

*Microssistemas Isolados de
Geração e Distribuição de
Energia Elétrica - MIGDI*

ENERGISA/C-GTD-NRM/Nº031/2022

Norma de Distribuição Unificada

NDU - 043

Versão 0.0 - Abril/2022



Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos para a conexão de Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) 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 MIGDI.

Esta norma técnica poderá, em qualquer tempo, sofrer alterações por razões de ordem técnica ou legal, motivo pelo qual os interessados devem, periodicamente, consultar o 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 norma técnica é a versão 0.0, datada de abril de 2022 e sua vigência inicia na data de sua publicação.

João Pessoa - PB, abril de 2022.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição

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



Equipe Técnica de Elaboração da NDU 043

Acassio Maximiano Mendonca

Grupo Energisa

José Eduardo Pereira da Silva

Grupo Energisa

Alan Airam Uchoa de Medeiros

Grupo Energisa

Manoel Alexandre de Oliveira

Energosa Mato Grosso

Antenor de Aquino Salles Neto

Grupo Energisa

Marcel Marzola Paschoalin

Energisa Acre

Daniel G. C. M. de Almeida

Grupo Energisa

Otamir Martins de Figueiredo

Grupo Energisa

Eberson Ricardo Patalo

Grupo Energisa

Rodrigo Rossin Strehl

Grupo Energisa

Eduarly Freitas do Nascimento

Grupo Energisa

Ruan Carlos Virginio dos Santos

Grupo Energisa

Gilberto Teixeira Carrera

Grupo Energisa

Weber Batistela Ribeiro

Grupo Energisa

Jéssica Madruga de M. Henrique

Grupo Energisa

Wendell William Teixeira

Grupo Energisa

Consultoria Técnica

Mariana Cavalcanti

ITEMM

Andrea Sarmento

ITEMM



Aprovação Técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Borborema / Energisa Paraíba

Amaury Antonio Damiance

Energisa Mato Grosso

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Gerais / Energisa Nova Friburgo

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Rondônia

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

Fernando Lima Costalonga

Energisa Tocantins

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	22
6.1.	Generalidades	22
6.2.	Vistoria e Conexões	24
6.3.	Medição, Leitura e Faturamento.....	24
6.4.	Fornecimento em Período Reduzido	25
6.5.	Nota de Reclamação	27
7.	REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	30
7.1.	Generalidades	30
7.2.	Cenário Base	31
7.3.	Infraestrutura.....	31
7.4.	Iluminação pública (IP)	32
8.	CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DO MIGDI.....	33
8.1.	Critérios de decisão.....	33
9.	CRITÉRIOS GERAIS	34
9.1.	Critério de Fornecimento de Materiais e Equipamentos	34
9.2.	Certificações, Ensaios e Testes	34
9.3.	Placas de Advertências, Segurança Patrimonial, Selos e Etiquetagem... 36	
9.4.	Garantias e Vidas Úteis.....	38
9.5.	Transporte e Acondicionamento	38
9.6.	Critérios de Prestação de Serviços	38
9.7.	Aprovação de Proposta e Documentos	40
10.	CRITÉRIOS DE PROJETO	40
10.1.	Descritivo.....	40
10.2.	Informações dos Locais de Atendimento	42
10.3.	Levantamento da Carga	45
10.4.	Características Nominais do MIGDI	46
10.5.	Padrões Construtivos	52
10.6.	Critérios de projeto (características nominais dos equipamentos)	54
10.7.	Obras de infraestrutura	63
10.8.	Ventilação e Ar Condicionado	64
10.9.	Proteção contra incêndio	64
10.10.	Sistema de drenagem.....	64
11.	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS	65
11.1.	Módulos FV	65
11.2.	Banco de Baterias	66

11.3.	Controlador de Carga	68
11.4.	Inversor FV	70
11.5.	Inversor formador de rede	71
11.6.	Condutores	72
11.7.	Características elétricas de proteção	73
11.8.	Infraestrutura de Alocação de Equipamentos	74
12.	LEVANTAMENTO BÁSICO	74
13.	PROJETO EXECUTIVO	75
13.1.	Memorial Técnico Descritivo	75
13.2.	Lista de Materiais	79
13.3.	Diagrama Funcional ou Multifilar	79
13.4.	Arranjos de Montagem	80
13.5.	Outras Documentações	80
14.	INSTALAÇÃO	82
14.1.	Módulos FV e sua Estrutura de Fixação	84
14.2.	Controlador de Carga	85
14.3.	Baterias	85
14.4.	Inversor	87
14.5.	Componentes de Proteção dos Equipamentos;	87
14.6.	Aterramento	88
14.7.	Cabos e Conexões	88
15.	SISTEMA DE AQUISIÇÃO E COLETA DE DADOS OPERACIONAIS	89
15.1.	Requisitos mínimos	91
15.2.	Redes de comunicação	92
16.	MEDIÇÃO DE CONSUMO E CONTROLE DE DEMANDA	97
16.1.	Recursos mínimos gerais	97
16.2.	Medição de consumo	99
16.3.	Controle de demanda	100
17.	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	100
17.1.	Operação	100
17.2.	Plano de Inspeção e Manutenção	101
17.3.	Manutenção Preventiva	101
17.4.	Manutenção Emergencial	102
18.	INSPEÇÃO E ENSAIOS EM FÁBRICA	104
18.1.	Módulos Fotovoltaicos	104
18.2.	Controladores de Carga e Descarga	108
18.3.	Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	114
18.4.	Inversores Formadores de Rede	120
18.5.	Baterias	120
19.	ANEXOS	126

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 Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDI, 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 MIGDIs 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 Unidades UCs/comunidades, 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 microssistemas, bem como homologar seus projetos e realizar a cobrança pelo fornecimento de qualidade. Por fim, a ENERGISA deve realizar a cobrança do faturamento com base nas medições de cada unidade consumidora (UC) da comunidade contemplada com o MIGDI.

3.2. Fornecedor

Projetar, transportar e instalar os sistemas de acordo com os critérios estabelecidos 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 as unidades consumidoras e comunidade. 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, assim 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 MIGDI 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 1000 de 7 de dezembro de 2021;

- ANEEL - Resolução Normativa 674 de 11 de agosto De 2015;
- ANEEL - Resolução Normativa 488 de 15 de maio de 2012;
- 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 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 14206 - Acumulador chumbo-ácido estacionário regulado por válvula;
- NBR 16690 - 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 Nº10.

4.3. Normas Técnicas Internacionais

- EN 50524 - Data Sheet and Name Plate for Photovoltaic Inverters;
- IEC 60269-6 - 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 - Electrical accessories - Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations - Part 2: Circuit-breakers for AC and DC operation;
- IEC 60904-1 - Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics;
- IEC 60904-3 - Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data;

- 
- IEC 60904-9 - 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 - 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 - 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 - 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 - Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests;
- IEC/TS 62257 - Recommendations for Small Renewable Energy and Hybrid Systems for Rural Electrification;
- IEC/TS 62548 - 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;
- NDU 004.3 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão;
- NDU 005 - Instalações Básicas Construção de Redes de Distribuição Rurais;
- NDU 006 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas V5 - R7;
- NDU 007 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais;
- NDU 010 - Padrões de Materiais da Distribuição;
- NDU 016 - Compatibilização da arborização com as redes de distribuição de energia elétrica;
- NDU 016.1 - Gerenciamento do Manejo de Vegetação;
- NDU 035 - Iluminação Pública;
- ETU 114.3 - Poste de fibra de distribuição;

- ETU 149 - Luminárias LED para iluminação pública;
- POP 059 - Padronizar sinalização de segurança de SED.

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 chumbo-ácido

Acumulador elétrico no qual os materiais ativos são o chumbo e seus compostos, e o eletrólito é uma solução aquosa de ácido sulfúrico (NBR 14206).

5.2. Acumulador de chumbo-ácido regulado por válvula

Acumulador chumbo-ácido fechado que tem como princípio de funcionamento o ciclo de oxigênio, apresenta eletrólito imobilizado e dispõe de uma válvula reguladora para escape de gases quando a pressão interna do acumulador exceder um valor predeterminado. A imobilização do eletrólito pode ocorrer em forma de gel ou ser absorvido em uma manta de lã de vidro conhecido como AGM (*Absorbed Glass Mat*).

5.3. 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 (NBR 16145).

5.4. Acumulador estacionário

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

5.5. 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).

5.6. 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.

5.7. 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 (NBR 10899).

5.8. Aterramento

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

5.9. 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).

5.10.Autonomia

Capacidade de fornecimento de energia elétrica do sistema de armazenamento, necessária para suprir o consumo diário de referência nos períodos de mínima geração da fonte primária. É expressa em horas.

5.11.Baixa Tensão

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).

5.12.Banco de Baterias

É o meio mais utilizado para o armazenamento de energia elétrica em sistemas FVs isolados; 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.

5.13.Bateria

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

5.14.Caixa de Medição

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


5.15.Caixa de Passagem

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

5.16.Carga Instalada

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

5.17.Célula Fotovoltaica



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

5.18.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).

5.19.Comissionamento

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

5.20.Concessionária

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

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

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

5.22.Controlador de Carga

É o gerenciador/regulador de carga que facilita a máxima transferência de energia do arranjo FV para a bateria/banco de baterias e as protegem contra recargas e descargas excessivas, aumentando vida útil dos acumuladores de energia.

5.23.Consumidor

Pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à ENERGISA, assumindo as obrigações decorrentes desta prestação à sua UC.

5.24.Consumo Diário de Referência

É a quantidade de energia que o MIGDI é capaz de fornecer diariamente calculada a

partir da Disponibilidade Mensal Garantida.

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

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

5.26. Disponibilidade Mensal Garantida

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

5.27. 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.

5.28. Ensaio de Tipo

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

5.29. Ensaio de Rotina

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

5.30. 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.

5.31. Gerador Fotovoltaico

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

5.32. 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.

5.33.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.

5.34.Interrupção

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

5.35.Inversor CC/CA

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

5.36.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).

5.37.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).

5.38.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.

5.39.Medidor

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

5.40.Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDI

Sistema isolado de geração de energia elétrica com fonte de energia renovável intermitente, utilizado para o atendimento de mais de uma unidade consumidora (UC) e associado a microrrede de distribuição de energia elétrica (REN 1000).

5.41.Módulo Fotovoltaico

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

5.42.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.

5.43.Padrão de Continuidade

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

5.44.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).

5.45.Ponto de Conexão

conjunto de materiais e equipamentos que se destina a estabelecer a conexão entre as instalações da ENERGISA e do consumidor e demais usuários (REN 1000).

5.46.Potência

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

5.47. Potência Mínima Disponibilizada

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

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

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

5.49.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).

5.50.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).

5.51.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 FV (NBR 10899).

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

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).

5.53.Sistema Fotovoltaico (SFV)

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

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

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 FV fornece em condições ideais.

6. ATENDIMENTO AO CLIENTE

6.1. Generalidades

- a) O fornecimento de energia por meio do MIGDI deve ser em corrente alternada (CA) observando os níveis de tensão predominantes no município onde estiver localizada a UC (REN 1000, 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, Art. 542);
- c) A reserva de capacidade de atendimento projetada que limita as conexões ao MIGDI, deve contemplar um horizonte de planejamento de 5 (cinco) anos (REN 1000, Art. 516), considerando o crescimento populacional local e a inserção de novas UCs, esta reserva pode ser expandida para atendimento de novas conexões quando houver viabilidade técnica e econômica;
- d) 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);

- e) O MIGDI 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

- f) 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, Art. 525);
- g) 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);
- h) Os MIGDIs 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);
- i) Os MIGDIs devem ter potência máxima igual a 100 kW, exceto se potência maior for aprovada pelos órgãos competentes (REN 1000, Art. 523);
- j) Os componentes do MIGDI 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;
- k) Quando houver componente do MIGDI 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.


- l) 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).
- m) 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) Na presença de pedidos de novas conexões, a ENERGISA se reserva à realizar avaliação técnico-econômica para suprir o atendimento da UC por meio de MIGDI. Se houver a possibilidade, será realizado o levantamento de carga para escolha do MIGDI mais adequado;
- b) 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, Art. 527);
- c) 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, Art. 527; §§ 1º e 2º);
- d) 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, Art. 528).


6.3. Medição, Leitura e Faturamento


- a) Faculta-se a instalação de equipamentos de medição nas UCs (REN 1000, Art. 529). Para o MIGDI, será utilizado equipamento de medição de consumo;
- 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) Com a presença de equipamento de medição na UC, os valores a serem faturados na entrega da primeira cobrança devem ser baseados na estimativa de consumo da UC e, os valores de faturamento seguintes, conforme a média de consumo verificada no período anterior, ajustando-se a diferença de valor que tenha sido cobrada a maior ou a menor (REN 1000, Art. 531);
 - f) O pagamento pode ser realizado em períodos mensais, bimestrais ou trimestrais, conforme opção do consumidor (REN 1000, Art. 532).
 - g) 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. Fornecimento em Período Reduzido

- a) Faculta-se à ENERGISA implantar período diário reduzido de fornecimento em localidade atendida por meio de MIGDI (REN 1000, Art. 535);
- b) O atendimento com horário reduzido de fornecimento só pode ser implantado quando comparado estudo de viabilidade técnico-econômico com o estudo do MIGDI em atendimento integral. Atendendo no mínimo os seguintes requisitos:
 - Análise de custos, incluindo as UCs, sistema de geração, RD, sistema de comunicação e qualquer outro custo necessário para a implantação;
 - Lista de equipamentos que terão redução;
 - Percentual de redução financeira comparado ao MIGDI em operação integral;

- 
- Complexidade logística para transporte de equipamentos e componentes;
 - Disponibilidade energética e período de atendimento;
 - Avaliação do sistema de medição para UCs e a necessidade de implantação;
 - Avaliação do tipo de sistema de comunicação para o medidor da usina de geração, além dos medidores eletrônicos nas UCs (se houver).
- c) Além dos procedimentos e disposições definidos em resolução específica, o registro do MIGDI como central geradora com capacidade instalada reduzida deve ser acompanhado das seguintes informações (REN 1000, Art. 541):
- identificação geográfica da localidade em relação à RD de energia elétrica convencional mais próxima, incluindo suas coordenadas;
 - carga instalada prevista em kW, quantidade de UCs e população;
 - energia anual prevista, em MWh, e demanda máxima anual, em kW;
 - identificação e localização do(s) sistema(s) de geração de energia elétrica que atenderá(ão) a localidade e respectivas características técnicas - arranjo e número de unidades geradoras, potência nominal total (kW), potência efetiva total (kW) e tipo de fonte primária;
 - estimativa do consumo específico do sistema de geração, quando for o caso, observando-se os limites estabelecidos pela ANEEL;
 - detalhamento dos motivos técnicos e econômico que inviabilizam o atendimento da localidade 24 horas/dia, por sistema de geração, anexando-se memorial de cálculo dos custos variáveis e fixos evitados;
 - forma de fornecimento pretendida, contendo período diário de atendimento em horas, eventual sazonalidade semanal ou mensal e divisão do período diário, nos termos do art. 536º da REN 1000;

- 
- d) O fornecimento de energia elétrica, com período diário reduzido, deve observar um total mínimo de 8 (oito) horas diárias consecutivas ou divididas, no máximo, em dois períodos diários (REN 1000, Art. 536);
- e) A ENERGISA deve promover audiência pública na respectiva localidade para estabelecer as horas do dia em que ocorrerá o fornecimento de energia elétrica, bem como a sua eventual divisão em dois períodos, considerando ainda a ocorrência de datas especiais que façam parte do calendário da localidade, durante as quais se verificará a razoabilidade do atendimento por períodos e horários diferenciados (REN 1000, Art. 539):
- A audiência pública deve ser amplamente divulgada na localidade, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias, informando-se aos habitantes a sua finalidade, o local e o horário da sua realização;
 - A ENERGISA deve esclarecer durante a audiência pública questões relacionadas com a capacidade do sistema, a eventual utilização de mecanismo limitador de consumo e demanda, além de informar as disposições do subtópico abaixo;
- f) Após o início da implantação do sistema de geração, caso haja pedido de fornecimento à UC prestadora de serviço essencial, conforme definido em resolução específica, ou de interesse da coletividade, a ENERGISA deve reavaliar o período de atendimento, levando-se em consideração a necessidade de funcionamento das atividades realizadas nessas UCs (REN 1000, Art. 540).

6.5. 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 MIGDI não são consideradas para os indicadores DEC e FEC (REN 1000, Art. 548);
- h) A ENERGISA deve encaminhar à ANEEL o acompanhamento da qualidade do fornecimento por meio de relatórios semestrais (REN 1000, 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 MIGDI, devem ser enviadas as seguintes informações, agrupadas por Município:
 - quantidade de UCs;
 - número de reclamações procedentes e improcedentes recebidas no período relacionadas à tensão em regime permanente;
 - 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. REDE DE DISTRIBUIÇÃO

7.1. Generalidades

a) As principais normas da ENERGISA para elaboração da rede de distribuição são:

- NDU 001 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária a Edificações Individuais;
- NDU 004.3 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão;
- NDU 005 - Instalações Básicas Construção de Redes de Distribuição Rurais;
- NDU 006 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas V5 - R7;
- NDU 007 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais;
- NDU 010 - Padrões de Materiais da Distribuição;

- NDU 016 - Compatibilização da arborização com as redes de distribuição de energia elétrica;
- NDU 016.1 - Gerenciamento do Manejo de Vegetação;
- NDU 035 - Iluminação Pública;
- ETU 114.3 - Poste de fibra de distribuição;
- ETU 149 - Luminárias LED para iluminação pública.

7.2. Cenário Base

- a) O cenário base da rede distribuição em baixa tensão (RDBT) é constituído de rede monofásica aérea, conforme padrão regional de tensão (ver **Tabela 8**) com no máximo de 1,5 km (recomenda-se a estrutura máxima de 40 postes);
- b) O vão entre os postes irá variar de acordo com a configuração da rede e do perfil do terreno, sendo tomados como base o vão máximo para somente BT de 40 m (Tópico 9.4 NDU 006). No local em que essa configuração não for possível, é necessária uma análise prévia do projeto pela Concessionária;
- c) Configuração radial com queda de tensão máxima em 3% no final da rede conforme padrão construtivo da ENERGISA. Situações fora das condições estabelecidas devem apresentar memorial de cálculo de queda de tensão, conforme Anexo 21 da NDU 007, justificando ou apresentando os cenários avaliados, em função do perfil de tensão e condições do sistema;
- d) Em situações distintas ao cenário base, estudos de viabilidade deverão ser realizados e submetidos à ENERGISA para validação.

