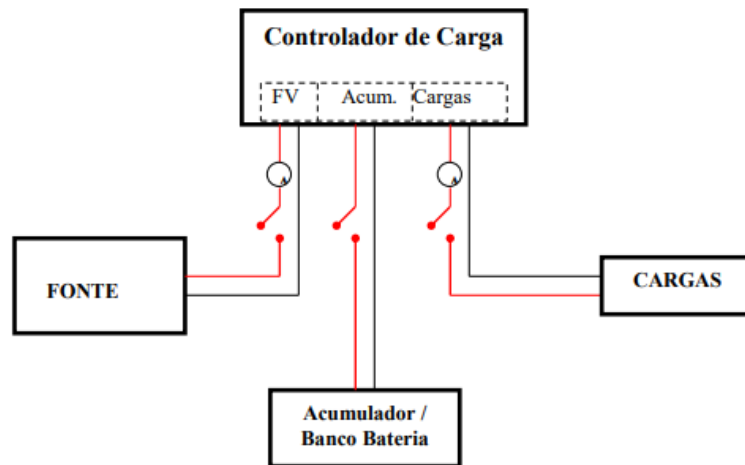


Figura 11 - Diagrama 1 de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio do controlador de carga (Portaria INMETRO nº 004/201)

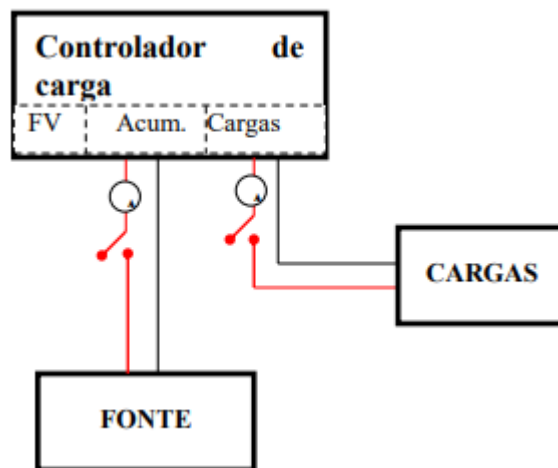


Figura 12 - Diagrama 2 de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio do controlador de carga (Portaria INMETRO nº 004/201)

- a) Para a execução dos testes, algumas recomendações devem ser seguidas (Portaria INMETRO nº 004/2011):
- Tomar cuidado com as polaridades ao fazer as conexões;
 - Antes de conectar a fonte ao controlador, certificar que a tensão e/ou a corrente correspondem com a capacidade do controlador;
 - Conectar previamente o equipamento que fará a função de acumulador;
 - Medir todas as tensões nos terminais do controlador.

16.2.1. Ensaios em Condições Normais


- a) Ensaios sob correntes nominais tanto do lado da geração quanto da carga (Portaria INMETRO nº 004/2011);

16.2.1.1. Queda de Tensão

Esse ensaio visa verificar a queda de tensão no controlador de carga e deve ser realizado seguindo as recomendações da Portaria INMETRO nº 004/2011, conforme exposto abaixo:

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11** incluindo uma resistência variável em série no fio positivo, entre o acumulador e o controlador;
- b) Configurar a fonte como fonte de corrente, para uma corrente equivalente ao valor nominal do controlador de carga para circuito do painel fotovoltaico;
- c) Conectar o acumulador;
- d) Conectar a fonte e as cargas tipicamente esperadas, cuja corrente seja equivalente à corrente nominal do circuito de carga;
- e) Com a fonte e as cargas conectadas, ir ajustando o valor da resistência variável de forma a se obter a tensão nominal no terminal do controlador correspondente ao acumulador. Medir as tensões nos outros dois terminais (painel e cargas).
- f) Como resultado esperado, o controlador **não** deverá apresentar quedas de tensões superiores a 0,8V entre os terminais do painel fotovoltaico e o acumulador, e do acumulador e as cargas.

16.2.1.2. Tensão de desconexão e reposição do painel e compensação por temperatura




Esse ensaio visa verificar a tensão de desconexão e reposição do painel e compensação por temperatura seguindo as recomendações da Portaria INMETRO nº 004/2011, conforme exposto abaixo:

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11**;
- b) Ligar as cargas durante uma hora;
- c) Configurar a fonte como fonte de corrente, a uma corrente equivalente à corrente nominal do controlador, conectar a fonte ao controlador e registrar a tensão de desconexão do painel;
- d) Alterar a tensão na fonte até atingir a tensão de reposição do painel;
- e) Verificar a ajustabilidade dos *setpoints* realizando os procedimentos indicados pelo fabricante. Repetir o ensaio e verificar se as tensões sofreram modificações (máximo, nominal e mínimo);
- f) Colocar o controlador em um climatizador, a uma temperatura de 20°C maior e/ou menor que o ensaio anterior, sempre que esta não resulte inferior a -10°C ou superior a +45°C, durante uma hora;
- g) Repetir o procedimento e verificar que as tensões inicialmente encontradas tenham sido modificadas.

16.2.1.3. Tensão de Desconexão e Reposição das Cargas

Abaixo será exposto como deve ser realizado o ensaio de tensão de Desconexão e reposição de carga seguindo a Portaria INMETRO nº 004/2011:

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 12**;
- b) Selecionar a fonte como fonte de tensão, selecionar uma tensão equivalente a 105% da tensão nominal do controlador e ir reduzindo a tensão em 0,25% da tensão nominal do controlador até que as cargas sejam desligadas, registrar a



tensão de desconexão das cargas. Verificar se o valor da tensão de desconexão corresponde ao indicado pelo fabricante em seu manual. (variação permitida $\pm 2\%$);

- c) Da mesma forma, mas em sentido contrário, aumentar a tensão em 0,25% da tensão nominal do controlador até que as cargas fiquem novamente ligadas. Registrar a tensão de reposição das cargas e verificar se o valor da tensão de conexão das cargas corresponde ao indicado pelo fabricante em seu manual. (variação permitida $\pm 2\%$).