7.3. Infraestrutura

- a) A logística de transporte de materiais (por exemplo: postes, isoladores, condutores e outros equipamentos) deve ser levada em consideração para implementação da rede distribuição;

- b) O padrão de entrada deve estar de acordo como o tópico 10.2.2 desta norma;
- c) É previsto medidores eletrônicos que realizem o controle e corte de demanda, de acordo com o Tópico 16;
- d) É recomendável o uso de postes de fibra de vidro com 9 (nove) metros de altura e esforço 300/600 daN;
- e) A RDBT deve conter cabo multiplexado de alumínio de no mínimo 35 mm² (Tópico 10.2.3 - NDU 006). Em situações em que essa bitola do condutor não seja adequada para a capacidade do sistema, deve-se realizar o dimensionamento desse condutor em conformidade com a NBR 5410;
- f) Deve ser submetido para análise e validação da ENERGISA um estudo de proteção da RDBT, caso necessário, de equipamentos de proteção adicionais (fusíveis, chaves blindadas de BT, DPS, redundâncias de disjuntores e outros).

7.4. Iluminação pública (IP)

- a) As luminárias devem seguir os padrões recomendados na NDU 035;
- b) Deve estar previsto para a IP e seus acessórios (equipamentos elétricos, relés fotoelétrico temporizado e etc) um consumo máximo mensal de 45 kWh a ser atendido pelo MIGDI. Alternativamente, recomenda-se realização de estudo de viabilidade do uso de IP com sistema de energia FV em cada poste ou SIGFI para todo o sistema de IP em substituição a utilização da energia do MIGDI;
- c) Para garantir o tempo de utilização diário recomendável, sugere-se a utilização de relé fotoelétrico com a função temporizador;
- d) As lâmpadas devem ser eficientes de baixo consumo de 10W (recomenda-se a utilização de lâmpadas de LED) e o tempo de utilização diária recomendável em horas pode ser encontrado conforme equação abaixo;

$$UD \leq \frac{1.500}{NPx(10 + PA)}$$

NP: número de postes com ponto de iluminação - $NP \leq 40$;

UD: utilização diária (h) - $3 \text{ h} \leq UD \leq 8 \text{ h}$;

PA: potência dos acessórios (por exemplo, relé foto elétrico temporizado) - $PA \leq 2 \text{ W}$.

- e) O poder público municipal deverá se encarregar da instalação e os gastos de manutenção da IP. Na instalação do MIGDI, existe a reserva de capacidade de 45 kWh/mês para atendimento a IP, de acordo com o item b) desta secção;
- f) Deverá ser previsto o aterramento da IP conforme Tópico 8.2.10 da NDU 035.

8. CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DO MIGDI

O atendimento por meio do MIGDI torna-se inviável economicamente para comunidades com poucos domicílios, principalmente considerando os custos adicionais da minirrede e, em especial, da obra civil necessária para abrigar os equipamentos (banco de baterias e inversores). Assim, **recomenda-se a adoção de MIGDI para comunidades com demanda energética acima de 900 kWh/mês**. Para demandas inferiores, é necessário estudo comparativo entre os dois tipos de atendimento (SIGIF e MIGDI) que comprove a vantagem do MIGDI em relação ao SIGFI (ELETROBRAS, 2017).

Se a comunidade dispor de demanda acima de 900 kWh/mês, os outros critérios de decisão deverão ser avaliados. O Tópico 8.1 descreve os demais requisitos que impactam na escolha do MIGDI.

8.1. Critérios de decisão

- a) Quantidade e espaçamento entre as UCs;
- b) A rede elétrica de fornecimento deverá ter no máximo 1,5 km de linha;
- c) Limite de queda de tensão na rede de distribuição, ver Módulo 8 do PRODIST;
- d) Aspectos econômicos, ambientais, sociais e operacionais;

- e) Viabilidade econômica para instalação de sistemas de comunicação, monitoramento e automação;
- f) Necessidade de corte e controle de demanda, se houver, deverá ser avaliado seus custos;
- g) Existência de área disponível para instalação do arranjo FV da miniusina, além da própria rede elétrica;
- h) Licença ambiental para construção do MIGDI;
- i) Área disponível para posterior expansão da miniusina FV, se necessário;
- j) Implantação compulsória de Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD, para medir, registrar, armazenar e disponibilizar dados de operação do MIGDI referente às grandezas elétricas e ao consumo de biocombustível, se houver.

9. CRITÉRIOS GERAIS


9.1. Critério de Fornecimento de Materiais e Equipamentos

9.1.1. Unidade de medida e Idioma

- a) Todos os documentos, placas de advertências, selos, etiquetas, legendas, desenhos ou qualquer texto deve ser escrito na língua portuguesa do Brasil;
- b) Todas as grandezas apresentadas nos documentos, legendas, desenhos devem possuir a unidade de medidas do Sistema Internacional de Unidade (SI);
- c) 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).

9.2. Certificações, Ensaios e Testes

- a) Os módulos FVs devem possuir certificação internacional (exemplo, certificação TUV, UL ou CE) e/ou INMETRO (Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011) de avaliação da conformidade;

- 
- b) O inversor deve ser do tipo *off-grid* certificação internacional (exemplo, certificação TUV, UL ou CE) e/ou INMETRO (Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011) de avaliação da conformidade;
- c) O controlador de cargas deve possuir certificação internacional (exemplo, certificação TUV, UL ou CE) e/ou INMETRO de avaliação da conformidade;
- d) Baterias de tecnologia 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, 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) A bateria de chumbo-ácido para aplicação FV deve possuir certificação INMETRO (Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011) de avaliação da conformidade. Além de certificação TUV, UL ou CE, se houver;
- 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 somente após aprovação dos

procedimentos enviados para realização do comissionamento pela equipe de engenharia da ENERGISA. Um exemplo dos requisitos mínimos de comissionamento é dado no ANEXO IV;

- 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.


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

- a) Todos os sistemas devem conter, junto à sua estrutura de fixação próximo à usina FV, uma placa de advertência similar à apresentada na **Figura 1**;



Figura 1 - Propostas de placas de advertência

- b) A placa de advertência deverá ser confeccionada em PVC ou acrílico, nas dimensões 1 mm (espessura mínima) x 25 cm (comprimento) x 18 cm (altura). Os dizeres devem ser em tinta anticorrosiva, não sendo aceita a utilização de adesivo;
- c) Todos os sistemas devem contemplar placas de obra indicativas do Programa Mais Luz para a Amazônia, que devem seguir o tamanho padrão de 4 metros de comprimento por 2 metros de altura e elaboradas seguindo o Manual de Uso de Marca do Governo Federal na sua edição mais recente;
- d) Os componentes do MIGDI (baterias, armários, módulos FV, controlador de



carga, inversor, estrutura de sustentação, equipamentos de comunicação, equipamentos de controle de corte e demanda, medidores, entre outros componentes que possam fazer parte do escopo do sistema) devem possuir a identificação patrimonial da ENERGISA, contemplando:

- Data de fabricação: formada por 2 dígitos para o mês e quatro dígitos para o ano, como segue: MM/AAAA;
 - Logomarca da ENERGISA;
 - ID, numeração de placa e representação do código de barra do equipamento. O código de barras não deverá representar os hifens. O ID deverá considerar apenas a sequência entre os hifens acrescidos de “0”, conforme exemplo:
 - Numeração: G7-1234567-02;
 - Código de Barras: G7123456702;
 - ID: 0123456702;
 - A numeração deverá apresentar o seguinte formato:
 - Altura mínima: 5 mm;
 - Comprimento mínimo: 4 mm por caractere.
- e) Os componentes do MIGDI devem conter as etiquetas solicitadas na Portaria 004/2011 do INMETRO e apresentadas no ANEXO I dessa Norma;
- f) O abrigo com os equipamentos, detalhado no Tópico 11.8, deverá ser trancado com cadeado de senha única seguindo o padrão disponibilizado pela ENERGISA, lacrado e identificado após a instalação e sempre após a manutenção, possibilitando a identificação de possíveis invasões;
- g) Demais sinalização de segurança deve seguir, quando aplicáveis, os mesmos procedimentos descritos no POP 059.

9.4. Garantias e Vidas Úteis

- a) As garantias e vidas úteis mínimas dos componentes devem seguir os valores da **Tabela 2**.

Tabela 2 - 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	2 anos

9.5. 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 nas instalações devem ser transportados até os locais de implantação com as devidas proteções contra danos, podem ser causados, por umidade, corrosão e exposição aos raios solares, dentre outros;
- Os componentes devem ser transportados, embalados e etiquetados contendo informações facilitadoras de identificação e rastreamento, 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.

9.6. Critérios de Prestação de Serviços

- a) Os serviços devem ser prestados por equipe qualificada, incluindo engenheiros e técnicos de diferentes formações (mecânica, eletrotécnica/eletrônica, edificações e em segurança do trabalho) com o registro atualizado no respectivo conselho de classe (ELETROBRAS, 2015);



b) Recomenda-se os seguintes profissionais na equipe executora do projeto, podendo ter acúmulo de função para um mesmo profissional:

- 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 FV 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;
- c) Todas as experiências supracitadas devem ser comprovadas.

9.7. Aprovação de Proposta e Documentos

- a) A proposta deve contemplar todos as informações solicitadas nesta norma para ser habilitada para aprovação;
- b) As informações da proposta devem ser coerentes com o que foi especificado e, quando divergentes, 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 9.1.1 dessa norma;
- e) Todos os documentos só serão aceitos após análise e emissão de aceite da equipe da ENERGISA.

10. CRITÉRIOS DE PROJETO

10.1. Descritivo

O atendimento às comunidades deve ser realizado de acordo com a disponibilidade energética mínima especificada nos Módulos Básicos - MBs, conforme **Tabela 3**. Seguindo esta premissa, os projetos devem usar os MBs conforme apresentados e em caso de necessidade de maior disponibilidade de energia, os projetos terão novas composições de modularização a partir dos MBs padronizados (MB1080, MB1305, MB1530 e MB1800). O Tópico 10.1.1 aborda detalhadamente esse tema.

Os MBs da **Tabela 3** são dimensionados considerando 45 kWh/mês de disponibilidade mensal mínima por UC. A disponibilidade energética mensal deve cobrir:

- A alimentação das UCs;
- Iluminação pública;
- Serviços auxiliares do MIGDI, como a iluminação da usina, ventilação e refrigeração do sistema de baterias e sistema de comunicação. Salienta-se que a iluminação da usina e a iluminação pública poderão ser atendidas por sistema isolado separado do MIGDI, mediante viabilidade técnica e econômica;
- Medidores eletrônicos para medição, controle e corte de demanda;
- Perdas na rede de distribuição e equipamentos do sistema;
- Crescimento vegetativo em um horizonte de 5 anos, de acordo com o índice do IBGE para os locais atendidos, pois a previsão de aumento da disponibilidade energética para as UCs e novas conexões ao MIGDI dependem de estudos de viabilidade técnica e econômica.

Tabela 3 - Disponibilidade energética por Módulo Básico de Referência

Módulo Básico de Referência	Disponibilidade energética (kWh/mês)	Consumo diário de Referência (kWh/dia)
MB1080	1.080	36,0
MB1305	1.305	43,5
MB1530	1.530	51,0
MB1800	1.800	60,0

Propostas de atendimentos de uso coletivo (escolas, igrejas, postos de saúde e outras unidades desde que tenham uso comunitário) ou de processo produtivo (Centros Comunitários de Produção - CCPs) que demandem disponibilidades mensais superiores a 45 kWh/UC serão objeto de análise pelo MME e ELETROBRAS a fim de comporem o Programa de Obras. Para todos os casos, deverá ser apresentada curva de carga com a relação da potência (kW) e das horas de utilização de cada utensílio elétrico previsto nessas UCs (ELETROBRÁS, 2017).

10.1.1. Modularidade dos MIGDIs

Para localidades com demanda energética acima de 1.800 kWh/mês (MB1800), deve ser realizado atendimento por meio de MIGDIs formados pela modularização dos MBs,

conforme **Tabela 4**.

Os MBs de referência são combinados formando blocos modulares que atendem determinado quantitativo de UCs presentes na localidade a receber o MIGDI. Salienta-se que os sistemas modulares devem ser compostos por MBs de mesmo tamanho, como por exemplo, o MB4320 é composto pelo paralelismo entre quatro MB1080.

A caracterização de cada bloco modular é definida pela composição dos MBs, faixa de consumo a ser atendida, consumo de referência diária e a quantidade de UCs que podem ser atendidas pelo MIGDI. Esta última informação deve constar no levantamento de campo (ANEXO II).

Tabela 4 - Configuração Modular e seus valores de Referência

Módulo Básico de Referência	Bloco Modular	Faixa de Consumo (kWh/mês)	Consumo diário de Referência (kWh/dia)	UCs Atendidas
MB1080	MB1080 (1x)	900 - 1.080	30 - 36,0	16 - 19
MB1305	MB1305 (1x)	1.081 - 1.305	36 - 43,5	20 - 24
MB1530	MB1530 (1x)	1.306 - 1.530	43,5 - 51,0	25 - 29
MB1800	MB1800 (1x)	1.531 - 1.800	51 - 60,0	30 - 35
MB2160	MB1080 (2x)	1.801 - 2.160	60 - 72	36 - 43
MB2610	MB1305 (2x)	2.161 - 2.610	72 - 87	44 - 52
MB3060	MB1530 (2x)	2.611 - 3.060	87 - 102	53 - 62
MB3240	MB1080 (3x)	3.061 - 3.240	102 - 108	63 - 66
MB3600	MB1800 (2x)	3.241 - 3.600	108 - 120	67 - 74
MB3915	MB1305 (3x)	3.601 - 3.915	120 - 130,5	75 - 80
MB4320	MB1080 (4x)	3.916 - 4.320	130,5 - 144	81 - 89
MB4590	MB1530 (3x)	4.321 - 4.590	144 - 153	90 - 95
MB5220	MB1305 (4x)	4.591 - 5.220	153 - 174	96 - 109
MB5400	MB1800 (3x)	5.221 - 5.400	174 - 180	110 - 112
MB6120	MB1530 (4x)	5.401 - 6.120	180 - 204	113 - 128
MB6525	MB1305 (5x)	6.121 - 6.525	204 - 217,5	129 - 137

10.2. Informações dos Locais de Atendimento

Os estados a serem atendidos por essa NDU são Acre, Mato Grosso, Rondônia e Tocantins, os quais têm suas principais características expostas na **Tabela 5**.

Tabela 5 - Características gerais dos locais de atendimento

Característica	Estado			
	Acre	Mato Grosso	Rondônia	Tocantins
Temperatura média(° C)	25,75	25,62	23,7	26,02
Pluviosidade média anual (mm)	2.037	1.449	1.969,2	1.604,2
Irradiação média global (kWh/m ² .dia) ¹	4,61	4,99	4,58	5,26
Menor irradiação média global mensal (kWh/m ² .dia) ¹	3,88	3,82	3,64	4,48
Insolação diária média anual ² (h)	4	5	4	6
Extensão territorial (km ²)	164.123,74	903.207,02	237.590,54	277.620,91

¹ 2ª edição do ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, realizado pelo LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia)

² Atlas solarimétrica do Brasil (2000)


As informações supracitadas foram utilizadas como base para o dimensionamento dos MIGDIs que serão expostos no Tópico 10.4.2. Ressalta-se que, devido à amplitude das áreas de abrangência, esses valores, que são médias por estado, podem alterar e devem ser considerados pela CONTRATADA para o dimensionamento otimizado.

10.2.1. Ponto de Conexão

No ponto de conexão fica localizado o padrão de entrada que define o limite da propriedade e delimita a atuação da ENERGISA e do consumidor. Portanto, são de responsabilidade da ENERGISA a RD e a microrrede com todos os componentes, como: gerador FV, conversores CC/CC, inversor CC/CA, o medidor de energia e os sistemas de armazenamento de energia a baterias, como também as proteções destes equipamentos. São de responsabilidade do consumidor as cargas (incluindo reatores, lâmpadas, interruptores e disjuntores de carga internos à UC). 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”. A qualidade da instalação dos SFVs é garante o bom desempenho e redução das falhas destes sistemas.

10.2.2. Padrão de Entrada

- a) O padrão de entrada de entrada é o padrão convencional ENERGISA, de acordo com NDU 001, caso este não possa ser aplicado, deve-se realizar estudo



técnico, econômico e de logista da solução mais adequada. Recomenda-se que o padrão de entrada deve contemplar, no mínimo: caixa de proteção (para instalação do disjuntor) e sua estrutura de fixação em poste metálico bi/tripartido ou fibra de vidro, quando necessário; condutores; eletroduto(s); sistema de aterramento, caso 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) O padrão de entrada deve conter espaço suficiente para instalação dos medidores eletrônico, podendo ser instalado em armário com proteção IP65;
- d) A conexão entre a rede de distribuição 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;
- e) 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.

10.2.3. Aterramento

O aterramento do sistema deverá ser projetado e instalado conforme NDU 034 e as considerações estabelecidas na NBR 5410 devem ser respeitadas.

10.2.4. Kit de instalação Interna

Em todas as UCs, deve-se contemplar o kit mínimo de instalação interna:

- 01 (um) ponto de luz por cômodo, até o limite de 03 (três) pontos;
- 02 (duas) tomadas;
- Lâmpadas de baixo consumo (preferencialmente com selo Procel) com luminância adequada para o ambiente;
- Quadro elétrico com as devidas proteções;
- Demais materiais necessários para a instalação.

Para o atendimento a estabelecimentos coletivos, a CONTRATADA deve fornecer e instalar a quantidade suficiente para atender a todos os cômodos do estabelecimento.

10.3. Levantamento da Carga

- a) Para cada UC, deve-se preencher o “Levantamento de Carga e de Fontes de Energia” no documento de levantamento em campo do Anexo II dessa Norma;
- b) Este levantamento 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

10.4. Características Nominais do MIGDI

Esse tópico apresenta as especificações técnicas mínimas dos módulos básicos - MB1080, MB1305, MB1530 e MB1800 que dão origem aos demais MIGDIs modulares.

10.4.1. Informações Gerais

Os sistemas deverão ser dimensionados e ter seus projetos estruturados de acordo com esse documento e considerando as boas práticas da engenharia, normas e resoluções.

Caso os projetos submetidos contenham especificações diferentes das apresentadas nessa norma técnica, torna-se necessária a apresentação da motivação da alteração no escopo da proposta. Isso também se aplica caso haja necessidade de incorporar algum componente auxiliar ao sistema que não esteja explícito nesse documento.

10.4.2. Padrão MIGDI

O MIGDI, devido à sua natureza, não é conectado ao Sistema Interligado Nacional e é composto pelos principais equipamentos e componentes:

- 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 da tensão 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 trifásica. Os inversores podem ser do tipo FV formador de rede e/ou de baterias formador de rede;

- e) Grupo Moto-Gerador: Sistema de geração de energia opcional, responsável pelo suprimento de energia do banco de baterias em momentos de baixa produção FV;
- f) Proteção, fixação e cabeamento do MIGDI: responsáveis pela interconexão, proteção e sustentação dos componentes principais do sistema.

O projeto do MIGDI é sensível as características da localidade em que ocorrerá a implantação, tais como irradiância, propriedades do solo, entre outras. Assim, nesse tópico, considera-se o quadro de valores de irradiação, devendo ser realizado os cálculos para adaptar a sugestão de sistema à realidade local do projeto. Ressalta-se que os projetos são divididos em 04 (quatro) padrões de MIGDI a depender da disponibilidade mensal garantida pelo sistema, o qual apresenta configuração CA mínima como visto na **Tabela 6** e configuração CC na **Tabela 7**.

Tabela 6 - Configuração mínima do MIGDI CA

Descrição	MIGDI1080	MIGDI1305	MIGDI1530	MIGDI1800
Potência mínima do gerador FV (W)	Valores da Tabela 9			
Capacidade útil mínima do banco de baterias (com perdas)	67,5 kWh 1.406 Ah	81,6 kWh 1.699 Ah	95,6 kWh 1.992 Ah	112,5 kWh 2.344 Ah
Potência nominal do inversor FV (W)	*	*	*	*
Potência nominal mínima do inversor formador de rede (W)	8.700 W ¹ (30 min)	10.500 W ¹ (30 min)	12.300 W ¹ (30 min)	14.400 W ¹ (30 min)

* De acordo com a especificação e configuração dos módulos FV a partir dos valores dimensionados na Tabela 9

¹ Baseado na disponibilidade de 8 W/(kWh/mês) e operação em condição de carga máxima por 30 minutos

Tabela 7 - Configuração mínima do MIGDI CC

Descrição	MIGDI1080	MIGDI1305	MIGDI1530	MIGDI1800
Potência mínima do gerador FV (W)	Valores da Tabela 9			
Tensão do Sistema CC	24 ou 48 Vcc			
Capacidade útil mínima do banco de baterias (com perdas)	67,5 kWh 1.406 Ah	81,6 kWh 1.699 Ah	95,6 kWh 1.992 Ah	112,5 kWh 2.344 Ah
Corrente máxima do controlador de cargas (I _c)	$I_c = 1,25 \times n^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} \times I_{sc}^1$			
Potência nominal mínima do inversor FV formador de rede (W)	8.700 W ¹ (30 min)	10.500 W ¹ (30 min)	12.300 W ¹ (30 min)	14.400 W ¹ (30 min)

¹ I_{sc}: Corrente de curto circuito do módulo

² Baseado na disponibilidade de 8 W/(kWh/mês) e operação em condição de carga máxima por 30 minutos

A autonomia requerida do MIGDI é de 36 (trinta e seis) horas, considerando a menor radiação solar diária da série histórica dos últimos três anos do local de instalação (REN 1000, Art. 522 Parágrafo único).

Os inversores formadores de rede são dimensionados com base na potência estabelecida de 8 W para cada kWh/mês de disponibilidade energética, ou seja, um índice de 8 W/(kWh/mês). Recomenda-se que os inversores formadores de rede sejam dimensionados de acordo com os valores de potência correspondentes a um regime de operação de 30 minutos, pois é esperado que o pico da curva de carga das UCs não supere este tempo (Eletrobras, 2017). Também deve ser considerado na operação o atendimento das cargas do próprio sistema de geração de energia MIGDI e os serviços da rede de distribuição. Esses valores devem ser calculados e atualizados quando houver atendimento de maior quantitativo de UCs.

Em relação à tensão de saída do inversor formador de rede, deve-se formar uma rede de 127-220 VCA de acordo com a região da instalação e frequência de 60 Hz. A **Tabela 8** apresenta o padrão de tensão por estado.

Tabela 8 - Padrão de tensão por estado

Estado	Tensão
Acre	127 V
Mato Grosso ²	127 V
Rondônia	127 V
Tocantins	220 V

²Com exceções em 220 V

Para o dimensionamento da potência nominal do SV, foram selecionados, com base nas regiões estudadas, os valores de irradiação de 3,5 kWh/m².dia, 4 kWh/m².dia, 4,5 kWh/m².dia e 5 kWh/m².dia. A **Tabela 9** expõe os valores mínimos da potência nominal do SFV de acordo com a irradiação local.

A configuração dos demais MIGDIs pode ser realizada com base no conceito de modularidade. Dessa forma, considera-se o sistema instalado de acordo com a especificação apresentada nas tabelas de padronização ou por meio de paralelismo de dois ou mais MIGDIs.

Ressalta-se que os equipamentos sejam compatíveis com o sistema de armazenamento e que os inversores CC/CA permitam paralelismo nas suas conexões.

Tabela 9 - Valores mínimos para o dimensionamento do sistema FV de acordo com a irradiação local

Descrição	MIGDI1080	MIGDI1305	MIGDI1530	MIGDI1800
Potência nominal do SFV para Irradiação a partir de 3,5 kWh/m ² .dia	21.429 Wp	25.893 Wp	30.357 Wp	35.714 Wp
Potência nominal do SFV para Irradiação a partir de 4 kWh/m ² .dia	18.750 Wp	22.656 Wp	26.563 Wp	31.250 Wp
Potência nominal do SFV para Irradiação a partir de 4,5 Wh/m ² .dia	16.667 Wp	20.139 Wp	23.611 Wp	27.778 Wp
Potência nominal do SFV para Irradiação a partir de 5 kWh/m ² .dia	15.000 Wp	18.125 Wp	21.250 Wp	25.000 Wp

10.4.3. Configurações dos Módulos Básicos

O MIGDI é composto por sistemas de geração de energia e armazenamento de energia por meio do uso de baterias, que agregam componentes eletrônicos de potência para sua adequada operação. Dessa forma, a configuração do MIGDI deve ser CA ou CC.

Em alguns casos, poderá ser incluído no sistema ou na rede de distribuição grupos motor-geradores a biodiesel. A inclusão dessa fonte de energia é dependente da apresentação de viabilidade técnica e financeira.

A aplicação de cada configuração depende do MIGDI que será instalado no local. Sugere-se que MIGDIs com potência de até 50 kW seja dada prioridade a configuração CC. MIGDIs com potência acima de 50 kW podem ser projetados na configuração CA.

Salienta-se que, qualquer uma das duas configurações pode ser utilizada com qualquer MIGDI, desde que seja apresentada sua viabilidade técnica e econômica de aplicação.

10.4.3.1. Configuração MIGDI CA

Nesta configuração, as unidades de geração de energia e baterias devem ter seus inversores CC/CA conectados no mesmo Barramento CA principal com saída para a rede de distribuição, **Figura 2**. O inversor CC/CA conectado as baterias apresenta a função de formador de rede, o qual deverá prover as condições ideais para o funcionamento da rede de distribuição e para o inversor FV.

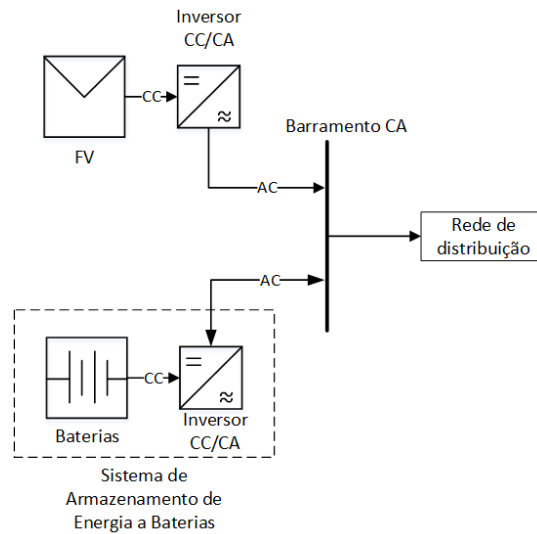


Figura 2 - Configuração MIGDI CA

10.4.3.2. Configuração MIGDI CC

Na configuração CC, **Figura 3**, as unidades de geração de energia e baterias estão ligados no mesmo conversor CC/CC, como um controlador de cargas. O inversor FV deve ter a função de formação de rede e estar conectado ao banco de baterias. Em alguns casos, o conversor CC/CC e o inversor CC/CA estão em um único equipamento, como os inversores interativos. Salienta-se que o uso deste último equipamento é factível, se o mesmo estiver de acordo com os padrões da portaria 004/2011 do INMETRO.

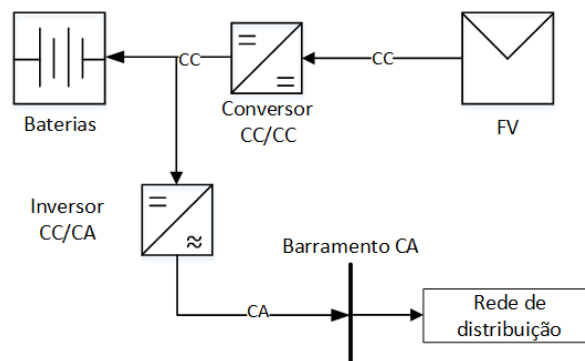


Figura 3 - Configuração MIGDI CC

10.4.4. Arquitetura dos Módulos Básicos

A arquitetura e modularização dos MBs deve ser realizada de acordo com a configuração CC ou CA e os tipos de conversores presentes no MIGDI, conforme será apresentada a seguir.

10.4.4.1. Modulos Básicos com Configuração CA

Na configuração CA, cada fonte de geração e sistema de armazenamento deve ter seu próprio equipamento CC/CA de interface com o barramento CA do MIGDI.

- A planta FV deve ter inversor CC/CA compatível para operação *off-grid* e conexão com o sistema de armazenamento de energia;
- Os armazenadores de energia por baterias devem ter conversor CC/CA compatível com operação *off-grid* e formação de rede. Salientando que este componente deve manter a rede de distribuição estável e com qualidade na presença de altas variações da geração renovável;
- Em caso de uso do GMG a biodiesel, este pode ser acoplado para suporte à rede ou carregamento das baterias. Deve ser apresentado à ENERGISA o estudo de viabilidade técnica e econômica de sua utilização no MIGDI.

10.4.4.2. Modulós Básicos com Configuração CC

Nesta configuração, os MBs podem ser formados por inversores FVs *off-grid* ou interativos, que são aqueles que em sua estrutura física agrega o controlador de cargas e o inversor CC/CA.

- A interface entre o sistema FV e as baterias pode ser realizada através de controladores de cargas;
- Os inversores FVs devem suportar paralelismo para formação de rede trifásica;
- Salienta-se que, os inversores interativos devem apresentar certificação do INMETRO conforme Portaria N° 004 de 04/01/2014 ou outra organização credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - CONMETRO. Esse equipamento também deve apresentar compatibilidade com uso de baterias de íons de lítio;
- Alguns desses equipamentos apresentam a conexão opcional de GMG a biodiesel para o carregamento do banco de baterias;

- Em relação ao uso do GMG, é opcional haver acoplamento direto no inversor interativo. Caso não exista, o GMG deve adotar no projeto executivo acoplamento que permita o carregamento do banco de baterias.

10.5. Padrões Construtivos

- a) O padrão construtivo do sistema deve adequar-se às condições do solo do local de instalação e de seu entorno;
- b) A área deve ser provida de infraestrutura adequada com sistema de drenagem, de acordo com o Tópico 10.10;
- c) Os módulos FVs 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;
- d) A estrutura de sustentação escolhida deve ser especificada conforme o tipo de fixação e quantidade de painéis;
- e) O perfil e trilhos da estrutura de fixação dos módulos deve ser alumínio, aço inoxidável e/ou aço galvanizado;
- f) As estruturas de fixação devem ser do tipo mesa solar monoposte ou mesa solar bi-poste, e todos os seus componentes devem ser resistentes à corrosão;
- g) O tamanho da estrutura de suporte e fixação e o número de módulos suportados devem ser dimensionados com base nos cálculos de esforço mecânico considerando as forças estáticas presentes no sistema, devendo ser realizado ensaios de arrancamento (Pull out test) e apresentado seu relatório;
- h) O estudo para a escolha da fundação da estrutura de suporte deve considerar

minimamente os fatores de tipo de solo, propriedade do solo, topografia, grau de exposição às condições climáticas extremas e carga a ser suportada. A escolha do tipo de fundação e suas condições deve ser em função dos ensaios de arrancamento (Pull out test), no qual:

- i. A estrutura de suporte deve ser engastada em fundação de concreto quando as características local apresentar solo frágil e/ou pouca disponibilidade de cravação;
 - ii. A estrutura de suporte deve ser engastada em fundação de estaca diretamente no solo quando o local apresentar possibilidade de maior profundidade de escavação (~2 metros) e com solo livre de obstáculos;
 - iii. Quando os casos anteriores não puderem ser atendidos, a estrutura de suporte pode ser chumbada sobre sapata de concreto ou a mais adequada para o solo;
- i) Os parafusos de fixação da mão francesa à moldura dos módulos e à estrutura de sustentação devem ser de aço carbono;
 - j) Deve-se realizar estudos para a seleção do suporte de sustentação mais adequado para a realidade do solo da região com base nos ensaios de arrancamento (Pull out test);
 - k) Exemplos de montagens em estruturas podem ser verificados na **Figura 4**, **Figura 5**, **Figura 6** e **Figura 7**, respectivamente.

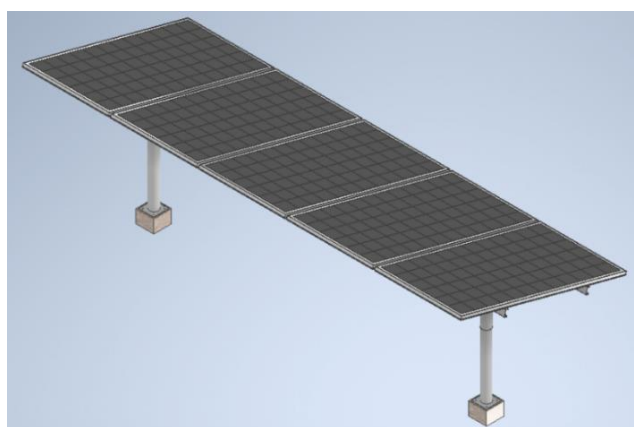


Figura 4 - Exemplo de montagem no solo - 1 pé

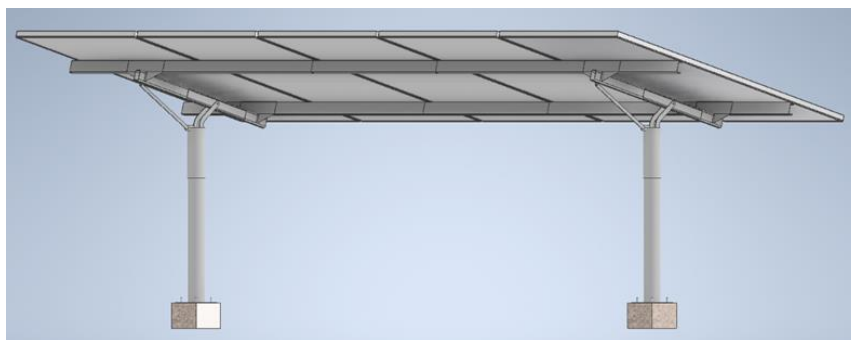


Figura 5 - Exemplo de padrão de montagem de módulos fotovoltaicos - 4 pés

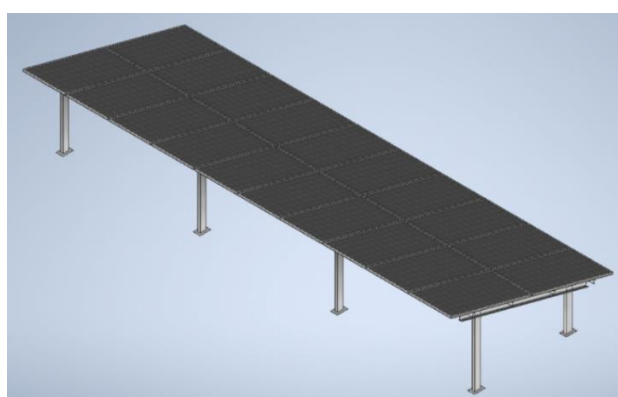


Figura 6 - Exemplo de padrão de montagem de módulos fotovoltaicos - 6 pés

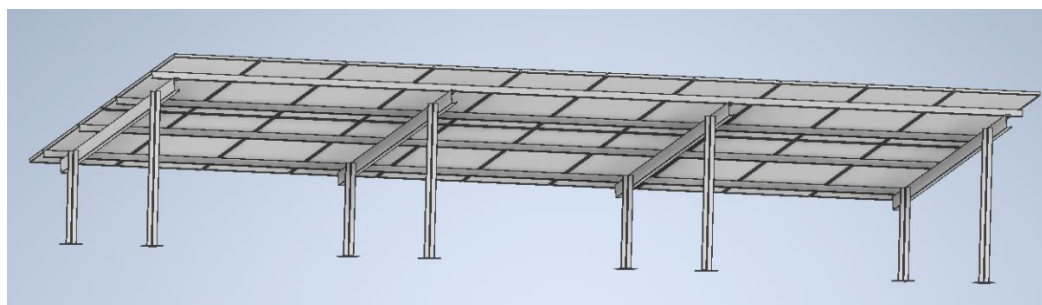


Figura 7 - Exemplo de montagem utilizando poste

10.6. Critérios de projeto (características nominais dos equipamentos)

Os sistemas devem atender ao valor do consumo de referência diário conforme a REN 1000, não podendo ser inferior à carga diária da UC e devem ser projetados em conformidade com a NBR 5410 e as considerações abaixo.

10.6.1. Proteção, cabos e conectores

- a) Deve-se considerar para esta norma as seguintes definições (NBR 16690):

- Corrente de curto-circuito do arranjo FV ($I_{SC\ ARRANJO}$)

$$I_{SC\ ARRANJO} = I_{SC\ MOD} \times S_A$$

Onde S_A é o número total de séries FV conectadas em paralelo ao arranjo FV e $I_{SC\ MOD}$ é a corrente de curto-circuito de um módulo FV ou de uma série FV nas *STC*, desde que sejam ligados módulos do mesmo modelo.

- Corrente de curto-circuito do subarranjo FV ($I_{SC\ S-ARRANJO}$)

$$I_{SC\ S-ARRANJO} = I_{SC\ MOD} \times S_{SA}$$

Em que S_{SA} é o número total de séries FVs conectadas em paralelo ao subarranjo FV.