Caso o controlador de carga não permita conectar uma fonte como acumulador, deve-se adotar o seguinte procedimento:

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11**;
- b) Selecionar a fonte como fonte de corrente. Selecionar uma corrente equivalente à corrente nominal do controlador, circuito do painel;
- c) Ligar as cargas até que as cargas sejam desligadas. Registrar a tensão de desconexão das cargas;
- d) Ligar a fonte até que as cargas novamente sejam ligadas, registrar o valor da tensão de reposição das cargas.

16.2.1.4. Autoconsumo

O teste de autoconsumo do Controlador de carga deve ser realizado seguindo a Portaria INMETRO nº 004/2011, conforme exposto a seguir:

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 12**;
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão, na tensão nominal do controlador;
- c) Conectar a fonte como acumulador no controlador;

- 
- d) Ligar a fonte e medir a corrente de autoconsumo. Esta corrente não deverá ser superior a 30 mA. Verificar que a informação visual proporcionada pelo controlador corresponde aos valores estabelecidos pelo fabricante.

16.2.2. Ensaios em Condições Extremas

16.2.2.1. Proteção contra sobretensões na entrada do painel fotovoltaico

O teste de proteção contra sobretensões na entrada do painel fotovoltaico deve ser realizado conforme apresentado a seguir (a Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11**;
- b) Selecionar uma tensão equivalente a 125% da tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico;
- c) Conectar a fonte ao controlador e ligar a fonte. Deixar conectado durante 15 minutos. O controlador cumpre com a especificação se, após esse período, segue funcionando tal como originalmente.

16.2.2.2. Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel fotovoltaico

A realização do teste de proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel fotovoltaico deve seguir os passos abaixo (a Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11**;
- b) Trocar a posição dos fios da fonte correspondente ao gerador durante 5 minutos;
- c) Restabelecer a conexão de forma correta;
- d) Verificar se o controlador continua funcionando como originalmente.

16.2.2.3. Proteção contra inversão de polaridade na conexão do acumulador

O teste de proteção contra inversão de polaridade na conexão do acumulador deve ser realizado conforme a Portaria INMETRO nº 004/2011:


- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na **Figura 11**;
- b) Trocar a posição dos fios do acumulador durante 5 minutos;
- c) Desligar os fios e verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se estiver queimado;
- d) Colocar os fios na posição correta e verificar se o controlador funciona como originalmente.

16.2.2.4. Proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo

O teste de proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo deve ser realizado a Portaria INMETRO nº 004/2011:

- a) Configurar a fonte como fonte de corrente;
- b) Conectar unicamente a fonte ao controlador no circuito do painel fotovoltaico;
- c) Ligar a fonte durante 5 minutos;
- d) Verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se estiver queimado;
- e) Conectar o acumulador e as cargas;
- f) Verificar se o controlador funciona como originalmente.

16.2.2.5. Proteção contra curto-circuito na saída para a carga



Para verificar a proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo, devem ser realizados os passos abaixo, conforme a Portaria INMETRO nº 004/2011:

- a) Conectar um acumulador ao controlador;
- b) Conectar os fios de alimentação às cargas, não é preciso conectar nenhuma carga aos fios;
- c) Unir os fios durante 5 minutos;
- d) Desligar os fios e verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se estiver queimado;
- e) Conectar a fonte e as cargas;
- f) Verificar se o controlador funciona como originalmente.

16.3. Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

- a) Os testes para os inversores CC-CA de sistemas fotovoltaicos autônomos, são classificadas em duas categorias que são (Portaria INMETRO nº 004/2011):
 - Ensaio em condições nominais
 - Autoconsumo;
 - Eficiência;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação da tensão e frequência;
 - Sobrecarga.
 - Ensaio em condições extremas
 - Proteção contra inversão de polaridade;

- Proteção contra curto-circuito na saída;
 - Eficiência;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação da tensão e frequência em ambiente a 40°C.
- b) Para a execução dos ensaios previstos nesse documento, são necessárias duas peças de inversores, sendo do mesmo modelo e apresentando as mesmas características.
- c) Os instrumentos de medição e os aparelhos e componentes necessários para execução dos ensaios são descritos na Tabela 12 e Tabela 13, respectivamente (Portaria INMETRO nº 004/2011).

Tabela 10 - Instrumentos de medida

Item	Descrição	Quantidade	Precisão
1	Voltímetro	2	± 0,5%
2	Amperímetro ⁴	1	± 1%
3	Amperímetro CA ⁵	1	± 1%
4	Analizador de harmônicos	1	-
5	Osciloscópio	1	-
6	Cronômetro	1	± 1 seg
7	Termômetro	1	± 2° C

⁴ Podem ser substituídos por derivadores (shunts)

⁵ Podem ser substituídos por derivadores (shunts)

Tabela 11 - Aparelhos e componentes

Item	Descrição	Quantidade	Observações
1	Inversor	1	Amostra de ensaio
2	Climatizador	1	+40°C ± 3°C
3	Fonte	1	Compatível em corrente e tensão com o inversor
4	Acumulador	1	Capacidade "C" (Ah) adequada à potência máxima do inversor
5	Carga resistiva	1	Compatível com a saída do inversor

- d) A configuração dos dispositivos para os ensaios é baseada na Portaria INMETRO nº 004/2011 e ilustrada na **Figura 13**.

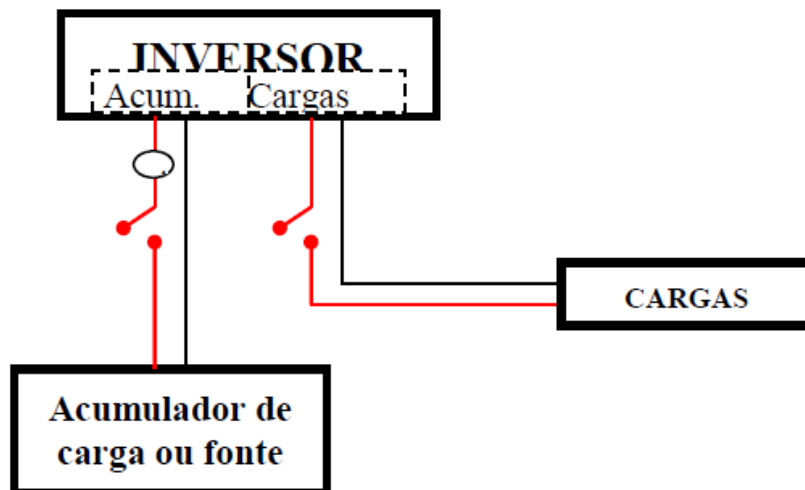


Figura 13 - Diagrama de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio de acordo com a Portaria INMETRO nº 004/2011

A seguir são descritos os procedimentos de ensaio para cada teste conforme a portaria INMETRO nº 004/2011.