- Tensão de circuito aberto de um arranjo FV ($V_{OC\ ARRANJO}$)

$$V_{OC\ ARRANJO} = V_{OC\ MOD} \times M$$

Em que M é o número de módulos FVs conectadas em série e $V_{OC\ MOD}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo FV ou de uma série FV nas *STC*.

- b) A proteção contra sobrecorrente para os módulos FVs deve ser por dispositivos que atuem em até 2h quando a sobrecorrente de 135% da corrente nominal do dispositivo for aplicada (NBR 16690);
- c) A proteção contra sobrecorrente em séries FVs deve ser usada se (NBR 16690):

$$(S_A - 1) \times I_{SC\ MOD} > I_{MOD\ MÁX. ICPR}$$

Em que $I_{MOD\ MÁX. OCPR}$ é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo FV determinado pela IEC 61730-2.

Para a proteção contra sobrecorrente do lado em corrente CC somente podem ser utilizados dispositivos fusíveis do tipo gPV, conforme IEC 60269-6, ou disjuntores, conforme ABNT NBR IEC 60947-2 ou IEC 60898-2;

- d) A proteção contra sobrecorrente na série FV, deve-se considerar (NBR 16690):

- Cada série FV deve estar protegida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal (I_n) atenda simultaneamente às seguintes condições:

$$1,5 \times I_{SC\ MOD} < I_n < 2,4 \times I_{SC\ MOD}$$

$$I_n \leq I_{MOD\ MÁX.OCPR}$$

ou

- Séries FVs podem ser agrupadas em paralelo sob a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente desde que atenda simultaneamente às duas condições abaixo:

$$I_n > 1,5 \times S_G \times I_{SC\ MOD}$$

$$I_n < I_{MOD\ MÁX.ICPR} - [(S_G - 1) \times I_{SC\ MOD}]$$

Em que S_G é o número de séries FVs em um grupo sobre a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente;

NOTA:

1. Em algumas tecnologias de módulos FV, o $I_{SC\ MOD}$ é superior ao seu valor nominal durante as primeiras semanas ou meses de operação. O dimensionamento da proteção contra sobrecorrente dos módulos FVs e dos cabos devem considerar esse aumento (NBR 16690).
- e) O dispositivo de proteção contra sobrecorrente de séries FVs deve ser instalado onde os condutores das séries FVs se conectam para formar subarranjos ou arranjos FVs nas caixas de junção (NBR 16690);
- f) A corrente nominal (I_n) de dispositivos de proteção contra sobrecorrente nos subarranjos deve atender à condição abaixo (NBR 16690):

$$1,25 \times I_{SC\ S-ARRANJO} < I_n < 2,4 \times I_{SC\ S-ARRANJO}$$

NOTA:

1. O fator 1,25 é utilizado no lugar do 1,5 de séries FVs para permitir flexibilidade no projeto. Em locais com frequência de elevada irradiância, deve-se tomar cuidado para evitar a atuação indevida do sistema de proteção (NBR 16690).

g) O dispositivo de proteção contra sobrecorrente de subarranjos FVs deve ser instalado onde os condutores dos subarranjos FVs se conectam para formar o cabo do arranjo FV, nas caixas de junção (NBR 16690);

h) A corrente nominal (I_n) de dispositivos de proteção contra sobrecorrente nos arranjos deve atender à condição abaixo (NBR 16690):

$$1,25 \times I_{SC \text{ ARRANJO}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ ARRANJO}}$$

i) O dispositivo de proteção contra sobrecorrente de arranjos FVs deve ser instalado onde o cabo do arranjo FV se conecta ao circuito de aplicação ou na própria UCP - controlador de carga e inversor (NBR 16690);

j) A proteção contra sobrecorrente de arranjos FVs em sistemas que contenham baterias deve ter capacidade de interrupção de corrente maior ou igual à corrente de curto-circuito da bateria (NBR 16690).


k) Os demais requisitos de proteção contra sobrecorrente especificados na ABNT NBR 5410:2004, Tópico 5.3, devem ser atendidos (NBR 16690).

l) Os fusíveis, se utilizados para os arranjos FVs, devem (NBR 16690):

- Ser apropriados para uso em corrente contínua;
- Ter tensão nominal igual ou superior ao valor máximo do arranjo FV;
- Ser capaz de interromper corrente de falta do arranjo FV e das baterias;
- Oferecer proteção contra sobrecorrente e curto-circuito adequada para sistemas FVs, conforme exposto na IEC 60269-6;

m) Os porta fusíveis, se utilizados para os arranjos FVs, devem (NBR 16690):

- Ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo FV;

- 
- Ter corrente nominal igual ou superior à do fusível correspondente;
 - Fornecer grau de proteção adequado para o local de instalação e não menor do que IP 2X, mesmo quando o fusível for removido;
- n) Os disjuntores utilizados para proteção de sobrecorrente em arranjos FVs devem estar de acordo com os seguintes requisitos (NBR 16690):
- Atender à IEC 60898-2 ou à ABNT IEC 60947-2;
 - Não pode ser sensível à polaridade;
 - Ser dimensionado para seccionar plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo FV e das baterias;
- o) Os condutores em corrente contínua devem ser instalados de modo que os cabos positivos e negativos da mesma série FV e o cabo principal do arranjo FV estejam agrupados, evitando a formação de laços no sistema (NBR 16690);
- p) Os condutores do arranjo FV devem ser dispostos de tal maneira que a área de laços de condutores seja mínima, de modo a reduzir a magnitude de sobretensões induzidas por descargas atmosféricas (NBR 16690);
- q) Para a proteção do lado CC, o DPS deve estar em conformidade com a IEC e ser explicitamente classificado para o uso no lado de corrente contínua de um SFV (NBR 16690);
- r) Para a proteção proveniente de surtos ao terra, deve-se considerar DPS tanto do lado CC quanto do lado CA do MIGDI;
- s) A instalação de dispositivos de proteção contra surtos deve ser avaliada de acordo com a NBR 5419;
- t) O dispositivo de proteção contra surtos deve possuir autoproteção ao final de sua vida útil que garanta a desconexão em áreas onde descargas atmosféricas forem comuns (NBR 16690);

u) As seções nominais dos condutores das séries, subarranjos e arranjos FVs devem ser determinadas de acordo com (NBR 16690):

- Os níveis da proteção contra sobrecorrente, quando em uso;
- A mínima capacidade de corrente dos circuitos;
- A queda de tensão;
- A potencial corrente de falta;

v) Conectores de encaixe, em arranjo FV, devem atender aos seguintes requisitos (NBR 16690):

- Estarem em conformidade com a IEC 62852 ou a EN 50521;
- Exigirem força intencional para serem separados;
- Se acessíveis à pessoas não qualificadas, devem ser do tipo com bloqueio, onde duas ações independentes sejam necessárias para desconectar;
- Serem polarizados, no caso de conexões multipolares;

w) Conectores, em um arranjo FV, devem cumprir os seguintes requisitos mínimos (NBR 16690):

- Ser apropriados para uso em corrente contínua;
- Ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo FV;
- Oferecer proteção contra o contato com partes vivas em estado conectado e desconectado (por exemplo, encapsulados);
- Ter uma corrente nominal igual ou superior à capacidade de condução de corrente para o circuito no qual estão instalados;
- Ser capazes de abrigar o condutor (com seus respectivos isolamento e revestimento) utilizado no circuito no qual estão instalados;

- Ser dimensionados para a temperatura do local de instalação;
 - Em caso de exposição ao meio ambiente, ser dimensionados para uso ao ar livre, ser resistentes à radiação UV e ter índice de proteção (IP) adequado para o local de instalação;
 - Ser instalados de maneira que minimize os esforços mecânicos sobre os conectores;
 - Plugues e tomadas, normalmente utilizados para a conexão de equipamentos domésticos de baixa tensão em corrente alternada, não podem ser utilizados em arranjos FVs;
- x) Todos os dispositivos de manobra devem atender aos seguintes requisitos
- Não possuir qualquer parte de metal exposta, tanto em estado ligado como desligado (NBR 16690);
 - Apresentar corrente nominal igual ou superior à do respectivo dispositivo de proteção contra sobrecorrente, ou, na ausência de tal dispositivo, possuir corrente nominal igual ou superior à capacidade de corrente mínima requerida do circuito ao qual sejam conectados (NBR 16690);
- y) Quando não abrigados, os cabos de corrente contínua devem seguir as diretrizes da NBR 16612.

10.6.2. Inversores

- a) A potência do inversor depende do tipo de MIGDI projetado, conforme exposto na **Tabela 4** e da configuração utilizada na **Tabela 6** ou **Tabela 7**;
- b) Os demais requisitos do inversor se encontram no Tópico 11.4 desta norma.

10.6.3. Controlador de carga

- a) Para o dimensionamento da corrente máxima do controlador de carga (I_c), deve-se considerar o número de módulos FVs em paralelo, a corrente de curto

circuito do módulo FV e o fator de segurança, conforme a equação a seguir:

$$I_c = \text{Fator de segurança} \times n^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} \times I_{sc}$$

Em que:

- I_{sc} : Corrente de curto circuito de acordo com o módulo do projeto;
 - N° de módulos em paralelo: de acordo com o MIGDI e módulo utilizado;
 - Fator de segurança: Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas FVs, o valor mínimo do fator é 25%, logo, utiliza-se 1,25 na equação;
- b) Os demais requisitos do controlador de carga se encontram no Tópico 11.3 dessa norma.

10.6.4. Banco de Baterias

- a) A capacidade útil do banco de baterias é definida com base nas equações abaixo:

$$\text{Energia útil (Wh)} = \text{Dias} \times (1 + \text{Perdas}) \times \text{Consumo (Wh/dia)}$$

$$\text{Capacidade útil (Ah)} = \frac{\text{Energia útil (Wh)}}{\text{Tensão (V)}}$$

$$\text{Capacidade nominal (Ah)} = \frac{\text{Capacidade útil (Ah)}}{\text{DoD}}$$

Em que:

- Horas: 36 horas para fonte solar e de 48 horas para as demais fontes;
- Perdas: valor de projeto;
- Consumo: dependente do sistema, valor utilizado com base na [Tabela 3](#);
- Tensão: 48 V;
- DoD: valor mínimo de 80% em C10;

- b) Os demais requisitos para o banco de baterias se encontram no Tópico 11.2 desta norma.

10.6.5. Sistema FV

- a) O dimensionamento do sistema FV leva em consideração a quantidade de Horas de Sol Pleno (HSP), o consumo diário e a performance do sistema (PR - *Performance Ratio*), conforme apresenta a equação abaixo (ELETROBRAS, 2017):

$$\text{Potência FV (Wp)} = \frac{\text{Consumo (Wh/dia)}}{\text{HSP(h)} \times \text{PR}}$$

Em que:


- Consumo: dependente do MIGDI adotado;
 - HSP: dependente da irradiação solar global do plano inclinado do mês mais crítico na região;
 - PR: depende do sistema projetado;
- b) Considerando os valores de consumo descritos na **Tabela 3** e o PR do projeto de acordo com os equipamentos utilizados e a localização da instalação, a **Tabela 9** apresenta a potência do SFV de acordo com a irradiação;
- c) Para o cálculo do número de módulos, deve dividir a potência total do sistema pelo valor da potência do módulo (fórmula abaixo) e, respeitando os limites do sistema, realizar o arranjo dos módulos em série e/ou paralelo;

$$n^{\circ} \text{ de módulos: } \frac{\text{Potência FV (Wp)}}{\text{Potência do módulo (Wp)}}$$

- d) Os demais requisitos para o SFV se encontram no Tópico 11.1 dessa norma.

10.6.6. Aterramento

- a) O aterramento do SFV deve seguir o que está disposto na NBR 16690. Todos os




componentes do sistema, bem como suas estruturas devem estar aterrados adequadamente;

- b) Em caso de uso de eletrocentro ou contêiner, os mesmos devem conter aterramento de acordo com a NBR 5410;
- c) Em caso de uso de racks metálicos para acomodação das baterias, estes também devem conter aterramento similar ao caso anterior;
- d) Indica-se a utilização de malha de aterramento com ligação equipotencial.

10.7. Obras de infraestrutura

- a) Os equipamentos (conversores, baterias, controlador de carga, quadros e outros) do MIGDI poderão ser alocados em estrutura de alvenaria, contêiner ou eletrocentro;
- b) A estrutura de alocação deve conter iluminação interna com até no máximo 7 pontos de iluminação, cada uma com potência máxima de 15W, um ponto de tomada de uso geral com potência máxima de 300 W. O tempo de utilização diária da iluminação interna e ponto de tomada é no máximo de 2 horas. Em cenários distintos desse, um estudo de viabilidade técnica deverá ser encaminhado à ENERGISA;
- c) A estrutura de alocação deve apresentar sistema de segurança contra incêndio de acordo com o Tópico 10.9;
- d) Será necessário a presença de sistema de ventilação, como exaustores ou ar-condicionado de acordo com o Tópico 10.8. O sistema de ventilação deve conter selo Procel com classe de eficiência energética A;
- e) Deverá ser previsto barreira física com cercas em tela, que limitem o acesso à usina do MIGDI. As partes metálicas deverão estar aterradas para prevenção contra choques elétricos;
- f) Deve ser previsto portão com cadeado e lacre para manutenção da segurança do local;

- 
- g) A iluminação do local onde será instalada a usina do MIGDI deve conter até quatro postes (recomenda-se estarem bem espaçados e 1 ponto de iluminação por poste) com refletores LED com potência máxima de 70 W e relés fotoelétricos com função de temporização. O consumo desse sistema deve fazer parte das cargas supridas pelo MIGDI. Em alguns casos, pode ser apresentado estudos de viabilidade à ENERGISA para suprimento desses sistemas com a utilização de SIGFI.

10.8.Ventilação e Ar Condicionado

A estrutura de alocação dos componentes de potência e armazenadores de energia deve apresentar ventilação ou sistema de ar condicionado, a depender da tecnologia de baterias presentes. Assim, seguem as seguintes orientações:

- a) Na utilização de baterias de chumbo-ácido deve ser inserido um sistema de ventilação com exaustores eólicos, sem necessidade de alimentação por energia elétrica;
- b) Em casos de instalação de baterias de íons de lítio, o sistema de ar condicionado deve ser utilizado durante o tempo necessário para preservar a segurança do sistema de armazenamento e manter sua vida útil. O atendimento energético do sistema de refrigeração deve ser contabilizado no consumo total que o MIGDI deve cobrir.

10.9.Proteção contra incêndio

A estrutura de alocação das baterias deve ser equipada com sistema de proteção contra incêndio adequado para cada tecnologia de armazenamento. O estudo da proteção mínima necessária deve ser apresentada à ENERGISA.

10.10. Sistema de drenagem

O projeto de drenagem deve ser desenvolvido tendo em vista o arranjo do sistema de geração e seus demais componentes, em sua fase de implantação, bem como a disposição da mesma no terreno contemplando também as possíveis expansões e


instalações futuras (NTU-005.2, 2017).

- Deve ser projetado e executado elementos que impeçam danos aos proprietários à jusante, tais como: erosão de valas, assoreamento de açudes/canais e etc (NTU-005.2, 2017);
- O projeto compreende ainda, a quantificação das linhas de dreno e seu dimensionamento, além de dar solução ao lançamento final de águas captadas, encaminhando-as para um, ou mais pontos de saída. A partir destes pontos as águas deverão ser conduzidas até canais mais próximos existentes ou, na ausência destes, para uma bacia de amortecimento a ser dimensionada e executada nos limites da área remanescente (NTU-005.2, 2017);
- O revestimento das valas a céu aberto será feito então com pedra de mão argamassada, leivas, pedra arrumada, ou meia cana de concreto. Para o dimensionamento das valas e canais deverá ser usada a fórmula de Manning (NTU-005.2, 2017);
- Demais especificações e tipos de sistemas de drenagem devem ser implantados de acordo com o levantamento do tipo de solo.

11. ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS

11.1. Módulos FV

- a) A tecnologia das células dos módulos FVs podem ser monocristalina ou policristalina;
- b) Para o sistema MIGDI deve-se utilizar módulos de potência mínima de 300 Wp;
- c) As tecnologias de módulos FV estão restringidas aos modelos Half Cell (obrigatoriamente) e Bifacial (opcional);
- d) Todas as características elétricas dos módulos devem ser consideradas seguindo as condições padrões de teste (*STC- Standard Test Conditions*);

- 
- e) Os conectores para interconectar os módulos devem ser do tipo MC4 ou equivalente (ELETROBRAS, 2015);
- f) Os módulos devem ser do tipo A no que diz respeito à eficiência (Anexo-Modelo ENCE para módulos FV- em construção);
- g) Os módulos de 300 Wp ou superiores em STC, sugere-se:
- Eficiência maior ou igual 17,5 %;
 - Tensão máxima suportável dos Sistemas de Módulo FV maior ou igual a 1.000 V (ELETROBRÁS, 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;
 - Tolerância de potência de ± 12 W;
 - Corrente de curto-circuito entre 9 A a 10 A;
 - Corrente em máxima potência entre 8,5 A e 9,5 A;
 - Tensão em circuito aberto entre 40 V e 49 V;
 - Tensão em máxima potência entre 35 V e 42,5 V.

11.2. Banco de Baterias


11.2.1. Chumbo ácido

- a) A bateria de chumbo ácido (PbA) pode ser do tipo estacionária, podendo ser classificadas quanto à forma de confinamento do eletrólito: ventiladas (OPzS) ou seladas (OPzV); e, quanto ao tipo construtivo das placas positivas: planas ou tubulares;
- b) Recomenda-se, também, a utilização da tecnologia de bateria chumbo

- carbono (PbC);
- c) Se a bateria de chumbo ácido for do tipo ventilada (OPzS) recomenda-se a reposição periódica de água destilada ao eletrólito de 6 a 12 meses;
 - d) Tensão nominal das strings do banco de baterias de 24V ou 48 V, para sistemas em configuração CA apresentam tensões diferentes e devem ser avaliadas;
 - e) Grau de proteção mínima conforme EN 60529: IP20 (abrigado) e IP65 (ao tempo);
 - f) Eficiência maior do que 90% (LACTEC, 2019);
 - g) Sistema de gerenciamento (BMS - *Battery Management System*) com as seguintes funções de proteção:
 - Tensão;
 - Corrente;
 - Temperatura;
 - Curto circuito.
 - h) Regime de recarga de 6 h;
 - i) O DoD em C10 deve ser no máximo de 60 % para OPzS, 40% para OPzV e 80% para PbC e Chumbo-ácido estacionária solar.


11.2.2. Íons de Lítio

- a) A tecnologia das células pode 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 das strings do banco de baterias de 24V ou 48 V, para sistemas em configuração CA apresentam tensões diferentes e devem ser avaliadas;

- 
- 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 de 6h;
 - h) O DoD em C10 deve ser igual ou maior a 80%;
 - i) A bateria de íons de lítio deve possuir sistema de ventilação e refrigeração adequado para controle de temperatura da tecnologia.

11.3. Controlador de Carga

- a) Algoritmo de carga do tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*);
- b) Tensão nominal do sistema deve ser de 48 V;
- c) Compatível com o tipo de tecnologia de bateria utilizado;
- 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% (LACTEC, 2019);

- 
- h) Eficiência maior ou igual a 95% (ELETROBRAS, 2017);
- i) 04 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, se possível:
- 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 SFV, 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 poderá ser manual *in loco*, com conexão entre o controlador e o computador através de cabo USB ou RS485. Deverá também oferecer disponibilidade de monitoramento remoto a partir de conexão de comunicação instalada no projeto, de acordo com a rede disponível na região;

11.4. Inversor FV

- a) Tipo CC - CA compatível com operação off-grid e 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 de entrada de 48 V ou a tensão adotada no sistema;
- 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) Injeção de corrente contínua deve ser inferior a 1% da sua corrente nominal de saída em qualquer condição operacional;
- j) Grau de proteção mínima com base na EN 60529: IP20 (se abrigado) e IP65 (se desabrigado) (ELETROBRAS, 2017);
- k) Injeção de corrente contínua inferior a 1% da sua corrente nominal de saída em qualquer condição operacional (ELETROBRAS, 2015);

- l) Disponibilidade de ponto de aterramento no equipamento;
- m) Proteção na saída CA contra curto-circuito, sobrecarga e extrapolação dos limites tensão;
- n) Proteção CC contra inversão de polaridade na entrada do inversor e sobretensão;
- o) Deve fornecer toda a demanda de energia reativa da rede isolada;
- p) 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.

11.5. Inversor formador de rede

- a) O inversor CC/CA deve ser compatível com operação *off-grid* e possibilitar formação de rede, mantendo a rede de distribuição estável e com qualidade na presença de altas variações da geração renovável;
- b) O inversor formador de rede deve ser compatível com o tipo de tecnologia de bateria prevista nesta norma Tópico 11.2;
- c) Distorção harmônica de corrente inferiores a 5% em qualquer potência nominal de operação (ELETROBRAS, 2017);
- d) Eficiência maior ou igual 95% (PINHO, 2014);
- e) Grau de proteção mínima com base na EN 60529: IP20 (se abrigado) e IP65 (se desabrigado) (ELETROBRAS, 2017);
- f) Frequência de operação de 60 Hz;
- g) Tensão de entrada de 48 V;
- h) Em operação nominal fator de potência maior que 0,9;
- i) Disponibilidade de ponto de aterramento no equipamento;

- j) Proteção na saída CA contra curto-circuito, sobrecarga e extrapolação dos limites tensão;
- k) Proteção CC contra inversão de polaridade na entrada do inversor e sobretensão;
- l) Deve fornecer toda a demanda de energia reativa da rede isolada.

11.6. Condutores

Os condutores utilizados dentro do arranjo FV devem (NBR-16690):

- Ser adequados para aplicações em corrente contínua, com tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo FV determinada em 6.1.3 da NBR-16690;
- Ser resistentes à água e dimensionados para a temperatura de operação de acordo com a aplicação. Se expostos ao tempo, devem ser resistentes à radiação UV. Se não forem resistentes à radiação UV, devem estar abrigados por proteção apropriada, ou instalados em eletrodutos anti UV;
- Ser resistentes à água;
- Se expostos a ambientes salinos, ser condutores tipo cabo de cobre estanhado, a fim de reduzir a degradação do condutor ao longo do tempo;
- Em todos os sistemas que operam com tensões acima de DVC-A, os condutores devem ser escolhidos de modo a minimizar o risco de faltas a terra e curtos-circuitos. Isto pode ser obtido utilizando condutores com isolação dupla ou reforçada, em especial para os cabos que são expostos ao tempo ou dispostos em eletrodutos ou eletrocalhas metálicas;
- Condutores devem ser do tipo retardador de chama, como definido na ABNT NBR NM IEC 60332-1.

O cabeamento do arranjo FV deve ser conforme norma NBR 16690, Tópico 6.2.6.

11.7. Características elétricas de proteção


O MIGDI, além de ser composto por vários componentes de geração, conversão e armazenamento, precisa utilizar equipamentos de proteção a fim de assegurar a integridade do próprio sistema como das pessoas que irão manusear e utilizar diariamente. A proteção é realizada tanto ao lado CC, quanto no CA por meio de fusíveis, dispositivos de proteção contra surto (DPS), disjuntores e chaves. Todos os componentes devem ser especificados adequadamente de acordo com sua operação CC e CA. Componentes CA **NÃO** devem ser instalados no circuito CC. Devem ser instalados no lado CC a CA, as seguintes proteções:

- DPS que irá atuar desviando as correntes provenientes de surtos para o terra;
- Disjuntores para proteção de equipamentos e cabos, em caso de um curto-circuito. Esse dispositivo deve interromper correntes elevadas;
- Porta fusíveis para fusíveis fca e NH para proteção de cabos, equipamentos e outros componentes contra altas correntes causadas por falhas no aterramento ou curto-circuito;
- Fusíveis gPV cilíndricos para proteção contra sobrecorrentes, uso específico em SFVs no lado CC, pois sua curva de atuação pode suportar sobrecorrente de até 135% em relação a corrente nominal e correntes reversas geradas com a presença de mais de 2 strings em paralelo IEC 60269-6.

Todos esses componentes citados, devem ser instalados dentro de caixas de proteção com fixação por parafusos ou trilhos DIN. Essas, por conseguinte, devem apresentar classe de proteção IP65, IP66 ou IP67.

O dimensionamento dessas proteções deve ser apresentado pela CONTRATADA junto à documentação do projeto, visto que esses componentes irão sofrer muitas variações a cada tipo de tecnologia, potência e corrente características dos módulos FVs, inversores, baterias e controladores de cargas adotados no projeto.

Outra forma de proteger os sistemas FVs é com o uso de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). O SPDA deve ser realizado conforme norma



5419:2015 rev. 2018 partes I, II III e IV, de mesmo modo, o projeto de aterramento deve seguir a norma ABNT NBR 5410:2004, recomendações e filosofias definidas pelos fabricantes dos equipamentos, além de eventuais normas complementares internacionais necessárias para correto dimensionamento e implementação dos sistemas. Outras normas a serem atendidas são: IEC 61643-1 para a definição das características dos equipamentos de DPS; IEC/TS 62548 utilizados para orientações gerais para projetos FVs (parte CC) incluído DPS; CLC/TS 50539-12 - auxiliando para a escolha e localização dos DPSs; IEC 62305-3.

11.8. Infraestrutura de Alocação de Equipamentos

- a) Os equipamentos de potência deverão estar abrigados em eletrocentro, casa de alvenaria e contêiner;
- b) O banco de baterias poderá estar no mesmo abrigo dos equipamentos de potência;
- c) A ventilação deve ser adequada de acordo com a tecnologia de bateria empregada;
- d) Em relação a ventilação, deverá ser natural ou artificial e suficiente para limitar o teor de gases produzidos durante a carga das baterias, evitando o risco de explosão (PINHO, 2014);
- e) O controle de temperatura desse abrigo é previsto ao utilizar tecnologias de baterias de íons de lítio;
- f) Esse abrigo deve permitir acesso fácil e seguro ao pessoal autorizado para trocas e manutenção, bem como ser trancado por cadeado de senha.

12. LEVANTAMENTO BÁSICO

Deve ser realizado para caracterização e construção do projeto para a área a ser atendida, englobando, minimamente, os seguintes pontos:

- Levantamento dos dados socioeconômicos da população local;

- Levantamento de carga das UCs;
- Local disponível para implantação do MIGDI;
- Disponibilidade de área para expansão futura;
- Regularização da área cedida para a implantação do sistema de geração MIGDI;
- Análise de solo;
- Estudo de potencial solar local;
- Logística de acesso e transporte;
- Mapeamento de coordenadas da rede de distribuição;
- Disponibilidade de comunicação.

Os demais pontos estão no ANEXO II - LEVANTAMENTO EM CAMPO, que irá subsidiar a coleta de informações para o projeto.

13. 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).

13.1. Memorial Técnico Descritivo

O memorial descritivo deve ser elaborado contendo:

- a) As características sociais e econômicas dos moradores da comunidade;
- b) Os dados do projeto, apresentando, no mínimo:

- Endereço (Cidade/Vila, Estado);
- Latitude e longitude;
- Temperatura máxima e mínima;
- Irradiação global;
- Quantidade de UCs contempladas.


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

- Invólucro (casa para os componentes), podendo ser um contêiner, estrutura de alvenaria ou eletrocentro;
 - Dimensões e configurações internas;
 - Material.


NOTA:

1. Se for utilizado contêiner importado, deve-se respeitar o padrão de transporte internacional;

- Para o gerador FV:
 - 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;
 - Controlador de carga:
 - Tipo (com MPPT, ou compatível com o inversor da bateria);
 - Temperatura máxima de operação;
 - Tipo de proteção IP mínima (EN 60529): IP20, se abrigado e IP65, se desabrigado (ELETROBRAS, 2017);
 - Eficiência de conversão máxima MPPT;
 - A tensão de corte ou SOC de corte de carga;

- 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 MIGDI;


- 
- e) As curvas de carga característica das UCs;
 - f) Caso existente, a fonte geradora atual e a que será instalada;
 - g) Pontos de conexão;
 - h) Operação e manutenção do sistema;
 - i) Desenhos de Projeto:
 - Arranjo Geral;
 - Diagrama unifilar do MIGDI (sistema de geração e rede de distribuição).
 - 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.

13.2.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).

13.3.Diagrama Funcional ou Multifilar

- a) Diagrama detalhado e atualizado de todos os circuitos do sistema de geração MIGDI;


- 
- b) Diagrama da rede de distribuição do MIGDI;
 - c) Diagramas da rede de comunicação;
 - d) Desenhos atualizados de todos os componentes do sistema;
 - e) Desenho de toda a parte civil e mecânica do MIGDI e da estrutura de alocação dos equipamentos de potência e armazenamento de energia.

13.4. 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 adeque ao solo da região, bem como às solicitações do Tópico 10.5;
- b) Similar à estrutura de sustentação, deve-se escolher a melhor forma de instalação do padrão de entrada, levando em consideração o solo, as estruturas das residências e as solicitações do Tópico 10.2.1;
- c) Projeto civil e eletromecânico do arranjo, dos componentes individuais, da estrutura de sustentação e do padrão de entrada com seus respectivos desenhos.

13.5. Outras Documentações

- a) Documentação das garantias dos módulos FVs 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 do MIGDI (PINHO, 2014);
- c) Catálogos, manuais de dados técnicos, instalação e manutenção dos componentes de medição, controle e corte de energia da rede de distribuição;
- d) Catálogos, manuais de dados técnicos, instalação e manutenção dos componentes da rede de comunicação;
- e) Documentação da rede de comunicação;

- 
- f) Manuais de *softwares*;
- g) Lista completa com todos os materiais e equipamentos, contendo, no mínimo, o fabricante, modelo e norma de certificação;
- h) Plano da Operação Logística e Transporte;
- i) Licença Ambiental;
- j) Cronograma detalhado com o desmembramento das atividades (PINHO, 2014);
- k) Memória de Cálculo:
- Estruturas de sustentação dos módulos FVs e de construções civis (PINHO, 2014);
 - Ensaio de Arrancamento (Pull Out Test);
 - Sistema de geração (PINHO, 2014);
 - Padrão de entrada;
 - Dimensionamento dos cabos;
 - Dimensionamento das proteções (PINHO, 2014);
 - Aterramento (PINHO, 2014).
- l) Diagramas elétricos;
- m) *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.

14. INSTALAÇÃO

- a) A instalação dos MIGDIs deve seguir os esquemas de ligações expostos na **Figura 7** e **Figura 8**, quando se tratar de configuração CC, de acordo com o dimensionamento do sistema e respeitando as considerações expostas nos itens do Tópico 10.6.

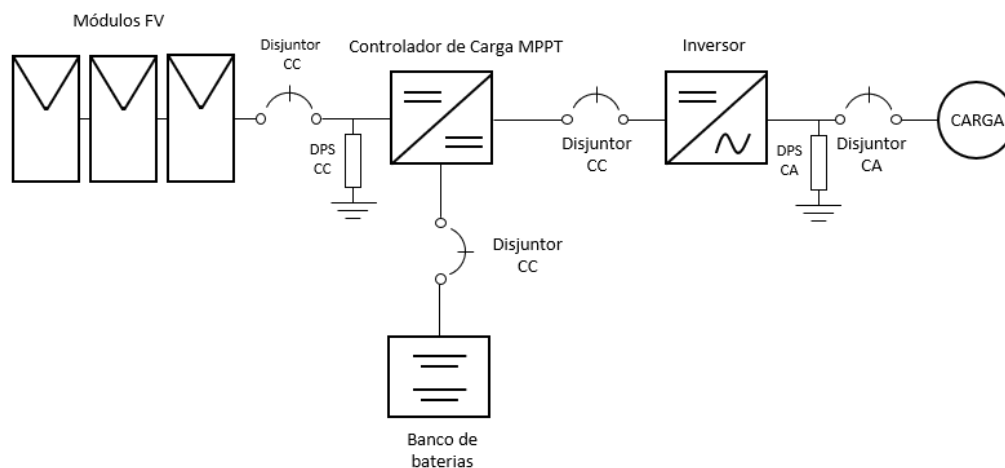


Figura 8 - Esquema de ligação com apenas uma string de módulos FV em configuração CC

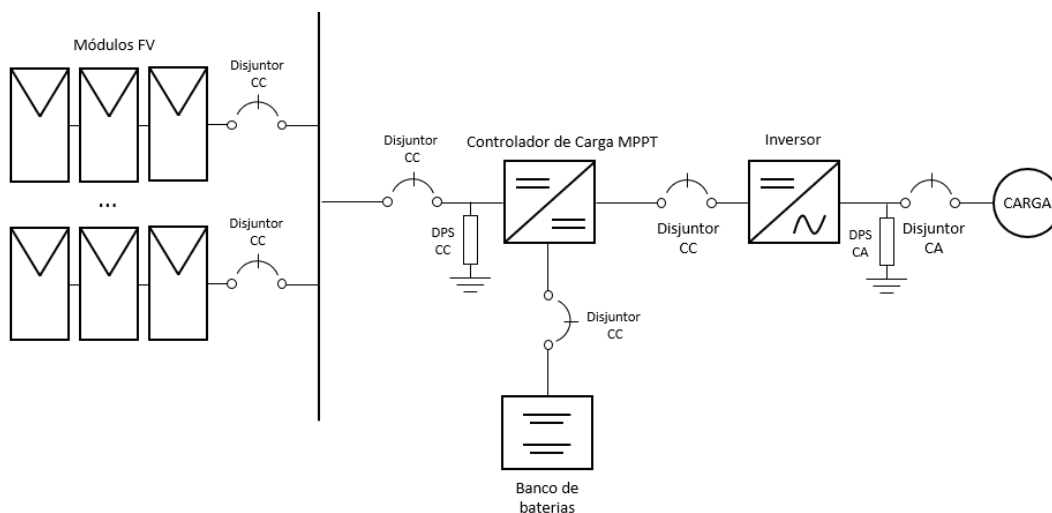


Figura 9 - Esquema de ligação com mais de uma string de módulos FV em configuração CC

- b) A instalação dos MIGDIs deve seguir os esquemas de ligações expostos na **Figura 10** e **Figura 11**, quando se tratar de configuração CA, de acordo com o dimensionamento do sistema e respeitando as considerações expostas nos itens do Tópico 10.6.

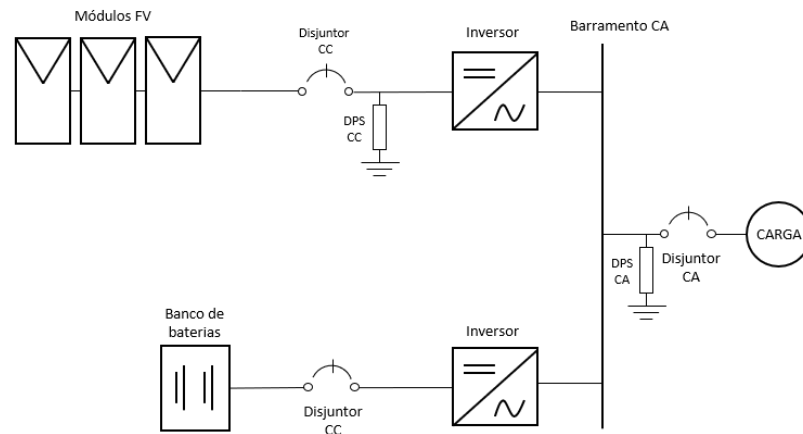


Figura 10 - Esquema de ligação com apenas uma string de módulos FV em configuração CA

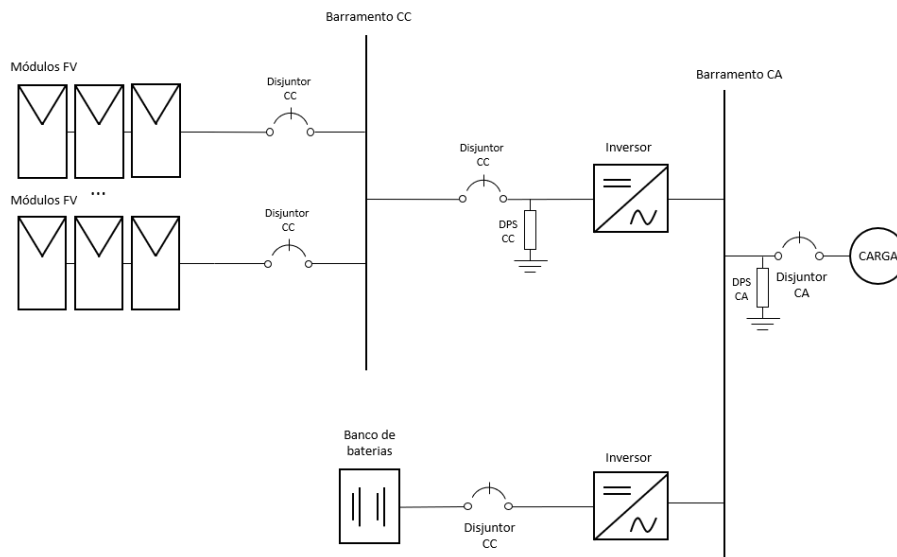


Figura 11 - Esquema de ligação com mais de uma string de módulos FV em configuração CA

c) Para a instalação do MIGDI, deve-se seguir as recomendações abaixo (PINHO, 2014):

- Remover todos os adornos dos braços, pescoço, mãos e pulsos;
- Utilizar vestimentas e equipamentos de proteção individual adequados para o trabalho realizado e em bom estado de conservação. Exemplo: camisa, calça, capacete, luva e bota;
- Restringir o acesso à área de trabalho a pessoas não autorizadas.