16.3.1. Ensaios em Condições Nominais

16.3.1.1. Autoconsumo

Esse teste visa verificar o autoconsumo do inversor. Os procedimentos desse ensaio são (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão. Selecionar uma tensão compatível com o inversor;
- c) Conectar a fonte como acumulador no inversor;
- d) Ligar a fonte e medir a corrente de autoconsumo para as tensões correspondentes a 92%, 100%, 108%, 117% e 125% da tensão nominal, além das tensões mínima e máxima de entrada do inversor. Em nenhum caso a corrente deverá ser maior que 3% do consumo quando em plena carga (potência nominal);

- e) Verificar se a informação visual proporcionada pelo inversor corresponde aos valores estabelecidos pelo fornecedor.

16.3.1.2. Eficiência


O objetivo desse teste é verificar a eficiência do inversor. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão, ajustando na tensão nominal do inversor;
- c) Conectar a fonte como acumulador no inversor;
- d) Identificar as cargas resistivas puras equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência nominal;
- e) Ligar a fonte com a tensão nominal de entrada do inversor e, consecutivamente, ligar as cargas com a distribuição mencionada no item d);
- f) Registrar os valores de corrente e tensão na entrada CC e na saída CA, além da potência;
- g) Determinar a eficiência do inversor;
- h) Das medidas registradas, a eficiência deverá ser superior a 80% na faixa de operação de 10% e 50% da potência nominal e igual ou superior a 85% na faixa entre 50% e 100% da potência nominal.

16.3.1.3. Distorção Harmônica

Esse ensaio tem o objetivo de verificar a distorção harmônica total do inversor. A seguir é apresentado os procedimentos desse teste (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;

- 
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão, ajustando na tensão nominal do inversor;
 - c) Conectar a fonte como acumulador no inversor;
 - d) Identificar as cargas resistivas puras equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência nominal;
 - e) Ligar a fonte com a tensão nominal de entrada do inversor e consecutivamente ligar as cargas com a distribuição mencionada no item d);
 - f) Registrar os valores de distorção harmônica total da tensão em relação à componente fundamental;
 - g) A distorção harmônica total de tensão deverá ser menor que 5% em qualquer potência de operação.

16.3.1.4. Regulação da Tensão e Frequência

O objetivo desse teste é verificar a regulação de tensão e frequência do inversor. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão, ajustando na tensão nominal do inversor;
- c) Conectar a fonte como acumulador no inversor;
- d) Identificar as cargas resistivas puras equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência nominal;
- e) Ligar a fonte com a tensão nominal de entrada do inversor e consecutivamente ligar as cargas com a distribuição mencionada no item d);
- f) Registrar os valores de frequência e tensão;

- g) A frequência (60 Hz) e tensão de saída 127/220 Vca rms monofásica deverão estar de acordo com a legislação em vigor (ANEEL) para qualquer potência.

16.3.1.5. Sobrecarga


Esse teste visa verificar a capacidade do inversor em trabalhar com sobrecarga. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Identificar um motor com uma potência de 1/3 da potência nominal do inversor e que seja compatível com sua tensão de saída;
- b) Conectar o motor ao inversor e verificar se este consegue partir o motor sem problemas;
- c) Identificar uma ou mais cargas resistivas com uma potência total equivalente a 120% da potência nominal do inversor;
- d) Conectar e ligar as cargas durante 10 minutos, o inversor deverá manter pelo menos durante 3 minutos as cargas ligadas;
- e) Caso o inversor desligue por sobrecarga, uma vez desligada as cargas excedentes e após o restabelecimento do inversor, este deverá funcionar tal como originalmente;
- f) Repetir o procedimento anterior com uma nova carga que tenha potência total de 150% da potência nominal do inversor, as quais deverão ficar ligadas pelo menos durante 1 minuto.

16.3.2. Ensaios em Condições Extremas

16.3.2.1. Proteção Contra Inversão de Polaridade

O objetivo desse ensaio é verificar a atuação da proteção contra a inversão de polaridade. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- 
- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;
 - b) Inverter a polaridade na conexão do acumulador no inversor;
 - c) Ligar o inversor durante 5 minutos e em seguida desligar o mesmo;
 - d) Em caso de proteção com fusível, substituir o mesmo em caso de danos;
 - e) Conectar de forma correta o inversor ao acumulador;
 - f) Verificar se o inversor funciona corretamente, conforme fabricação.

16.3.2.2. Proteção Contra Curto Circuito na Saída


O objetivo desse ensaio é verificar a atuação da proteção contra curto circuito na saída do inversor. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Conectar dois fios na saída do inversor e deixar livre os extremos deles;
- b) Ligar o inversor e unir os fios durante 5 segundos;
- c) Desligar o inversor. Desfazer a união dos fios;
- d) Em caso de proteção com fusível, substituir o mesmo em caso de danos;
- e) Verificar se o inversor funciona corretamente, conforme fabricação.