14.1. Módulos FV e sua Estrutura de Fixação

- a) Os painéis FVs devem ser instalados em um local ensolarado e sem sombras, orientados para a direção norte, com inclinação de acordo com a localidade;
- b) Utilizar ferramentas adequadas, secas e com cabos isolados para a montagem do gerador (PINHO, 2014);
- c) Os geradores devem ser encobertos com algum material opaco durante sua instalação para evitar a geração de corrente elétrica (PINHO, 2014);
- d) Os painéis FVs já vêm com furação para fixação, não sendo permitida a realização de novos furos;
- e) 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;
- f) 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 macia, sem detergentes. O procedimento deverá ser realizado por pessoal capacitado para essa atividade;
- h) Os módulos FVs devem ser fixados em suportes ou perfis resistentes à corrosão, ao sol, ventos fortes e tempestades;
- i) Todos os elementos do suporte bem como materiais auxiliares para a fixação dos cabos, eletrodutos e similares devem utilizar materiais resistentes à radiação UV e adequados para o tempo de vida útil esperado do sistema (NBR 16690, 2019);
- j) A estrutura de suporte deve ser eletricamente aterrada;

- k) 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.

14.2. Controlador de Carga

- a) O controlador de carga deve ser alocado em armário adequado e/ou dentro do abrigo (Tópico **Erro! Fonte de referência não encontrada.**), 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/48Vcc (depende do modelo usado), conforme **Figura 12**;



Figura 12 - Bornes do Controlador de Carga do tipo MPPT

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

14.3. Baterias

- a) Devem ser alocadas em rack e abrigadas de acordo com o Tópico 11.2, o qual deve ser mantido seco, limpo e com as aberturas livres para 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;
 - h) 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 sujidades;
 - Conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;
 - Medir as tensões do bloco e de cada célula.

14.3.1. Conexões dos cabos nas baterias

As recomendações para a conexão das baterias devem ser indicadas pelo fabricante, principalmente sobre as baterias de íons de lítio. Porém, recomenda-se que:

- 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 se 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.

14.4. Inversor

- a) Deve ser alocado no armário e/ou dentro do abrigo, o qual deve ser mantido seco, limpo e com as aberturas livres, permitindo a troca de ar;
- b) Deve ser conectado diretamente no banco de baterias tanto em configuração CC e CA;
- 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.

14.5. 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 10** e **Figura 11**, sendo dimensionado respeitando o exposto no Tópico 10.6 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.

14.6. Aterramento

- a) O barramento terra do MIGDI deve ser localizado no quadro elétrico dentro do abrigo e, a partir deste, deriva-se os cabos de terra de todos os seus equipamentos, bem como as hastes/anel de aterramento e a conexão com o ponto de entrada;
- b) Todas as partes metálicas do quadro devem ser devidamente conectadas à barra de aterramento, incluindo a estrutura de sustentação.


14.7. Cabos e Conexões

- a) Os componentes dos MIGDIs devem ser conectados por meio de condutores elétricos com seção dimensionada para o circuito que será atendido;
- b) Deve-se respeitar a seção e a qualidade recomendadas pelo projetista ou indicadas nos catálogos dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes (PINHO, 2014);
- c) As conexões elétricas em corrente contínua exigem condutores elétricos próprios para esta operação, com espessura maior e com o menor comprimento possível, conforme a NBR 5410 e NBR 16690;
- 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). Em toda a instalação, os condutores devem ter a identificação da polaridade, bem como se são cabos de fase, neutro ou terra;
- f) Não se deve emendar ou soldar condutores de diferentes materiais para evitar pontos de corrosão devido à diferença de potencial eletroquímico (PINHO, 2014);
- g) Nunca usar condutores de seções menores do que as indicadas pelos

- 
- fabricantes dos equipamentos;
- h) Todas as conexões e terminais devem ser bem apertados, evitando sobreaquecimento e perdas desnecessárias devido ao mau contato elétrico;
 - i) Os condutores CC e CA devem ser segregados da mesma forma que os condutores para níveis de tensão diferentes (NBR 16690);
 - j) Todos os condutores devem ser resistentes à água e retardadores de chama, se exposto ao tempo, o condutor deve ser resistente à radiação UV (NBR 16690);
 - k) 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);
 - l) Os condutores devem ser protegidos contra bordas cortantes ou perfurantes (NBR 16690);
 - m) 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);
 - n) A crimpagem dos cabos aos conectores deve ser realizada com ferramenta própria para esta finalidade (NBR 16690);
 - o) Ao final da instalação completa dos componentes do projeto do MIGDI, deve ser entregue à Energisa o prontuário das instalações em conformidade com Norma Regulamentadora nº 10 (NR-10).

15. SISTEMA DE AQUISIÇÃO E COLETA DE DADOS OPERACIONAIS

O Sistema de Coleta de Dados Operacionais (SCD) é formado pelos equipamentos que se destinam à medição, registro e armazenamento e disponibilização dos dados que se referem às grandezas elétricas do MIGDI e das UCs. É obrigatório que seja



realizado pelo fornecedor a implantação do SCD, assim como a Empresa de Manutenção fica obrigada a manter o Sistema em questão (ELETROBRAS, 2017).

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 das UCs;
- Perfil de consumo do MIGDI;
- Características da rede de distribuição local;
- Periodicidade de manutenção.


O sistema de monitoramento deve ser composto por:

a) Rede de comunicação: instalada a partir da disponibilidade de conexão por dados móveis ou via satélite. As redes poderão ser:

- Rede Mesh Zigbee;
- Rede NB-IoT;
- Rede Mesh Wi-Fi;
- Rede Mesh LoRA;
- Outras redes poderão ser consideradas a partir da apresentação de estudo de viabilidade técnico-econômico.

b) Aquisição de dados do MIGDI: realizada por *data logger* ou pelo controlador de carga e/ou inversor e medidor, enviando os dados remotamente à ENERGISA;

c) Armazenamento de Dados: por meio de equipamento capaz de arquivar os dados coletados de todos os pontos de medição por, no mínimo, 4 meses. Esse



equipamento pode ser um *data logger* externo para conexão dos componentes do MIGDI ou os componentes a serem compostos por *data logger* interno ou externo como parte da solução;

- d) Coleta de dados: por meio remoto a partir da conexão com a rede de comunicação disponibilizada no local e realizada durante a manutenção preventiva, por meio da conexão entre os equipamentos e o computador da responsável pela manutenção.

15.1.Requisitos mínimos


- a) O sistema de aquisição e coleta de dados operacionais deverá permitir a aquisição a partir da coleta manual dos dados no local e, por meio de sistema de transmissão remoto, que enviará, de forma automática e periódica, os dados coletados à unidade responsável pela operação e manutenção do sistema na ENERGISA;
- b) A transmissão remota deve ocorrer, a priori, via satélite ou redes de dados móveis (telefonia celular). Outras formas de conexão deverão ser avaliadas caso a caso pela concessionária;
- c) O sistema de comunicação deve cobrir a área física de instalação do MIGDI, como também a rede de distribuição para conexão dos medidores eletrônicos das UCs;
- d) A rede de comunicação deve ser de baixo consumo, sem impactar na disponibilidade de energia para as UCs;
- e) Deve ser previsto medidor eletrônico instalado na saída do MIGDI para a rede de distribuição;
- f) Deve ser previsto equipamento de registro e armazenamento de dados, *como data logger*, para aquisição dos dados do SFV, banco de baterias e energia disponibilizada pelo medidor do MIGDI na saída para a rede de distribuição:
- 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 SFV, como informações de tensão, corrente e geração;
 - Apresentar memória de massa para armazenar, pelo menos, 4 meses de dados com registros obtidos no máximo de 15 em 15 minutos;
- g) O equipamento de registro e armazenamento de dados do MIGDI poderá ser também os inversores e controladores de carga, que disponibilizem a capacidade de:
- Comunicação com o sistema de operação e manutenção da ENERGISA;
 - 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;
 - Disponibilidade para coleta dos dados armazenados manual in loco, com conexão entre o controlador e/ou inversor e o computador através de cabo USB ou RS485. Deverá também oferecer disponibilidade de monitoramento remoto a partir de conexão de comunicação instalada no projeto, de acordo com a rede disponível na região;
 - Apresentar memória de massa para armazenar, pelo menos, 4 meses de dados com registros obtidos no máximo de 15 em 15 minutos;
- h) Os arquivos retirados em coletas manuais deve ter o seguinte formato do arquivo: extensão .csv.

15.2.Redes de comunicação

Cada local possui particularidades, por isso, deve ser avaliado de forma individual. No entanto, sugere-se o uso de Rede Mesh para facilitar implementação e futuras alterações nos nós da rede, em que cada nó pode corresponder a uma ou mais UCs,



a depender da distância entre as casas e da distância contemplada para cada tipo de repetidor.

A conexão de comunicação deve ser realizada, preferencialmente, a partir de rede de dados móveis (GSM/EDGE, 3G ou LTE). Caso não exista disponibilidade, poderá ser adotado a conexão via satélite ou NB-IoT.

A rede de comunicação que deve ser implantada, deve prover a conexão do MIGDI e dos medidores eletrônicos das UCs. Dessa forma, são propostos os seguintes padrões e Redes Mesh:

a) Padrão ZigBee: rede local de baixa potência (WLAN). Os principais requisitos são:

- Padrão IEEE 802.15.4-2006;
- Taxas de transferência de dados de 250 kbit/s, 40 kbit/s e 20 kbit/s;
- Suporte para dispositivos de latência crítica;
- Estabelecimento automático da rede por um coordenador;
- Gerenciamento de energia para garantir esse baixo consumo;
- Cobertura do Hub/*Gateway* 80 - 100 metros;
- Dispositivo modem e roteador com porta LAN para conexão cabeada para o Hub/*Gateway*;
 - i. Esses equipamentos devem apresentar baixo consumo.
- Sugere-se a aplicação de topologia *peer-to-peer* para possibilitar maior alcance da rede, caso possível.

b) Padrão NB-IoT: é uma rede de área ampla de baixa potência, LPWA. Tem capacidade de conectar dispositivos de baixa complexidade e não necessita de *Gateway* para prover a rede. Os requisitos para sua aplicação são:

- Padrão 3GPP - 2016;
- Área de alcance mínimo: 1,5 km;
- Taxa de pico de uplink até 250 kbps (multi-tone) e 20 kbps (single-tone);
- Largura de banda 200 kHz.

Demais informações para aplicação dessa rede dependerá da disponibilidade local e dos custos agregados para instalação de infraestrutura necessária.

c) Padrão Wi-Fi: formada por dois ou mais dispositivos que se comunicam entre si formando a rede local sem fio, no qual o módulo roteador é conectado ao modem ou outro dispositivo de conexão. Os demais requisitos são:

- Padrão IEEE 802.11 atual;
- Aplicação em Rede Mesh Wi-Fi;
- Suporte de mais de um ponto de acesso (PA) para acesso da infraestrutura (dispositivos conectados ao PA);
- Formação por Mesh Gateway e Mesh-Client;
- Todos os dispositivos PA devem ser de baixo consumo, a fim de não prejudicar a disponibilidade de energia para as UCs;
- Alcance mínimo por módulo roteador: 100 m2;
- Disponibilidade de portas LAN para conexão com modem de telefonia móvel ou satélite;
- Uso de roteadores mesh Wi-Fi dual band (5 GHz e 2,4 GHz).

d) Padrão LoRa: rede de longo alcance e baixa potência (LoRaWAN). Formada por concentradores/*Gateway*, dispositivos finais e servidor de rede central, além de outros componentes para transporte entre os servidores da rede. Os principais requisitos são:

- Protocolo LoRaWAN - LoRa Alliance;
- Taxa de transmissão variável entre 0,3 a 50 kbps, definida no projeto em relação a codificação adaptativa;
- Largura de banda em espectro não licenciado 900 MHz (500 kHz);
- Alcance mínimo da rede: 1,5 km;
- Os módulos Gateway's devem prever comunicação via rede sem fio;
- O módulo Wi-Fi para comunicação com o servidor estar de acordo com o IEEE 802.11;
- O consumo de todos os equipamentos não deve impactar na energia disponibilizada para as UCs.

e) Caso as redes apresentadas não possam ser aplicadas, outras redes de comunicação poderão ser consideradas com a apresentação de estudo mostrando a viabilidade técnico-econômico com base no Tópico 15.2.1.

15.2.1. Critérios de escolha da rede de comunicação

Cada local irá apresentar particularidades que impactará na rede de comunicação que será implantada para suprir o MIGDI e a rede de distribuição local.

A priori, a rede ZigBee é a sugerida para suprir a comunicação local, no qual as informações que forem coletadas entre os nós devem ser enviadas à central de operação ENERGISA por meio de conexão via rede de dados móveis ou via satélite. As condições local, neste caso ideal, apresenta topologia de solo plano, livre de barreiras para cortar a propagação da rede como árvores e distâncias suficientes para comunicar o hub/gateway com os dispositivos roteadores e os dispositivos finais, como apresentado no exemplo ilustrativo da [Figura 13](#).



Figura 13 - Cenário ilustrativo para exemplificar as condições ideais

Entretanto, ao sair das condições ideais do cenário apresentado e não podendo ser suprido pela rede ZigBee, outras redes de comunicação poderão ser avaliadas e devem seguir os seguintes critérios para estudo e escolha. São eles:

- O dispositivo coordenador de formação da rede, como o hub/*gateway*, roteador, modem e antena de satélite deverá estar localizado no local de implantação do MIGDI;
- Os meios de comunicação e protocolos devem ser compatíveis com os suportados pelos medidores eletrônicos das UCs e medidor eletrônico do MIGDI;
- Os meios de comunicação e protocolos devem ser compatíveis com os suportados pelo sistema de aquisição de dados (*data logger*) e/ou inversores, controladores de carga;
- A cobertura da rede deverá ser de no mínimo 1,5 km, alcançando todas as UCs e os MIGDIs, considerando que:
 - Ainda que exista a presença de barreiras, como árvores e arbustos;
 - As distâncias entre as UCs são variáveis;
 - A distância da área de implantação do MIGDI até as UCs;

- Os equipamentos que são responsáveis por formar e manter a rede devem apresentar baixo consumo, sem prejudicar a disponibilidade energética para as UCs;
- A necessidade de muitos componentes para formação da rede de comunicação;
- Disponibilidade de conexão existente no local, como rede de dados móveis ou link satélite;
- Análise de custo para implantação da rede de comunicação. Considerando:
 - Equipamentos necessários;
 - Na falta de conexão local, avaliar os custos para aquisição de rede de conexão via satélite, NB-IoT, ou outra forma disponível para o local;
 - Mensalidade da rede de dados de comunicação escolhida;
 - Custos de manutenção preventiva e corretiva da rede de comunicação;
 - Instalação;
 - Infraestrutura necessária;
- Rotina de manutenção preventiva;
- Atendimento a manutenção corretiva;
- Facilidade na troca de equipamentos e aquisição de peças sobressalentes;
- Segurança e estabilidade da rede.

16.MEDIÇÃO DE CONSUMO E CONTROLE DE DEMANDA

16.1.Recursos mínimos gerais

Os medidores alocados nas UCs, associados ou não a equipamento externo, devem



possibilitar no mínimo (ELETROBRÁS, 2017):

- a) Coleta manual de dados sempre que houver visita para manutenção do sistema, bem como quando a memória de massa dos medidores estiverem próximo à sua capacidade máxima;
- b) Facilidades de *software* e *hardware* que permitam operações de leitura, programação, armazenamento e alterações de parâmetros tanto na forma local quanto na forma remota;
- c) Geração de arquivos de saída em formato público (arquivo texto);
- d) Leitura dos valores medidos e da memória de massa por meio de interface serial ou porta óptica de comunicação;
- e) Os medidores/sistemas de medição deverão estar dispostos de forma a possibilitar a visualização dos dados de consumo por meio do display;
- f) Os medidores/sistemas de medição deverão ser configurados de tal forma que, caso haja falha na medição, o dado não seja substituído por 0 (zero);
- g) Programação e sincronismo externo do relógio/calendário interno;
- h) Programação de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 (quatorze) dígitos;
- i) Programação dos multiplicadores das grandezas medidas;
- j) Registro e armazenamento em memória de massa da totalização, a cada 15 minutos, das grandezas físicas medidas no período de um ano ou estar associado a um dispositivo de armazenamento com a mesma capacidade;
- k) Se a proteção do medidor de consumo de energia elétrica for diferente da IP56, faz-se necessário que o medidor seja abrigado em um armário ou algo semelhante, evitando o impacto de fortes chuvas;
- l) Sinal de saída digital.

16.2. Medição de consumo

16.2.1. Requisitos elétricos

- a) Corrente máxima: 100 A;
- b) Corrente nominal: 15 A;
- c) Frequência nominal: 60 Hz;
- d) Tensão nominal: 120 ou 240 V.

16.2.2. Requisitos funcionais

- a) Baixo consumo;
- b) Classe de exatidão para energia ativa e reativa: B (1%);
- c) Comunicação sem fio para conexão com a rede de comunicação a ser instalada, que se encontra descrita no Tópico 15.2;
- d) Interface de comunicação adicionais: Porta Óptica e RS232 ou RS485;
- e) Memória de massa com canais configuráveis;
- f) Modo de registro: catraca ou unidirecional;
- g) Protocolo DLMS/COSEM ou compatível para medição;
- h) Relé interno de corte/religamento.

16.2.3. Grandezas necessárias

Os medidores de consumo de energia elétrica devem medir, registrar e armazenar as seguintes grandezas elétricas listadas a seguir.

- a) Energia (ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva);
- b) Potência ativa;

- c) Fator de potência.

16.3. Controle de demanda

A demanda dos consumidores deve ser gerenciada para manter a potência máxima demandada e o consumo do conjunto de consumidores dentro do limite técnico do sistema de geração, protegendo-o de sobrecarga. Alguns fabricantes de medidores de energia oferecem soluções que permitam limitar a potência e o consumo de energia em certo intervalo de tempo (ELETROBRÁS, 2017).

- a) O ciclo de medição será mensal com oferta de disponibilidade de consumo mensal de acordo com o levantamento de carga das UCs. A potência ofertada será de acordo com o levantamento de cargas, quaisquer necessidades de aumento de potência será avaliada pela ENERGISA.
- b) Os medidores de consumo de energia elétrica devem prever o controle e, nos casos a seguir, corte de demanda:
- c) Em caso de potência máxima atingida – se a UC atingir a potência máxima permitida, o equipamento de medição deve estabelecer uma limitação temporária de potência até o reestabelecimento do sistema;
- d) O acompanhamento do consumo pelo usuário deverá ser realizado, a priori, a partir do medidor eletrônico disponível para cada unidade, no qual o display deve estar acessível ao consumidor. Ressalta-se que, se o medidor eletrônico apresentar função de envio de notificação via SMS e havendo presença de rede móvel no local, poderá ser estudado a aplicação desta função para notificação periódica do consumo aos usuários via SMS. Porém, esta função não é um requisito obrigatório para o medidor eletrônico.

17. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

17.1. Operação

- a) Os sistemas e equipamentos devem operar e funcionar respeitando os critérios



e características descritos nesta norma técnica;

b) No caso de falha da operação, deve-se realizar manutenções emergenciais conforme descrito no Tópico 17.4.

17.2. 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 de cada UC bem como para a instalação do microssistema completo;
- c) Os documentos devem ser baseados nas recomendações dos fabricantes, bem como em documentos normativos, os quais deverão ser referenciados.


17.3. 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) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo do MIGDI e/ou RD, assinado pelo responsável pela manutenção e contendo:
- Um banco de dados estruturado com o conjunto de fotografias de alta resolução (mínimo HD) que permita a avaliação individual por sistema/etapa e equipamento;
 - Os dados coletados do data logger e/ou do controlador de carga, inversores e medidores eletrônicos;
 - 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.
- c) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo de cada UC, assinado pelo proprietário que recebeu a equipe e contendo:
- A identificação das UCs que receberam o processo de manutenção;
 - Um banco de dados estruturado com o conjunto de fotografias de alta resolução (mínimo HD) que permita a avaliação individual por sistema/etapa e equipamento;
 - Os dados coletados dos medidores eletrônicos;
 - 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.

17.4. Manutenção Emergencial

- a) Realizadas após a solicitação do cliente, quando o MIGDI ou alguma UC, a rede de distribuição 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 do DIC (duração de interrupção individual por UC mensal);
- c) As atividades devem seguir o Plano de Inspeção e Manutenção Emergencial a fim de encontrar o problema e o solucionar;
- d) É fundamental que sejam providenciados e estejam disponíveis peças 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) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo do MIGDI e/ou RD, assinado pelo responsável pela execução da manutenção 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;
 - 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.
- g) Após cada manutenção, deve ser gerado um relatório completo da UC, assinado pelo proprietário que recebeu a equipe e contendo:
- A identificação das UCs que receberam o processo de manutenção;
 - 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;
 - 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.

18. INSPEÇÃO E ENSAIOS EM FÁBRICA

O ensaios aqui descritos seguem as recomendações da Portaria INMETRO nº 004/2011.

18.1. Módulos Fotovoltaicos

- a) Os procedimentos para os ensaios de módulos FVs 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 14** é ilustrado o fluxograma do ensaio, baseado nas normas internacionais IEC 61215 e IEC 61646 e na portaria INMETRO nº 004/2011;

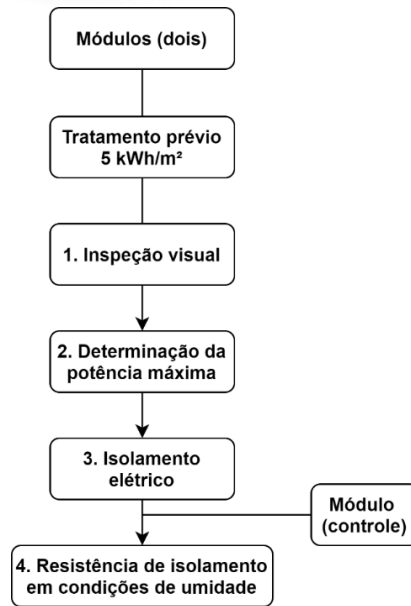


Figura 14 - Fluxograma de ensaios dos módulos de acordo com a portaria INMETRO nº 004/2011

- c) Para a execução dos ensaios descritos nesse documento é necessária uma amostra de 2 módulos FVs de mesmo modelo e característica;
- d) Os dois módulos serão submetidos aos seguintes testes:
- Tratamento prévio de 5 kWh/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;
- f) Referente ao critério de aceitação, o módulo FV é considerado aprovado nos respectivos ensaios se:
- Não houver evidência visual de um defeito que venha a comprometer os módulos FVs;
 - A potência máxima estiver entre -5% e 10% da potência indicada pelo fabricante/fornecedor.

18.1.1. Inspeção Visual

O objetivo desse teste é detectar qualquer defeito visual nos módulos e é efetuado 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).

18.1.2. Desempenho nas Condições Padrão de Teste

Visa determinar as características elétricas do módulo nas condições padrão de teste (25°C; AM1,5; 1.000 W/m²), descritas no item 10.2 da norma IEC 61215.

18.1.3. Isolamento Elétrico

O objetivo é verificar o isolamento elétrico entre os terminais elétricos (positivo e negativo) do módulo e sua moldura metálica. 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) Elevar a tensão aplicada pelo medidor a uma razão que não exceda 500 V.s^{-1} a no máximo 1.000 V mais duas vezes a máxima tensão do sistema em circuito aberto nas condições padrão de teste (temperatura da célula: $25 \pm 2^\circ\text{C}$, irradiância 1.000 W.m^{-2});
- d) Manter 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) Reduzir a tensão aplicada a zero e se curto-circuitam os terminais do medidor por 5 min, enquanto ainda estiver conectado ao módulo;
- f) Remover o curto circuito e, em seguida, aplica-se a tensão c.c não inferior a 500 V 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 $50 \mu\text{A}$) ou rachadura na superfície durante os passos c) e d); (2) a resistência de isolamento não pode ser menor que $50 \text{ M}\Omega$.

18.1.4. 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.

18.2. Controladores de Carga e Descarga

a) Os ensaios e os procedimentos para os controladores de carga e descarga, necessitam uma amostra de duas peças do controlador de carga e descarga (mesmo modelo e características) e são descritos abaixo:

- Ensaios em condições nominais:
 - Queda de tensão;
 - Tensão de desconexão e reposição do painel FV e compensação por temperatura;
 - Tensão de desconexão e reposição das cargas;
 - Autoconsumo.
- Ensaios em condições extremas:
 - Proteção contra sobretensões na entrada do painel FV;
 - Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel FV;
 - 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) Os instrumentos de medição, os aparelhos e os componentes que devem ser utilizados para os ensaios se encontram na **Tabela 10** e **Tabela 11**;

Tabela 10 - Instrumentos de medida (Portaria INMETRO n° 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)

Tabela 11 - Aparelhos e componentes (Portaria INMETRO nº 004/2011)

Item	Descrição	Quantidade	Observações
1	Controlador	1	Amostra de ensaio
2	Climatizador	1	(+45°C a - 10°C) ± 3°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

c) De acordo com o teste a ser realizado, os instrumentos devem ser configurados como apresentado na **Figura 15** ou na **Figura 16**;

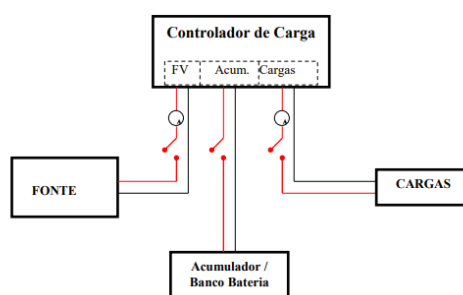


Figura 15 -Diagrama 1 de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio do controlador de carga (Portaria INMETRO nº 004/2011)

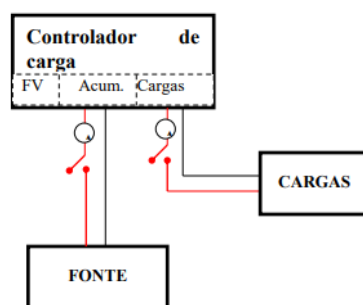


Figura 16 - Diagrama 2 de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio do controlador de carga (Portaria INMETRO nº 004/2011)

a) Para a execução dos testes, algumas recomendações devem ser seguidas:

- 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.

18.2.1. Ensaaios em Condições Normais


Ensaaios sob correntes nominais tanto do lado da geração quanto da carga.

18.2.1.1. Queda de Tensão

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição, **Figura 15**, 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 FV;
- 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, ajustar 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 0,8 V entre os terminais do painel FV e o acumulador, e do acumulador e as cargas.

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

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 15**;
- 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.

18.2.1.3. Tensão de Desconexão e Reposição das Cargas

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 16**;
- 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 conforme **Figura 15**;

- 
- 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.

18.2.1.4. Autoconsumo

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 16**;
- 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.

18.2.2. Ensaios em Condições Extremas

18.2.2.1. Proteção contra sobretensões na entrada do painel FV

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

18.2.2.2. Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel FV

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 15**;

- b) Trocar a posição dos fios da fonte correspondente ao gerador durante 5 min;
- c) Restabelecer a conexão de forma correta;
- d) Verificar se o controlador continua funcionando como originalmente.

18.2.2.3. Proteção contra inversão de polaridade na conexão do acumulador

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 15**;
- 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.

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

- a) Configurar a fonte como fonte de corrente;
- b) Conectar unicamente a fonte ao controlador no circuito do painel FV;
- 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.

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

- a) Conectar um acumulador ao controlador;
- b) Conectar os fios de alimentação às cargas, sem conectar 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.

18.3. Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

a) Os ensaios dos inversores CC-CA de sistemas FVs autônomos, necessitam de duas peças de inversores (mesmo modelo e mesmas características) e são classificados em duas categorias descritas abaixo:

- Ensaios em condições nominais
 - Autoconsumo;
 - Eficiência;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação da tensão e frequência;
 - Sobrecarga.
- Ensaios 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 os instrumentos de medição, aparelhos e componentes necessários para

execução dos ensaios ver **Tabela 12** e **Tabela 13**, respectivamente;

Tabela 12 - Instrumentos de medida

Item	Descrição	Quantidade	Precisão
1	Voltímetro	2	$\pm 0,5\%$
2	Amperímetro ⁴	1	$\pm 1\%$
3	Amperímetro CA ⁵	1	$\pm 1\%$
4	Analizador de harmônicos	1	-
5	Osciloscópio	1	-
6	Cronômetro	1	$\pm 1 \text{ seg}$
7	Termômetro	1	$\pm 2^\circ \text{ C}$

⁴ Podem ser substituídos por derivadores (shunts)

⁵ Podem ser substituídos por derivadores (shunts)

Tabela 13 - Aparelhos e componentes

Item	Descrição	Quantidade	Observações
1	Inversor	1	Amostra de ensaio
2	Climatizador	1	$+40^\circ\text{C} \pm 3^\circ\text{C}$
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

c) A configuração dos dispositivos para os ensaios é baseada na Portaria INMETRO nº 004/2011 e ilustrada na **Figura 17**.

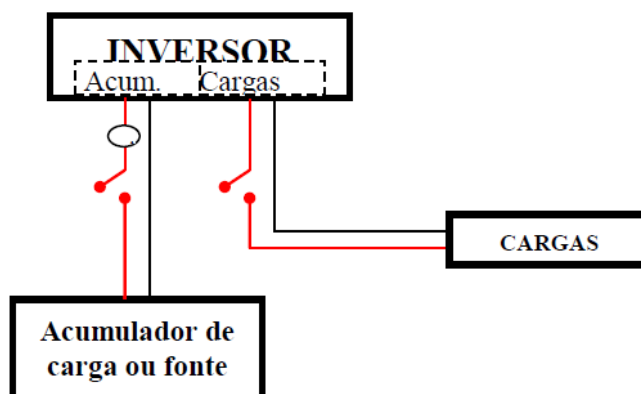



Figura 17 - Diagrama de conexões entre os principais equipamentos necessários no ensaio de acordo com a Portaria INMETRO nº 004/2011

18.3.1. Procedimento dos Ensaios em Condições Nominais

18.3.1.1. Autoconsumo

a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 17**;

- 
- 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.

18.3.1.2. Eficiência

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme [Figura 17](#);
- 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.

18.3.1.3. Distorção Harmônica

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 17**;
- 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.

18.3.1.4. Regulação da Tensão e Frequência

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 17**;
- 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.

18.3.1.5. Sobrecarga

- 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.

18.3.2. Ensaios em Condições Extremas

18.3.2.1. Proteção Contra Inversão de Polaridade

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 17**;
- 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.

18.3.2.2. Proteção Contra Curto Circuito na Saída

- 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.

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

- a) Configurar os aparelhos e instrumentos de medição conforme **Figura 17**;
- 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.

18.4. Inversores Formadores de Rede

Os teste descritos no Tópico 18.3, em conformidade com os procedimentos da Portaria INMETRO nº 004/2011 para inversores FVs autônomos, devem ser aplicados aos inversores formadores de rede. Os resultados devem ser apresentados no formato de relatório técnico, com os testes realizados por laboratório de qualidade e confiabilidade na área de certificação de equipamentos para aplicação em sistema de energia FV.

A partir da definição de testes específicos para esse equipamento junto ao INMETRO e etiquetagem ENCE, o relatório técnico deverá ser substituído pela certificação INMETRO.

18.5. Baterias

18.5.1. Baterias de íons de lítio

- a) Os testes recomendados 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.

18.5.1.1. 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.

18.5.1.2. 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);

18.5.1.3. 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 18.5.1.2;
 - 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 14** 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 14**.

Tabela 14 - Procedimentos de descarga para $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ (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 18.5.1.2	100% C_n Ah	-	-	-
$0,2 \cdot I_t^6$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	100% C_5 Ah	100% C_5 Ah	100% C_5 Ah
$1,0 \cdot I_t$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	-	95% C_5 Ah	95% C_5 Ah
$5,0 \cdot I_t^7$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	-	-	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 18.5.1.2.

b) Desempenho de descarga em baixa temperatura

- A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 18.5.1.2;
- 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 15** 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 15**.

Tabela 15 - 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 18.5.1.2	70% C_n Ah	-	-	-
$0,2 \cdot I_t^6$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah
$1,0 \cdot I_t$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	-	70% C_5 Ah	70% C_5 Ah
$5,0 \cdot I_t^7$	Referente ao Tópico 18.5.1.2	-	-	-	70% 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 18.5.1.2.

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 (TL) declarada deve ser a maior dentro da faixa em que o teste foi realizado.

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

- a) A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 18.5.1.2;
- b) A bateria deve ser armazenada em uma temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, por 28 dias;
- c) A bateria deve ser descarregada em uma temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, 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 18.5.1.2, 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 $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$;
- 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 conforme, 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.

18.5.1.5. Durabilidade

- a) A bateria deve ser recarregada de acordo com o Tópico 18.5.1.2;
- 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 $(1/n)$. A conforme o Tópico 18.5.1.2. 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.

18.5.2. Bateria de Chumbo-ácido

- a) Os testes recomendados são aplicados a baterias de chumbo-ácida para aplicação FV e têm como objetivo verificar se o conjunto de baterias está em conformidade com os dados do fabricante. Os ensaios que devem ser apresentados estão descritos na Portaria do INMETRO de nº 004/2011;
- b) Os ensaios a serem realizados são:
 - Capacidade;
 - Durabilidade;
 - Retenção de carga (autodescarga)
 - Regeneração da capacidade;
 - Eficiência de carga/descarga.
- c) A bateria ao final dos testes deverá receber a etiquetagem da ENCE, contendo:
 - Tipo (Tecnologia da bateria);
 - Modelo (Código comercial);
 - Tensão nominal;

- Capacidade nominal;
- Número de ciclos.

19. ANEXOS

ANEXO I - SELOS DE CERTIFICAÇÃO

ANEXO II - FORMULÁRIO PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO

ANEXO III - ESPECIFICAÇÕES DO TAF

ANEXO IV - *CHECKLIST* DO COMISSIONAMENTO

ANEXO V - EXEMPLOS DE MIGDI

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 FV, através do mecanismo da Etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem - 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 FV. 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 18**. Essa etiqueta deve ser afixada nos equipamentos.

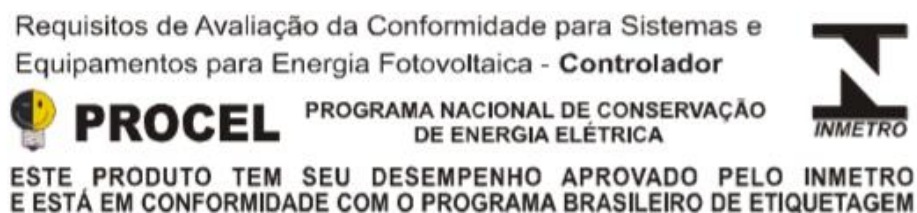


Figura 18 - Modelo da ENCE para o controlador de carga e inversor

2. Módulos Fotovoltaicos

O modelo ENCE para módulos FV, bem como a sua legenda são apresentados na **Figura 19** e **Figura 20**, respectivamente. Todos os módulos devem apresentar o registro do INMETRO e a essa etiqueta na sua superfície posterior.

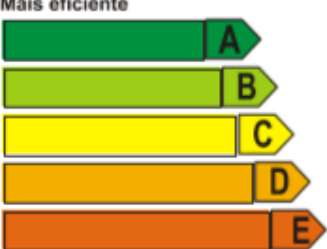



Energia (Elétrica)		
Fornecedor	MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Marca	ABCDEF XYZ(Logo)	← I ← II
Versão	IPQR	
Modelo	XPQOPT	← III
Mais eficiente		 ← IV
Menos eficiente		
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	XYZ	← V
Área Externa do Módulo (m ²)	0,00	← VI
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)	00,0	← VII
<small>Requisitos de Avaliação de Conformidade para Sistemas e equipamentos para Energia Fotovoltaica - Portaria Inmetro nº 004/2011</small> <small>Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho</small>		
 		
IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR		

Figura 19 - 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 20 - Indicativos do modelo ENCE para os módulos FV

3. Baterias

Para as baterias, o modelo ENCE é apresentado na [Figura 21](#) 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 1,80V/cél @ 25°C) XXXX Ah
TENSÃO NOMINAL XX V	NÚMERO DE CICLOS (Conforme RAC nº 013) XXXX
<p>Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica - RAC/013-FOT - Bateria</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>PROCEL</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>INMETRO</p> </div> </div> <p>ESTE PRODUTO TEM SEU DESEMPENHO APROVADO PELO INMETRO E ESTÁ EM CONFORMIDADE COM O PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM</p>	
<p>*1,00Vpe para bateria Ni-Cd Unidade: mm</p>	

Figura 21 - Indicativos do modelo ENCE para as baterias



ANEXO II - FORMULÁRIO PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO

Acesso mediante pedido junto à ENERGISA.