16.3.2.3. Eficiência, Distorção Harmônica, Regulação da Tensão e Frequência em Ambiente de 40°C

Esse ensaio visa verificar a eficiência, distorção harmônica, regulação de tensão e frequência em temperatura ambiente de 40°C. Os procedimentos desse ensaio são descritos a seguir (Portaria INMETRO nº 004/2011):

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição de acordo com a **Figura 13**;

- 
- b) Configurar a fonte como fonte de tensão, ajustando na tensão nominal do inversor;
 - c) Conectar a fonte como acumulador no inversor;
 - d) Identificar as cargas resistivas puras equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência nominal;
 - e) Ligar a fonte com a tensão nominal de entrada do inversor e consecutivamente ligar as cargas com a distribuição mencionada no item d);
 - f) Para cada caso, registrar os valores de corrente (média e *ripple*) e tensão de entrada CC e, no lado CA, corrente, tensão, frequência e distorção harmônica total da tensão em relação à fundamental;
 - g) Determinar a eficiência do inversor;
 - h) Referente as medidas registradas, a eficiência deverá ser superior a 80% na faixa de operação entre 10% e 50% da potência nominal e igual ou superior a 85% na faixa entre 50% e 100% da potência nominal;
 - i) No caso da distorção harmônica total de tensão, essa deverá ser menor que 5% para qualquer potência de operação;
 - j) No caso da frequência (60 Hz) e tensão de saída 127/220 Vca rms monofásica deverão estar de acordo com a legislação em vigor (ANEEL) para qualquer potência;
 - k) Verificar a forma de onda do inversor, esta deverá ser senoidal pura;
 - l) Repetir os passos acima para a tensão de entrada ajustada para os valores mínimo e máximo especificado pelo fabricante.

16.4. Baterias

- a) Os testes recomendados neste documento são aplicados a baterias de íons de lítio e têm como objetivo verificar se o conjunto de baterias está em

conformidade com os dados do fabricante e se atende aos requisitos da norma IEC 62620:2014. Os ensaios foram baseados nas solicitações da Portaria do INMETRO de nº 004/2011, adaptando à realidade da tecnologia de íons de lítio;

b) Os ensaios a serem realizados são:

- Capacidade;
- Retenção de carga (autodescarga) e recuperação da capacidade;
- Durabilidade.

16.4.1. Definições de Parâmetros e Siglas

Nesta seção, são apresentadas algumas definições de parâmetros e especificações de siglas de acordo com a norma IEC 62620:2014. Os parâmetros a definir é a capacidade nominal da bateria (C_n) e corrente de descarga (I_t). O indicador C é a capacidade especificada e declarada pelo fabricante, em ampères-hora, e o n é a base de tempo, em horas.


a) A corrente de descarga é dependente da relação entre o valor da capacidade e o intervalo de tempo de 1 hora, ou seja (Norma IEC 62620:2014):

$$I_t = \left(\frac{C_n}{1h} \right)$$

b) As siglas definidas nesse documento têm relação direta com o regime de descarga da bateria. São elas:

- S - Baixíssimo regime de descarga;
- E - Baixo regime de descarga;
- M - Médio regime de descarga;
- H - Alto regime de descarga.

16.4.1.1. Procedimento de Recarga

- 
- a) Com base na Norma IEC 62620:2014, antes de recarregar, a célula ou bateria deve ser descarregada a $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ com uma corrente de $\left(\frac{I_t}{n}\right)$ A, até a tensão final definida pelo fabricante.
- b) As células e baterias devem ser recarregadas em uma temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, utilizando o método declarado pelo fabricante (IEC 62620:2014);

16.4.1.2. Determinação da Capacidade

O teste deve ser realizado em temperatura ambiente ($25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$) e seguindo as recomendações da IEC 62650:2014:

- a) Desempenho de descarga em temperatura ambiente ($25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$)
- A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 16.4.1.1;
 - A bateria deve ser mantida em repouso em circuito aberto em uma temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, por um período entre 1h e 4h;
 - A bateria deve ser descarregada com valor de corrente constante de acordo com a **Tabela 12** até a tensão final especificada pelo fabricante;
 - Medir e registrar o valor da capacidade da bateria;
 - A bateria está em conformidade, se a capacidade (Ah) determinada não for inferior ao especificado na **Tabela 12**.

Tabela 12 - Procedimentos de descarga para 25°C ± 5°C (Norma IEC 62620)

Condições de descarga		Capacidade mínima de descarga			
Taxa de corrente constante	Tensão final declarada pelo fabricante	Tipo de taxa de descarga			
A	V	S	E	M	H
I_t/n	Referente ao Tópico 16.4.1.1	100% C_n Ah	-	-	-
$0,2 \cdot I_t^6$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	100% C_5 Ah	100% C_5 Ah	100% C_5 Ah
$1,0 \cdot I_t$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	-	95% C_5 Ah	95% C_5 Ah
$5,0 \cdot I_t^7$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	-	-	90% C_5 Ah

⁶ São permitidos até cinco ciclos para este ensaio, que deverá ser encerrado ao fim do primeiro ciclo que atingir o requisito.

⁷ Antes de realizar ensaio de descarga de $5,0 \cdot I_t$ A, um ciclo de condicionamento pode ser necessário. Este ciclo deve constituir em recarga e descarga de acordo com o tópico 16.4.1.1.

b) Desempenho de descarga em baixa temperatura

- A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 16.4.1.1;
- A bateria deve ser mantida em repouso por um período entre 16 h e 24 h na temperatura mínima (TL) especificada pelo fabricante;
- A bateria deve ser descarregada na mesma temperatura mínima (TL) e com valor de corrente especificado na **Tabela 13** até a tensão especificada pelo fabricante;
- Medir e registrar o valor da capacidade da bateria;
- A bateria está em conformidade, se a capacidade (Ah) determinada neste ensaio não for inferior ao especificado na **Tabela 13**.

Tabela 13 - Procedimentos de descarga em baixa temperatura (Norma IEC 62620)

Condições de descarga		Capacidade mínima de descarga			
Taxa de corrente constante	Tensão final declarada pelo fabricante	Tipo de taxa de descarga			
A	V	S	E	M	H
I_t/n	Referente ao Tópico 16.4.1.1	70% C_n Ah	-	-	-
$0,2 \cdot I_t^6$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah
$1,0 \cdot I_t$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	-	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah
$5,0 \cdot I_t^7$	Referente ao Tópico 16.4.1.1	-	-	-	70% C_5 Ah

Notas:

1. De acordo com a Norma IEC 62620, a capacidade em baixa temperatura da célula ou bateria deve ser declarada em intervalos de 10°C, como +10°C, 0°C, -10°C e -20°C. A temperatura mínima (T_L) declarada deve ser a maior dentro da faixa em que o teste foi realizado.