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 MIGDIs.

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 FVs cristalinos é baseada na Portaria INMETRO Nº 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 FV;
 - Proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel FV;


- 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 e formador de rede

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

- a) Inspeção visual do equipamento;
- b) Ensaio em condições nominais (verificar item 1 da Portaria INMETRO 004/2011).
 - Sobrecarga;
 - Distorção harmônica;
 - Regulação de tensão;
 - Frequência.
- c) Ensaio 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.

5. Bateria de chumbo ácido

Os testes e verificações do sistema de armazenamento de baterias de chumbo-ácido são baseadas no “Anexo IV - Baterias” da Portaria INMETRO 004/2011 apresentadas a seguir:

Ensaio/procedimentos a serem realizados

- Capacidade;
- Durabilidade;
- Retenção de carga (Autodescarga);
- Regeneração da capacidade;
- Eficiência de carga/descarga.



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 SFV é composta pela inspeção e ensaios de comissionamento. A inspeção consiste no procedimento de verificação visual e manual antes de 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 MIGDI. Fica a cargo da CONTRATANTE solicitar ensaios de categoria 2, como termografia e curva I x V, quando necessário.

CHECKLIST DE COMISSONAMENTO

Identificação

Usuário:	Endereço:
Município:	UF:
Telefone:	

Características Técnicas do Sistema

Tipo de MIGDI:	Potência instalada (kWp):
Potência do inversor:	Tensão de operação CC e 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 executivo	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 componentes CC são classificados para operação em CC, sob a máxima tensão do sistema e a máxima corrente CC de falta	Visual			
Todos os equipamentos estão identificados na carcaça com a etiqueta da ENERGISA	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/Bússola			
O sistema está seguindo a angulação definida no projeto	Visual/Inclinômetro			
As caixas de junção dos cabos dos módulos possuem o grau de proteção IP conforme especificado no projeto executivo	Visual			
Os conectores que ficarão expostos ao tempo são resistentes aos raios ultravioletas (UV)	Visual			
A formação do arranjo (interconexões dos módulos em <i>strings</i>) está conforme o projeto executivo	Visual			
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 são aterrados de acordo com as instruções de instalação do fabricante	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				

Todas as medidas de segurança, bem como a instalação de equipamentos de proteção estão concluídas	Visual			
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			
Há dispositivos de proteção contra surtos, sobrecorrente e sobretensão nos circuitos CA	Visual			
Os disjuntores são alocados nos circuitos de acordo com o tipo de operação em CC ou CA, bem como sua curva	Visual (tirar fotos)			
As características dos dispositivos de proteção atendem às especificações do projeto executivo no projeto executivo	Visual (tirar fotos)			
As superfícies apresentam acabamento adequado, especialmente em relação aos revestimentos anticorrosivos	Visual			
Os cabos estão identificados utilizando etiquetas 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 <i>strings</i> 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			
Os condutores individuais expostos, quando sujeitos a danos físicos, são protegidos	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			
A instalação da estrutura não exerce perigo as pessoas que passam próximo a instalação	Visual			
A estrutura apresenta suporte suficiente para o peso dos módulos e o abrigo das baterias e componentes	Visual			
O Padrão de entrada está de acordo com a especificação da NDU 028	Visual			
Abrigo de componentes e Baterias				
As dimensões do abrigo das baterias e equipamentos atendem às especificações do projeto executivo	Visual (uso de trena)			
Todos os materiais do abrigo 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, como exaustor ou ar condicionado, dependendo da tecnologia de bateria	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			
As aberturas dos abrigos possuem proteção contra acesso indevido (cadeados de senha em perfeito estado)	Visual			
Os componentes do abrigo estão devidamente aterrados e equipotencializados	Visual			
A base do abrigo é resistente o suficiente para as cargas que serão movimentadas	Visual			
As baterias estão alocadas em racks	Visual			
As paredes do abrigo das baterias não estão em contato com as baterias	Visual			
O isolamento térmico está em conformidade com o especificado no 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 cargas estão funcionando conforme especificação	Visual			
O <i>display</i> 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				
O controlador possui <i>data logger</i> interno ou externo	Visual			

O inversor possui <i>data logger</i> interno ou externo	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			
As baterias estão alocadas em local com temperatura adequada	Visual/Termômetro			
O BMS mostra no <i>display</i> as informações de acordo com o fabricante	Visual			
Os cabos flexíveis da bateria não saem do compartimento da bateria	Visual			

ENSAIOS E TESTES

Gerais

Requisito	Tipo de Verificação	Sim	Não	Resultados de medições
Verificar tensão de entrada dos inversores (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			

Testar o inversor acima do limite da potência para verificar o desligamento automático	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	Teste manual			
Analisar termografia dos componentes do quadro geral (cabos e conexões), quando solicitado pela ENERGISA	Termógrafo			
Analisar termografia dos painéis fotovoltaicos, quando solicitado pela ENERGISA	Termógrafo			
Verificar a <i>performance ratio</i> do sistema	Multímetro/visual			
Verificar a tensão CA (V) e corrente CA (A) do sistema completo com todas as cargas ligadas (verificar operação correta do sistema)	Multímetro/visual			
Verificar a tensão CC (V) e corrente CC (A) do sistema completo com todas as cargas ligadas (verificar operação correta do sistema)	Multímetro/visual			

Testes do Sistema Fotovoltaico
Aplicação da Categoria 1 da Norma ABNT 16274

Requisito	Tipo de Verificação	Sim	Não	Resultados 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	Multímetro/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			

ANEXO V - EXEMPLOS DE MIGDI

A seguir são apresentadas os exemplos da configuração CC e CA, como também de MIGDIs modulares. Salienta-se que, as conexões apresentadas são apenas ilustrativas.

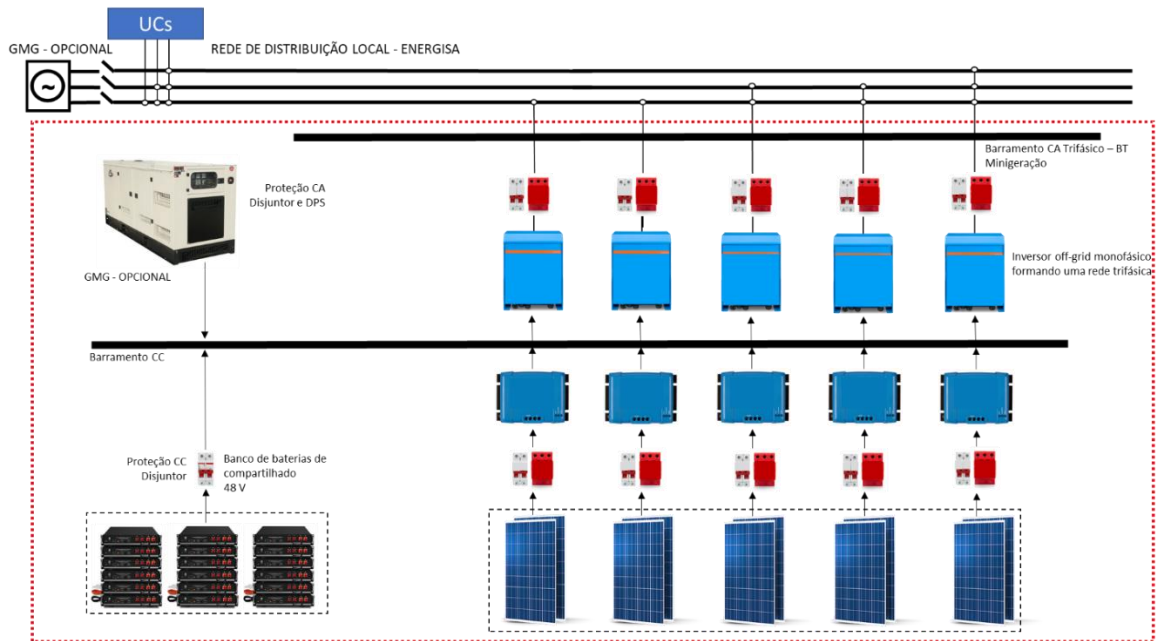


Figura 22 - Exemplo de MIGDI em configuração CC com uso de controlador de carga

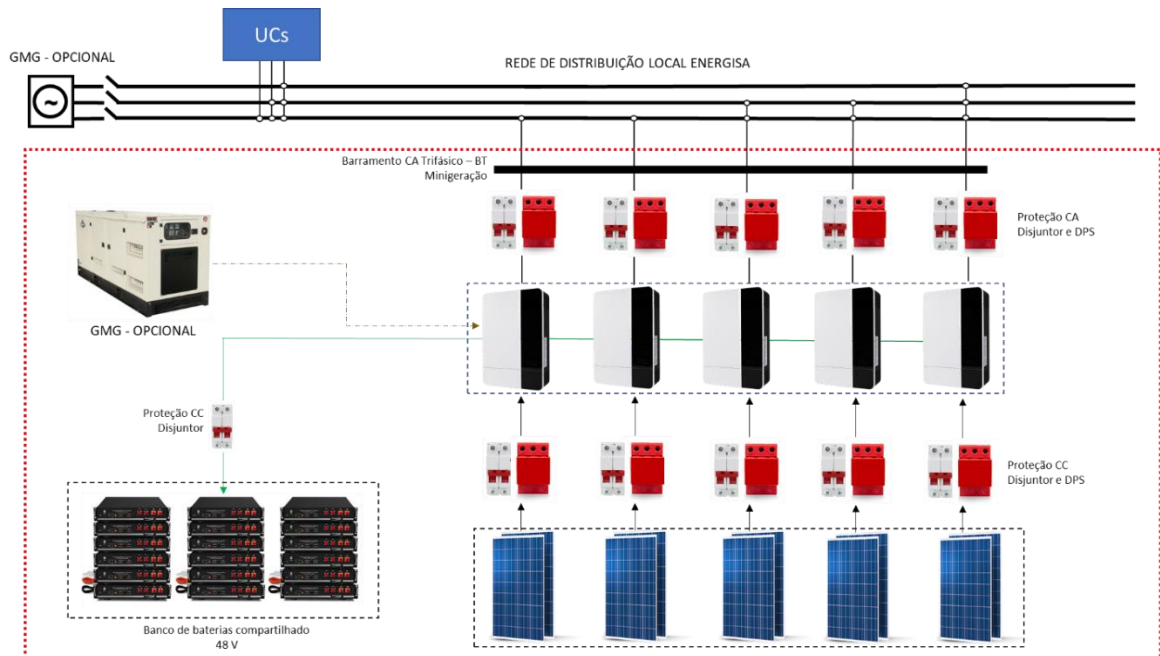


Figura 23 - Exemplo de MIGDI em configuração CC com uso de inversor interativo

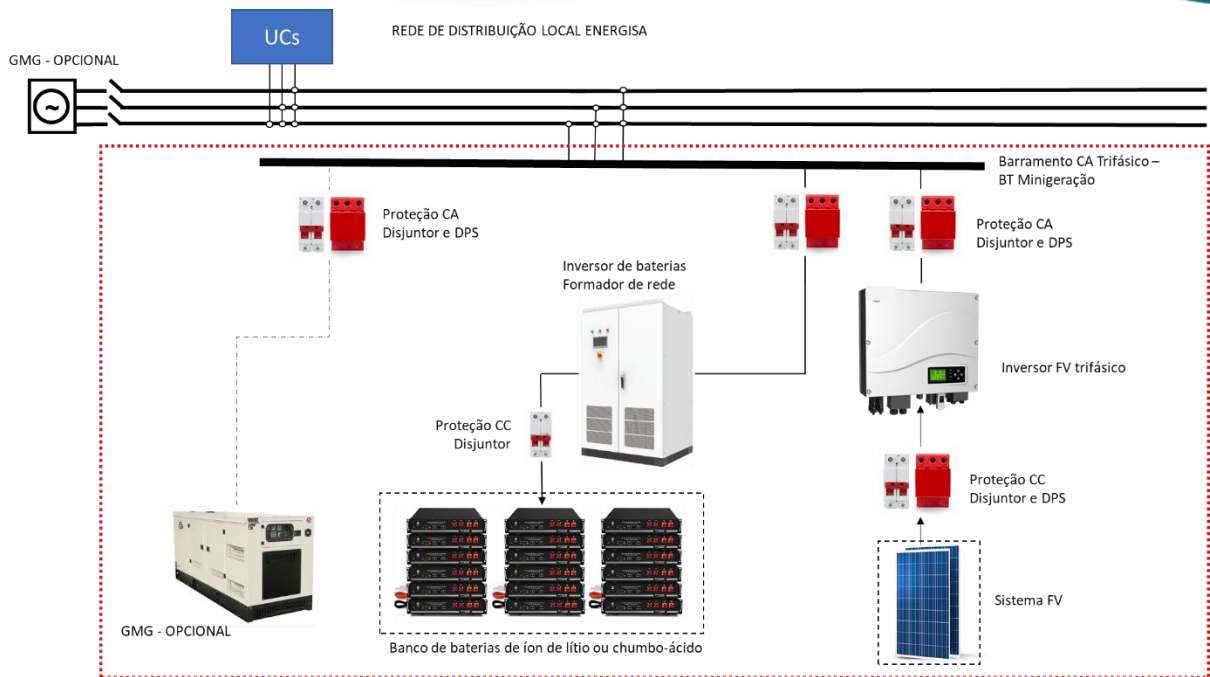


Figura 24 - Exemplo de MB1080 com configuração CA

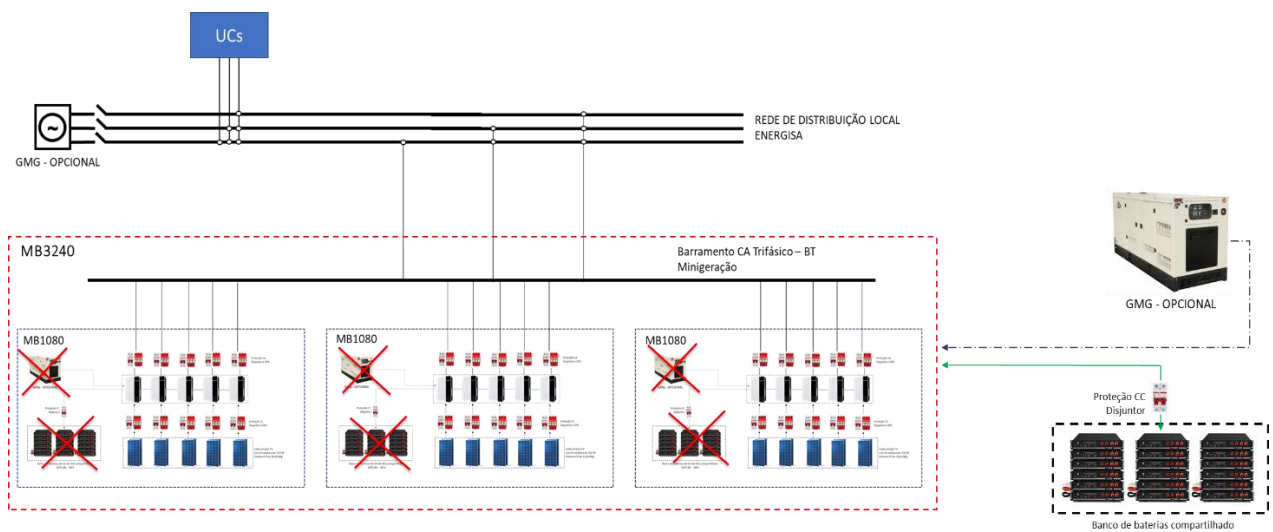


Figura 25 - Exemplo de MIGDI modular compartilhando mesmo banco de baterias

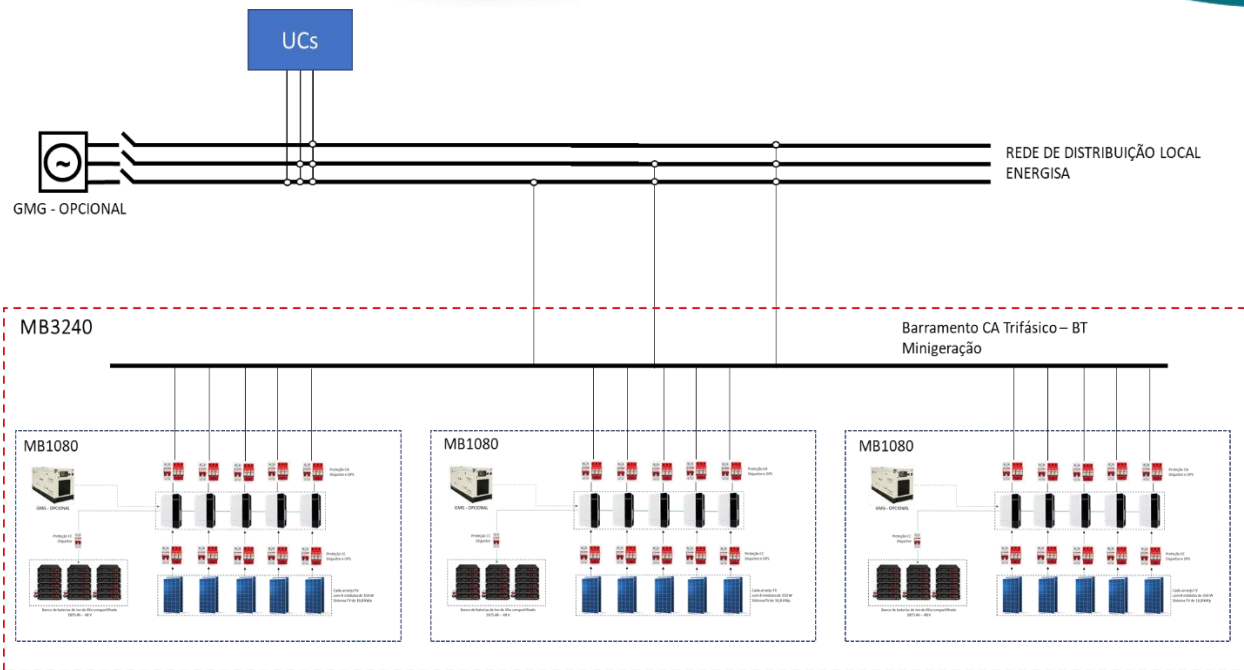


Figura 26 - Exemplo de MIGDI modular sem compartilhamento de banco de baterias