16.4.1.3. Retenção de Carga (Autodescarga) e Recuperação da Capacidade

- a) A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 16.4.1.1;
- b) A bateria deve ser armazenada em uma temperatura ambiente de 25°C ± 5°C, por 28 dias;
- c) A bateria deve ser descarregada em uma temperatura ambiente de 25°C ± 5°C, a um valor de corrente constante de 0,2I_t A, até que sua tensão seja igual a tensão final especificada pelo fabricante;
- d) A bateria deve ser recarregada conforme o Tópico 16.4.1.1, com início em até 24h após a descarga do item c);
- e) A bateria deve ser mantida em repouso, por um período entre 1h e 4h, na temperatura de 25°C ± 5°C;

- f) A bateria deve ser descarregada, em uma temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, com uma corrente constante de $0,2I_t$, até que a tensão seja igual a tensão final especificada pelo fabricante;
- g) A bateria está em conformidade, se o valor da capacidade medido no item c) não for menor que 85% da capacidade nominal. E se o valor de carga recuperada, obtido no Tópico f) não for menor que 90% da capacidade nominal.

16.4.1.4. Durabilidade

- a) A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 16.4.1.1;
- b) A bateria deve ser descarregada, na temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, com um valor de corrente constante de $(1/n) \cdot I_t$ A, até que sua tensão seja igual a tensão final especificada pelo fabricante;
- c) Os passos a) e b) devem ser repetidos por 500 ciclos;
- d) Após complementar 500 ciclos, deve ser realizado um ensaio de capacidade no regime de $(1/n) \cdot I_t$ A conforme o Tópico 16.4.1.1. item a), onde n é igual a 5 para células ou baterias com regime de descarga E, M, e H e n é igual a 8, 10, 20 ou 240 para baterias com regime de descarga S;
- e) O percentual de capacidade remanescente deve ser calculado pela relação entre a capacidade obtida no passo d) e a capacidade especificada pelo fabricante;
- f) A capacidade remanescente da bateria após 500 ciclos, não deve ser inferior a 60% da capacidade especificada pelo fabricante.

17. NOTAS COMPLEMENTARES

Novas edições e/ou alterações em normas ou especificações técnicas, serão comunicadas aos consumidores e demais usuários, fabricantes, distribuidores, comerciantes de materiais e equipamentos padronizados, técnicos em instalações elétricas e demais interessados, por meio da sua página na internet.

Orientamos que os interessados deverão, periodicamente, consultar o site da Energisa para obter as versões mais recentes dos documentos normativos.

18.HISTORICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das alterações realizadas	Responsável
02/04/2019	0.0	<ul style="list-style-type: none"> Primeira Edição 	-
01/03/2021	1.0	<ul style="list-style-type: none"> Ajustes de formatação, textos e desenhos; inclusão do item 2 “Campo de aplicação”; inclusão do item 3 “responsabilidades”; Inclusão do Item 6 “ATENDIMENTO AO CLIENTE”; Revisão de todo texto da norma, dos itens 7 a 16; Revisão do item 18 “tabelas”. 	Gilberto Teixeira Carrera
01/04/2022	2.0	<ul style="list-style-type: none"> Atendimento à REN 1000/2021; Revisão do item 6. ATENDIMENTO AO CLIENTE; Revisão do item 7. CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DO SIGFI; Alteração nos itens 6.2, 6.3, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5; Revisão do item 18. TABELAS. 	Gilberto Teixeira Carrera
15/01/2024	3.0	<ul style="list-style-type: none"> Alteração dos itens 4.2, 7.2, 8.1.3, 8.1.4, 8.1.5, 9.4, 9.5, 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 12.3, 13.1, 14, 15.2.2 e 15.2.3; Atualização das Figuras 3,4,5 e 6; Atualização do Anexo IV - Checklist de Comissionamento. 	Vanessa da Costa Marques



19. ANEXOS

ANEXO I - SELOS DE CERTIFICAÇÃO

ANEXO II - FORMULÁRIO PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO

ANEXO III - ESPECIFICAÇÕES DO TAF

ANEXO IV - *CHECKLIST* DO COMISSONAMENTO

ANEXO V - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

ANEXO I - SELOS DE CERTIFICAÇÃO

A Portaria nº 004 de 04/01/2011 do INMETRO tem como objetivo estabelecer os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, através do mecanismo da Etiquetaagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetaagem - PBE, visando à eficiência energética e adequado nível de segurança.

A ENCE informa a eficiência energética e/ou o desempenho térmico de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica. A seguir são indicados os modelos da ENCE:

1. Controlador de Carga e inversor:

O modelo ENCE para controladores de carga e inversores é apresentado na [Figura 14](#). Essa etiqueta deve ser afixada nos equipamentos.

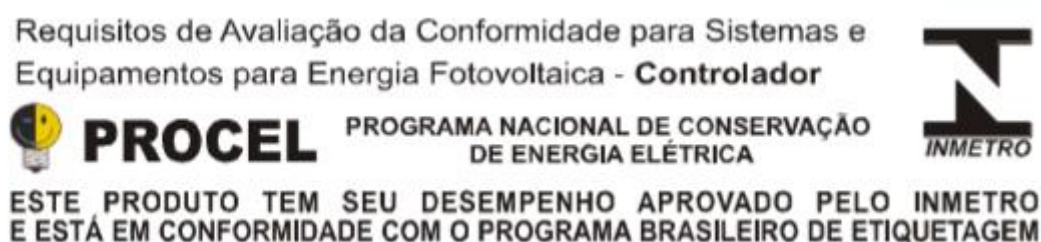


Figura 14 - Modelo da ENCE para o controlador de carga e inversor

2. Módulos Fotovoltaicos

O modelo ENCE para módulos FV, bem como a sua legenda são apresentados na [Figura 14](#) e [Figura 15](#), respectivamente. Todos os módulos devem apresentar o registro do INMETRO e a essa etiqueta na sua superfície posterior.

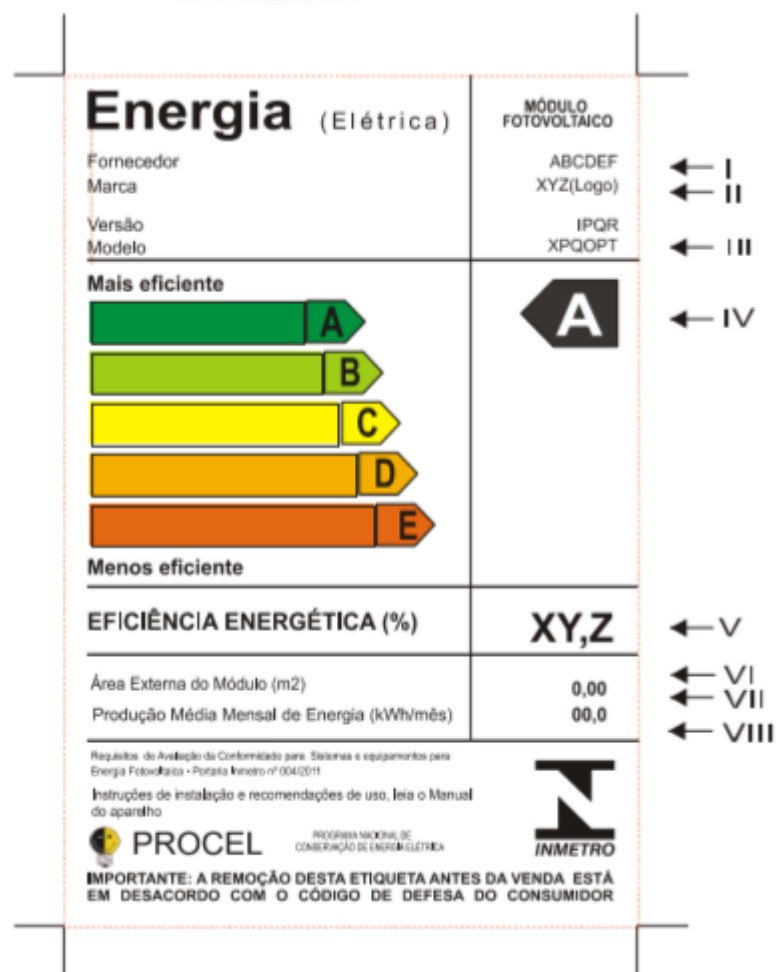


Figura 15 - Modelo ENCE para módulos FV

Campos	Preenchimento
I	Indicar o nome do fornecedor
II	Indicar a marca comercial (ou logomarca)
III	Indicar o modelo do módulo
IV	Indicar a letra (A, B, C, D ou E) correspondente à eficiência energética do módulo, em alinhamento com a seta correspondente
V	Indicar a eficiência máxima nas condições padrão (STC)
VI	Indicar a área externa do módulo, em m ²
VII	Indicar a Produção Média de Energia (kWh/mês)
VIII	Indicar a Potência nas condições padrão (W)

Figura 16 - Indicativos do modelo ENCE para os módulos FV

3. Baterias

Para as baterias, o modelo ENCE é apresentado na **Figura 17** e essa etiqueta deve estar presente no produto.


LOGOMARCA E INFORMAÇÕES DO FORNECEDOR DO PRODUTO	
TIPO (Tecnologia da bateria)	
MODELO (Código comercial)	CAPACIDADE NOMINAL (120h até 1,80Vpe* @ 25°C) XXXX Ah
TENSÃO NOMINAL XX V	NÚMERO DE CICLOS (Conforme RAC n° 013) XXXX
Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica - RAC/013-FOT - Bateria	
 PROCEL	PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
ESTE PRODUTO TEM SEU DESEMPENHO APROVADO PELO INMETRO E ESTÁ EM CONFORMIDADE COM O PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM	
*1,80Vpe para bateria Ni-Cd	
Unidade: mm	

Figura 17 - Indicativos do modelo ENCE para as baterias



ANEXO II - FORMULÁRIO PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO

O ANEXO II pode ser acessado na página de Normas Técnicas do Grupo ENERGISA:
energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx

ANEXO III - ESPECIFICAÇÃO DO TAF

O Teste de Aceitação em Fábrica (TAF) é o processo que irá avaliar o equipamento ou componente de acordo com as especificações técnicas e suas filosofias de funcionamento, garantindo assim, o conhecimento prévio sobre todas as funcionalidades para aplicação em campo nos SIGFIs.

O TAF é conduzido também com o objetivo de avaliar qualquer discrepância, pendência e não conformidade que, se observadas durante o teste, devem ser documentadas em um relatório de problema e corrigidos antes da saída da fábrica.

Todos os componentes devem passar por TAF e os relatórios encaminhados à ENERGISA.

Os testes e ensaios mínimos que devem ser apresentados nos relatórios são descritos a seguir.

1. Módulos Fotovoltaicos

A sequência de procedimentos dos ensaios de módulos fotovoltaicos cristalinos é baseada na Portaria INMETRO N° 004/2011 e nas normas IEC 61215:2005, IEC 60904-1:2006, IEC 60904-3:2008 e IEC 60904-9:2007.

Os módulos devem ser submetidos aos seguintes testes e ensaios obrigatórios:

- a) Pré-condicionamento com um ciclo de “Exposição solar prolongada” a 1000 W/m^2 e 5.5 kWh/m^2 , de acordo com a IEC 61215:2005;
- b) *Check* de inspeção visual de acordo com a IEC 61215:2005 a fim de visualizar defeitos e não conformidades nos módulos (com detalhamento fotográfico);
- c) Desempenho nas condições padrão de teste para determinar as características elétricas do módulo (item 10.2 IEC 61215:2005), de preferência realizado com um simulador solar de flash (*flasher*) classe AAA de acordo com a IEC 60904-9:2007. Os resultados devem conter Potência máxima - P_{mpp} , Tensão de máxima potência - V_{mpp} , Corrente de máxima

potência - I_{mpp} , Tensão de circuito aberto - V_{oc} , Corrente de curto-circuito - I_{sc} e Fator de forma - FF;

- d) Isolamento elétrico para verificação entre os terminais positivo e negativo do módulo e sua estrutura (item 10.3 da IEC 61215:2005);
- e) Resistência de isolamento elétrico em condições de umidade para verificação entre os terminais positivo e negativo do módulo e a moldura metálica (item 10.15 da IEC 61215:2005).

Outros ensaios são sugeridos e podem ser inseridos no TAF, são eles:

- f) Medição da curva IV em condições padrão (STC) de acordo com a IEC 60904-1:2006 e IEC 60904-3:2008;
- g) Ensaios de eletroluminescência para verificação de fissuras.

2. Controlador de cargas

Os procedimentos para ensaios do controlador de carga devem seguir o indicado no Anexo II da Portaria INMETRO 004/2011. São eles:

- a) Inspeção visual do equipamento para avaliação de defeitos e não conformidades.
- b) Ensaios em condições nominais (verificar detalhes no item 1 da Portaria).
 - Queda de tensão;
 - Tensão de desconexão e reposição do painel;
 - Tensão de desconexão e reposição das cargas.
- c) Ensaios em condições extremas (verificar detalhes no item 2 da Portaria).
 - Proteção contra sobretensões na entrada do painel fotovoltaico;
 - Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel fotovoltaico;


- Proteção contra inversão de polaridade na conexão do acumulador;
- Proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo;
- Proteção contra curto-circuito na saída para a carga.

3. Inversor autônomo

Os ensaios e testes que devem compor o relatório TAF são apresentados a seguir e os procedimentos para ensaios para inversores fotovoltaicos autônomos podem ser vistos no Anexo III da Portaria INMETRO 004/2011.

- a) Inspeção visual do equipamento
- b) Ensaios em condições nominais (verificar item 1 da Portaria INMETRO 004/2011).
 - Sobrecarga;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação de tensão;
 - Frequência.
- c) Ensaios em condições extremas (temperatura ambiente de 40°C).
 - Proteção contra inversão de polaridade;
 - Proteção contra curto-circuito na saída;
 - Eficiência;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação da tensão;
 - Frequência.

4. Bateria de íons de lítio



Os testes e verificações do sistema de armazenamento de baterias de íons de lítio são baseadas na ABNT NBR 16145:2013 e apresentadas a seguir:

a) Inspeção visual.

- Avaliar a integridade do gabinete e estante das baterias e seus componentes internos e externos;
- Identificação (item 3.4 da NBR 16145:2013);
- Verificação dos aspectos construtivos, dimensionais e físicos em comparação com a documentação técnica apresentada (item 3.6-a) da NBR 16145:2013);
- Teste mecânico das conexões elétricas visíveis;
- Verificação de torque aplicável nos parafusos de interligação.

b) Funcionabilidade:

- BMS deve indicar em seu *display* informações de versão do *software*, modelo e número de série, data e hora, estado de carga (SoC) em porcentagem, estado de saúde (SoH) em porcentagem, modo de operação (ligado/desligado), tensão, corrente, temperatura, alarmes e medidor de carga (item 4.10.3 da NBR 16145:2013);
- Teste de avaliação de carga e descarga com operação adequada em condições nominais por mínimo 1h de teste com verificação de tensão de operação, corrente, estado de carga e temperatura;
- Verificar operação em regime diferente do nominal (item 5.2 NBR 16145:2013) e avaliar os parâmetros de operação;
- Teste do sensor de temperatura, elevando a temperatura por meio de algum artifício para verificar a atuação do sensor e sua operação de parada na operação das baterias e alarmes.



ANEXO IV - CHECKLIST DO COMISSIONAMENTO

Os procedimentos, detalhes dos regimes de ensaios e equipamentos adequados a serem utilizados no comissionamento estão regulamentados pelas normas ABNT NBR 16274, IEC 62446-1:2016, IEC 60364-7-712 Ed.1.0b, IEC 61557-15 e IEC 61010-1, que devem ser utilizadas como referência.

A verificação do sistema fotovoltaico é composta pela inspeção e ensaios de comissionamento. A inspeção consiste no procedimento de verificação visual e manual antes da energização do sistema, a fim de garantir a adequação em relação ao projeto. Em seguida, são realizados os testes e ensaios para verificar a funcionalidade do sistema e garantir sua ótima performance.

O *checklist* de comissionamento é apresentado como um modelo, a partir dos testes de categoria 1 da ABNT NBR 16274 no que tange a parte CC, que são obrigatórios no comissionamento do SIGFIS. Fica a cargo da CONTRATANTE solicitar ensaios de categoria 2, como termografia e curva I x V, quando necessário.

CHECKLIST DE COMISSIONAMENTO**Identificação**

Usuário:	Endereço:
Município:	UF:
Telefone:	

Características Técnicas do Sistema

Tipo de SIGFI:	Potência instalada (kWp):
Potência do inversor:	Tensão de operação CA:
Capacidade da bateria:	Controlador de carga (A):

Responsável pelo Comissionamento

Nome do responsável:	Matrícula:
Empresa:	CNPJ:

INSPEÇÃO VISUAL**Gerais**

Requisito	Tipo de Verificação	Sim	Não	Descrição - Pendência/ defeito - inconformidade
Todos os componentes estão de acordo com a especificação do projeto	Visual			
Todos os componentes estão livres de qualquer defeito aparente em suas estruturas e carcaças	Visual			
Há adequação ou nova instalação da rede elétrica interna da residência	Visual			
Todos os conduítes CC internos e externos, gabinetes, canais, conjuntos de cabos, caixas de junção e conexões são identificados de acordo com o projeto executivo	Visual			
O sistema está sinalizado com placas de cuidado, alertando o risco de choque elétrico	Visual			
O sistema está sinalizado com placa do programa "Mais Luz Amazônia"	Visual			



Arranjo Fotovoltaico				
O sistema está posicionado em direção ao norte geográfico	Visual/Bússula			
O sistema está seguindo a angulação definida no projeto	Inclinômetro			
Os módulos fotovoltaicos estão em boas condições (ou seja, sem vidros ou células quebradas, sem descoloração, quadros não danificados etc.)	Visual			
O fabricante do módulo, marca, modelo e número de módulos correspondem ao aprovado	Visual			
Os módulos e cabos estão devidamente identificados, indicando circuito, string etc.	Visual			
Os módulos são fixados à estrutura de montagem de acordo com o fabricante	Visual			
Quadro e Equipamentos de Proteção Elétricos				
O quadro elétrico apresenta internamente o diagrama unifilar do sistema com a identificação de equipamentos	Visual			
Todos os equipamentos estão firmemente fixados, inclusive o próprio quadro elétrico	Visual			
Há dispositivos de proteção contra surtos, sobrecorrente e sobretensão nos circuitos CC	Visual (tirar fotos)			
Há dispositivos de proteção contra surtos, sobrecorrente e sobretensão nos circuitos CA	Visual (tirar fotos)			


As superfícies apresentam acabamento adequado, especialmente em relação aos revestimentos anticorrosivos	Visual			
Os cabos estão identificados utilizando etiquetas/anilhas ao invés de marcação com canetas de escrita permanente	Visual			
Todos os cabos, dentro do quadro, estão devidamente fixados	Visual			
O cabeamento de aterramento devidamente instalado, fixado e apertado	Visual			
Cabos e Estruturas				
Os terminais de condutores não estão aparentes	Visual			
Não há emendas entre os cabos	Visual			
Os cabeamentos possuem as seções, comprimentos e demais especificações em conformidade com o projeto executivo	Visual			
Os cabos das strings saem da caixa de conexão, na parte traseira do módulo sem sofrer estresse mecânico	Visual			
Os cabos para inversores e/ou controladores de carga estão em um conduíte	Visual			
Para instalações de condutores subterrâneos, a profundidade é apropriada sem apresentar aparência visual no solo	Visual			
A estrutura de fixação dos painéis está aterrada	Visual			

A fixação das estruturas metálicas no solo está de acordo com projeto executivo	Visual			
O torque dos parafusos de fixação da estrutura está de acordo com a indicação do fabricante	Torquímetro			
Abrigo de componentes e Baterias				
As dimensões dos abrigos das baterias e equipamentos atendem às especificações do projeto executivo	Visual (uso de trena)			
Todos os materiais dos abrigos das baterias e equipamentos atendem às especificações da lista de materiais e/ou do projeto executivo e estão em perfeitas condições (sem arranhões, amassados etc.)	Visual			
O abrigo apresenta ventilação adequada	Visual			
As aberturas de ventilação protegem o abrigo contra a entrada de água, inclusive em caso de temporais, e estão conforme projeto executivo (fazer teste de chuva nos abrigos)	Visual			
A vedação contra poeira e entrada de insetos do abrigo é eficiente	Visual			
Os abrigos estão conectados ao aterramento	Visual			
O abrigo das baterias possui sistema de ventilação forçada e/ou natural conforme determina o projeto executivo	Visual			
Baterias, Controlador de Carga e Inversor				

Todos os equipamentos estão com as especificações de acordo com o projeto executivo	Visual			
As LEDs do controlador de carga estão funcionando conforme especificação	Visual			
O display do controlador está apresentando todas as informações de acordo com seu manual	Visual			
As LEDs do inversor estão funcionando conforme especificação	Visual			
O inversor está parametrizado conforme NBR 16149 no que for aplicado ao SIGFI	Visual			
O sistema apresenta extração de dados	Visual			
Nenhuma conexão do inversor e do controlador foi deixada aberta (cabos soltos)	Visual/Conferência manual			
As polaridades das entradas e saídas CC estão conforme as marcações dos equipamentos	Visual/Conferência manual			
O controlador não apresenta avarias	Visual			
Os componentes estão devidamente aterrados	Visual			
O inversor não apresenta avarias	Visual			
A bateria não apresenta avarias	Visual			
A polaridade da bateria está conectada corretamente	Visual			
O BMS mostra no display as informações de acordo com o fabricante	Visual			

Os cabos flexíveis da bateria não saem do compartimento da bateria	Visual			
O sistema de baterias apresenta extração de dados	Visual			
ENSAIOS E TESTES				
Gerais				
Requisito	Tipo de Verificação	Sim	Não	Resultado de medições
Verificar tensão de entrada do inversor (V)	multímetro/Visual			
Continuidade elétrica dos condutores	Multímetro			
Verificar a tensão de saída CA dos inversores (V)	Multímetro			
Desativar a bateria e verificar se o sistema está funcionando em CA	Teste manual			
Desativar o painel fotovoltaico e verificar se o sistema está funcionando em CA	Teste manual			
Testar o inversor com carga	Teste manual			
Reiniciar o sistema com todas as cargas ligadas	Teste manual			
Verificar o funcionamento dos alarmes do controlador de carga	Teste manual			
Verificar a tensão de saída (V) das baterias	Multímetro/visual			
Testar todos os disjuntores do sistema e demais proteções	Multímetro e verificação visual			
Testes do Sistema Fotovoltaico				
Requisito	Tipo de Verificação	Sim	Não	Resultado de medições/Comentários
Verificar a continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial	Multímetro			
Verificar a polaridade de todos os cabos CC	Multímetro			

Verificar que os cabos estão identificados e conectados corretamente aos dispositivos do sistema conforme projeto	Visual			
Verificar se todas as séries FV estão interligadas a uma caixa de junção e conectadas corretamente	Multímetro/visual			
Assegurar que todas as séries fotovoltaicas estão isoladas umas das outras e que todos os dispositivos seccionadores e meios de desconexão estão abertos	Multímetro			
Verificar se as séries estão corretamente conectadas e se o número projetado de módulos está conectado em série	Visual			
Verificar a tensão de circuito aberto das séries FV	Multímetro			
Verificar o funcionamento dos dispositivos de seccionamento	Multímetro/visual			
Verificar se o inversor está funcionando corretamente	Procedimento do fabricante			
Verificar duas vezes, no mínimo, para cada arranjo FV a resistência de isolamento	Multímetro			
Medir a resistência Ohmica do aterramento	Terrômetro Digital			
Verificar a tensão CA da rede interna	Multímetro			
Inspeção termográfica dos módulos (vista superior e inferior)	Camêra termográfica/Fotos			
Inspeção termográfica do inversor (bornes)	Camêra termográfica/Fotos			



Inspeção termográfica das conexões elétricas do sistema (bornes dos dispositivos de proteção)	Câmara termográfica/Fotos			
---	---------------------------	--	--	--



ANEXO V - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

O ANEXO V pode ser acessado na página de Normas Técnicas do Grupo ENERGISA:
energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx

