

CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Norma Técnica – NT.020
Revisão 03 – 2022



GRUPO
equatorial
ENERGIA

FINALIDADE

Esta norma técnica tem por finalidade estabelecer os critérios, padrões e requisitos técnicos mínimos exigidos, de forma a facilitar o fluxo de informações e simplificar o atendimento para o acesso de unidades consumidoras, novas ou existentes, caracterizadas como microgeração distribuída, participantes do sistema de compensação de energia elétrica, conectadas à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT), nas concessionárias do Grupo Equatorial Energia, doravante denominadas apenas de CONCESSIONÁRIA.

Esta norma, a partir de sua data de vigência, cancela as revisões anteriores.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

SUMÁRIO

1	CAMPO DE APLICAÇÃO.....	5
2	RESPONSABILIDADES	5
3	DEFINIÇÕES.....	6
4	REFERÊNCIAS.....	11
5	ATENDIMENTO AO CLIENTE	13
5.1	Canais de Atendimento	13
5.2	Generalidades.....	13
5.3	Responsabilidades por Danos ao Sistema Elétrico e Acesso à Revelia.....	15
5.4	Participação Financeira	15
5.5	Responsabilidade em Obras	16
5.6	Contratos	17
5.7	Etapas de Acesso.....	17
5.8	Aprovação Prévia do Projeto	19
5.9	Solicitação de Acesso	20
5.10	Orçamento Prévio	25
5.11	Vistoria e aprovação do ponto de conexão.....	27
5.12	Solicitação de Vistoria	28
5.13	Prazos.....	28
5.14	Casos Omissos	29
6	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	29
6.1	Generalidades.....	29
6.2	Unidade Consumidora Individual com Microgeração Distribuída	31
6.3	Autoconsumo remoto	32
6.4	Geração Compartilhada.....	33
6.5	Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras.....	34
6.6	Informações na Fatura.....	35
7	REQUISITOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS	36
7.1	Generalidades.....	36
7.2	Requisitos de Conexão	37
7.3	Materiais do Padrão de Entrada	38

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

7.4	Inversores	38
7.5	Limite de Potência de Geração	38
7.6	Níveis de Tensão e Forma de Conexão	39
7.7	Requisitos de Qualidade no Ponto de Conexão	41
7.8	Requisitos de Proteção para Conexão de Microgeração Distribuída.....	46
7.9	Requisitos do Sistema de Medição	49
7.10	Placa de Advertência	51
8	REQUISITOS DA CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA PARA SFV	51
8.1	Requisitos Gerais.....	51
8.2	Cintilação	52
8.3	Proteção de Injeção de Componente C.C. na Rede Elétrica.....	52
8.4	Harmônicos de Corrente	52
8.5	Perda da Tensão da Rede e Proteção Anti-ilhamento.....	53
8.6	Variação de Tensão.....	53
8.7	Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede.....	55
8.8	Variação de Frequência.....	56
8.9	Fator de Potência (FP) e Injeção/Demanda de Potência Reativa	58
8.10	Controle Externo	61
9	REQUISITOS DE SEGURANÇA PARA SFV	62
9.1	Requisitos de Segurança da Conexão	62
9.2	Proteção contra curto-circuito.....	63
9.3	Reconexão	63
9.4	Aterramento	63
9.5	Isolamento e Seccionamento.....	63
9.6	Religamento automático da rede.....	63
9.7	Proteção contra Surtos	63
9.8	Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS).....	65
9.9	Redução na área de laço dos cabos de corrente contínua	70
10	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS	72
10.1	Características do sistema de distribuição em baixa tensão.....	72
10.2	Padrão de entrada	72

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

10.3	Conexão de geradores por meio de inversores.....	73
10.4	Conexão de geradores que não utilizam inversores.....	75
11	ANEXOS	76
12	CONTROLE DE REVISÕES.....	84
13	APROVAÇÃO	84

MINUTA

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

1 CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta norma aplica-se exclusivamente aos acessantes com microgeração distribuída, de qualquer tipo de fonte de energia renovável ou cogeração qualificada, conectados à rede de distribuição em baixa tensão (BT) por meio de instalações de unidades consumidoras (UC), enquadradas como individual, autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, respectivamente.

Esta Norma não se aplica as edificações não conectadas à rede de distribuição em BT, consumidores livres ou especiais e aos geradores particulares de fontes não renováveis. Para os requisitos técnicos de geradores particulares e consumidores livres ver normas técnicas *NT.009.EQTL* e *NT.032.EQTL*, respectivamente, em suas revisões vigentes.

2 RESPONSABILIDADES

2.1 Gerência Corporativa de Normas e Qualidade

Estabelecer as normas e padrões técnicos para o acesso de microgeração distribuída, em conformidade com as normas técnicas e a regulação vigente do setor elétrico. Coordenar o processo de revisão desta norma.

2.2 Gerência de Relacionamento com o Cliente

Realizar todas as atividades relacionadas com o atendimento ao cliente desde a solicitação do orçamento prévio até a conexão do cliente. Participar do processo de revisão desta norma.

2.3 Gerência Corporativa de Planejamento da Expansão e Meio Ambiente

Realizar todas as atividades relacionadas à análise técnica do orçamento prévio. Participar do processo de revisão desta norma.

2.4 Gerência de Obras e Manutenção

Realizar todas as atividades relacionadas ao levantamento de obras, prazos e participação financeira, quando houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema elétrico. Participar do processo de revisão desta norma.

2.5 Gerência de Serviços Técnicos e Comerciais

Realizar as atividades relacionadas à vistoria e aprovação do ponto de conexão. Participar do processo de revisão desta norma.

2.6 Gerência Corporativa de Cadastro, Geoprocessamento e BDGD

Realizar o cadastro dos acessantes de geração distribuída, integrantes do sistema de compensação de energia elétrica, no sistema G2M+View/Mapa, para a correta localização dos clientes acessantes.

2.7 Projetistas/Empresas que realizam serviços de geração distribuída

Realizar suas atividades para a conexão de geração distribuída, de acordo com as regras e recomendações definidas nesta norma técnica.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

3 DEFINIÇÕES

3.1 Acessada

Distribuidora de energia elétrica em cujo sistema elétrico o Acessante conecta suas instalações.

3.2 Acessante

Consumidor, central geradora, distribuidora, agente importador ou exportador de energia, cujas instalações se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associado a outros. No âmbito desta norma, o termo Acessante se restringe aos microgeradores distribuídos.

3.3 Acesso

Disponibilização da rede de distribuição para a conexão de instalações de unidade consumidora, central geradora, distribuidora, ou agente importador ou exportador de energia, individualmente ou associados, mediante o ressarcimento dos custos de uso e, quando aplicável conexão.

3.4 Arranjo Fotovoltaico

Conjunto de módulos fotovoltaicos ou submódulos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte, não inclui sua fundação, rastreador solar, controle térmico e outros elementos (*ABNT NBR 10899:2013 item 3.11*).

3.5 Autoconsumo remoto

Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (*ANEEL REN 482 art. 2º*). A mesma titularidade para pessoa física é caracterizada como mesmo CPF, a mesma titularidade para pessoas jurídicas é caracterizada como mesmo CNPJ ou mesma raiz de CNPJ (matriz e filiais).

3.6 Carga Instalada

Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento, expressa em kW (quilowatts) (*ANEEL REN 1000 art. 2º*).

3.7 Célula Fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica (*ABNT NBR 10899:2013 item 3.14*).

3.8 Comissionamento

Ato de submeter equipamentos, instalações e sistemas a testes e ensaios especificados, antes de sua entrada em operação.

3.9 Condições de acesso

Condições gerais de acesso que compreendem ampliações, reforços e/ou melhorias necessários às redes ou linhas de distribuição da acessada, bem como os requisitos técnicos e de projeto,

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

procedimentos de solicitação e prazos, estabelecidos nos Procedimentos de Distribuição para que se possa efetivar o acesso.

3.10 Condições de conexão

Requisitos que o acessante obriga-se a atender para que possa efetivar a conexão de suas Instalações ao sistema elétrico da acessada.

3.11 Consumidores de Baixa Tensão

Consumidores ligados ao sistema de energia elétrica da CONCESSIONÁRIA atendidos nas áreas de concessão com tensão de fornecimento 220/127 V devem ser atendidas em 220/127 V (urbano) ou 127 V (rural) e nas áreas de concessão com tensão de fornecimento 380/220 V devem ser atendidas em 380/220 V (urbano) ou 220 V (rural), faturados pelo Grupo “B”.

3.12 Dispositivo de seccionamento visível (DSV)

Caixa com chave seccionadora visível e acessível que a distribuidora usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, não é exigido para microgeradores que se conectam à rede através de inversores (*ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 item 12*).

3.13 Distribuidora

Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica (*ANEEL REN 1000/2021 Art. 2º inciso XIV*).

3.14 Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras – EMUC

Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (*ANEEL REN 482 art. 2º inciso VI*).

3.15 Geração Compartilhada

Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (*ANEEL REN 482 art. 2º inciso VII*).

3.16 Geração Distribuída (GD)

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS.

3.17 Grupo “B”

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos: (ANEEL REN 1000/2021 Art. 2º Inciso XXIV).

Subgrupo B1 – residencial;

Subgrupo B2 – rural;

Subgrupo B3 – demais classes; e

Subgrupo B4 – Iluminação Pública.

3.18 Ilha

Estado no qual uma porção da rede elétrica, contendo carga e geração, continua operando de forma isolada do restante da rede. A geração e a carga podem ser qualquer combinação de sistema de uso privado e pertencente à distribuidora, a situação do ilhamento deve ser evitada pela distribuidora de energia elétrica (ABNT NBR IEC 62116:2012 item 3.5).

3.19 Orçamento Estimado

O orçamento estimado é a resposta formal e obrigatória da acessada fornecida ao consumidor e demais usuários, sempre que consultada, com o objetivo de fornecer informações preliminares sobre o acesso pretendido (ANEEL REN 1000 TÍTULO I CAPÍTULO II Seção VIII).

3.20 Inspeção

Fiscalização da unidade consumidora, posteriormente à ligação, com vistas a verificar sua adequação aos padrões técnicos e de segurança da distribuidora, o funcionamento do sistema de medição e a confirmação dos dados cadastrais.

3.21 Instalações de conexão

Instalações e 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.

3.22 Inversor

Conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para a utilização pela rede de energia elétrica (ABNT NBR 10899:2013 item 3.27).

3.23 Melhoria

Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica (ANEEL REN 482 art. 2º).

3.24 Microgeração distribuída

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL REN 482 art. 2º).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

3.25 Modalidade Tarifária

Conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda (ANEEL REN 1000/2021 art. 2º inciso XXXI):

A modalidade tarifária convencional é caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem segmentação horária no dia (ANEEL REN 1000/2021 art. 211).

A modalidade tarifária branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo segmentada em 3 (três) postos tarifários: 1 (uma) tarifa para o posto tarifário ponta, 1 (uma) tarifa para o posto tarifário intermediário e 1 (uma) tarifa para o posto tarifário fora de ponta (ANEEL REN 1000/2021 art. 212).

3.26 Módulo Fotovoltaico

Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT NBR 10899:2013 item 3.43).

3.27 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

3.28 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 ligação da unidade consumidora à rede da CONCESSIONÁRIA.

3.29 Orçamento Prévio

O orçamento prévio é a resposta da solicitação de acesso, fornecido gratuitamente ao consumidor e demais usuários, com as condições, custos e prazos para a conexão ao sistema de distribuição. (ANEEL REN 1000 Art. 64).

3.30 Posto Tarifário

Período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XXXVIII):

- a) Posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, não se aplicando aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro.
- b) Posto tarifário intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas para o Grupo B; e

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

c) Posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário.

3.31 Potência Ativa

Quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, em kW (quilowatts) (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XXXIX).

3.32 Potência Disponibilizada

Potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos e instalações do consumidor e demais usuários (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XL).

3.33 Potência de Geração ou Capacidade Instalada de Geração

A capacidade instalada ou potência de geração é definida como:

- a) Para os sistemas de geração que utilizam inversores é a potência nominal elétrica, em kW, na saída do inversor, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas”. Trata-se, portanto, do menor valor entre a soma das potências nominais dos inversores e a soma das potências nominais dos módulos.
- b) Para sistemas de geração que não utilizam inversores é a potência nominal elétrica do gerador expressa em kW, obtida a partir da potência aparente (kVA) e fator de potência máximo do gerador.

3.34 Potência de Pico ou Nominal

É a potência de saída de um gerador fotovoltaico, expressa em watts-pico (Wp) ou quilo watts-pico (kWp), sob as condições padrão de teste (STC) – irradiância solar de 1.000 W/m², distribuição espectral padrão para a massa de ar de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C – a STC é usada para determinação dos parâmetros elétricos do módulo (ou célula) fotovoltaico.

3.35 Ponto de conexão

Conjunto de materiais e equipamentos que se destina a estabelecer a conexão entre as instalações da distribuidora e do consumidor e demais usuários (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XXXV).

3.36 Ponto Comum de Conexão (PCC)

Ponto de conexão entre o sistema de geração, a unidade consumidora e a rede elétrica (ABNT NBR 16149 Item 3.10).

3.37 Ramal de Entrada

Conjunto de condutores e acessórios instalados pelo consumidor entre o ponto de conexão e a medição ou a proteção de suas instalações (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XLII).

3.38 Ramal de Conexão

Conjunto de condutores e acessórios instalados pela distribuidora entre o ponto de derivação de sua rede e o ponto de conexão (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso XLIII).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

3.39 Reforço

Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários (ANEEL REN 482 art. 2º inciso V).

3.40 Relacionamento Operacional

Acordo, celebrado entre proprietário de microgeração distribuída e acessada, que descreve e define as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional e comercial do ponto de conexão e instalações de conexão.

3.41 Sistema de compensação de energia elétrica

Sistema no qual a energia ativa (kW) injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL REN 482 art. 2º inciso III).

3.42 Sistema de Geração Híbrido

Aquele que utiliza conjuntamente mais de uma fonte de energia, dependendo da disponibilidade dos recursos energéticos locais, para geração de energia elétrica. A opção pelo hibridismo é feita de modo que uma fonte complemente a eventual falta da outra.

3.43 Solicitação de Acesso

É o requerimento formulado pelo acessante, com as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes ao acesso, bem como os dados que posteriormente serão enviados a ANEEL para fins de registro da unidade de geração que, uma vez entregue à Acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo.

3.44 Unidade Consumidora

Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3kV, a subestação, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão, com medição individualizada, pertencente a um único consumidor e localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos (ANEEL REN 1000 art. 2º inciso L).

4 REFERÊNCIAS

ABNT NBR 10899 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia;

ABNT NBR 16149– Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;

ABNT NBR IEC 62116- Procedimento de Ensaio de Anti-Ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica;

ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão;

ABNT NBR 5419-1 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 1: Princípios gerais;

ABNT NBR 5419-2 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 2: Gerenciamento de risco;

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

ABNT NBR 5419-3 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida;

ABNT NBR 5419-4 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura;

ABNT Projeto NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto;

ANEEL Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2ª Edição, 2016;

ANEEL Ofício Circular nº 0010/2017 – SRD/ANEEL;

ANEEL Ofício Circular nº 0370/2017 – SRD/ANEEL;

ANEEL Resolução Normativa Nº 1000 – Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;

ANEEL Resolução Normativa Nº 482 – Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências;

ANEEL Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST;

ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;

ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 5 – Sistemas de Medição;

ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica;

BELLINASSO, Lucas Vizzotto. Inversores fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia – classificação, recomendações técnicas e gerenciamento. Santa Maria – RS, 2017;

EQUATORIAL ENERGIA NT.001.EQTL.Normas e Padrões – Fornecimento de Energia Elétrica em Baixa Tensão;

EQUATORIAL ENERGIA NT.004.EQTL.Normas e Padrões – Fornecimento de Energia Elétrica à Múltiplas Unidades Consumidoras;

EQUATORIAL ENERGIA NT.030.EQTL.Normas e Padrões – Padrões Construtivos de Caixas de Medição e Proteção;

FINDER. Guia para aplicação de dispositivos de proteção contra surtos – DPS. Disponível em: <<http://materiais.findernet.com/guia-dps>>. Acesso em 01 de março de 2019.

IEC 61727-12 – Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface.

IEC 61116 – Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures;

IEEE 1547 – Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems;

INMETRO Portaria n.º 17, de 14 de janeiro de 2016;

INMETRO Portaria nº 357 de 01 de agosto de 2014;

INMETRO Portaria nº 004 de 04 de janeiro de 2011.

PAULINO, José Osvaldo Saldanha. Proteção de equipamentos elétricos e eletrônicos contra surtos

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

elétricos em instalações. 1ª Edição. Editora Clamper. Lagoa Santa – MG, 2016.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Como fazer o cabeamento elétrico dos módulos fotovoltaicos. Disponível em: <<http://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/46-como-fazer-cabeamento-modulos-fotovoltaicos>>. Acesso em 01 de abril de 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Economizando cabos com a conexão leap-frog dos módulos fotovoltaicos. Disponível em: <<http://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/48-economizando-cabos-conexao-leap-frog-modulos-fv>>. Acesso em 01 de abril de 2019.

ZILLES, Roberto. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2012.

5 ATENDIMENTO AO CLIENTE

5.1 Canais de Atendimento

- a) Pará (Belém, Castanhal, Marabá, Santarém e Altamira): 0800 280 3216 / grandesclientes.para@equatorialenergia.com.br
- b) Maranhão (São Luís, Bacabal, Pinheiro, Timon e Imperatriz): 0800 280 2800 / grandesclientes.maranhao@equatorialenergia.com.br
- c) Piauí (Teresina, Parnaíba e Floriano): 0800 086 8500 / grandesclientes.piaui@equatorialenergia.com.br
- d) Alagoas (Maceió e Arapiraca): 0800 082 8500 / grandesclientes.alagoas@equatorialenergia.com.br
- e) Rio Grande do Sul (Porto Alegre, Osório e Pelotas): 0800 721 2333 / grandesclientes.ceee@equatorialenergia.com.br
- f) Amapá (Macapá): 0800 091 0116 / grandesclientes.cea@equatorialenergia.com.br

5.2 Generalidades

- a) A conexão não poderá acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade dos serviços públicos de energia elétrica a qualquer consumidor, conforme os critérios estabelecidos pelo Poder Concedente.
- b) O Acessante, ou Representante Legal munido de procuração assinada, deve dirigir-se ao Atendimento Corporativo da CONCESSIONÁRIA, para obter todos os esclarecimentos de ordem comercial, técnica, legal e econômico-financeira, necessários e relativos à implantação da geração distribuída.
- c) A solicitação de acesso deve ser formalizada pelo usuário interessado, através de formulário anexado junto a esta norma, disponibilizado no site da CONCESSIONÁRIA.
- d) Na solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência disponibilizada de unidade consumidora com microgeração distribuída aplicam-se os procedimentos, prazos e condições estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e no Módulo 3 do PRODIST. (ANEEL REN 482 art. 3º).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

- e) Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e do PRODIST (ANEEL REN 482 art. 13-B).
- f) É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL REN 482 art. 4º-A).
- g) Caso o consumidor altere as características de sua carga e aumente sua potência demandada, mesmo não resultando em alteração de sua potência disponibilizada, deverá informar à CONCESSIONÁRIA que, por sua vez avaliará a necessidade de adequação do seu sistema elétrico (ANEEL Ofício Circular 0010/2017).
- h) O acessante deve submeter previamente à apreciação da CONCESSIONÁRIA o aumento da carga ou da geração instalada que exigir a elevação da potência injetada ou da potência demandada, antes da solicitação de acesso, para verificar a necessidade de adequação do sistema elétrico (ANEEL Ofício Circular 0010/2017 SRD).
- i) Na ocorrência de aumento de potência demandada ou disponibilizada à revelia, vale o estabelecido na ANEEL REN 1000 Art. 8º inciso II: O consumidor e demais usuários devem consultar previamente a distribuidora sobre o aumento da carga ou da geração instalada que exigir a elevação da potência injetada ou da potência demandada.
- j) Unidades consumidoras localizadas em condomínios verticais e que queiram instalar uma microgeração distribuída, porém não possuem área própria disponível para instalar uma GD, devem apresentar, além dos documentos obrigatórios descritos nesta norma e formulário de solicitação de acesso, um documento comprobatório do condomínio dando o de acordo para a utilização de áreas comuns.
- k) A CONCESSIONÁRIA poderá interromper o acesso ao seu sistema quando constatar a ocorrência de qualquer procedimento irregular ou deficiência técnica e/ou de segurança das instalações de conexão que ofereçam risco iminente de danos a pessoas ou bens, ou quando se constatar interferências, provocadas por equipamentos do acessante, prejudiciais ao funcionamento do sistema elétrico da acessada ou de equipamentos de outros consumidores.
- l) A CONCESSIONÁRIA reserva-se o direito de realizar a qualquer momento, inspeções nas instalações do acessante para verificação das condições do ponto de conexão, se necessário efetuar testes para verificar a conformidade de funcionamento do sistema. Em caso de não conformidade impeditiva de continuidade da conexão, o acessante ficará impedido de conectar seu sistema à rede de distribuição, até a normalização das não conformidades.
- m) A CONCESSIONÁRIA coloca-se à disposição para prestar as informações pertinentes ao bom andamento da implantação da conexão, desde o projeto até sua energização, e disponibilizará para o Acessante suas normas, especificações, padrões técnicos, além dos requisitos de segurança e

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

proteção.

n) Esta Norma poderá, em qualquer tempo sofrer alterações no todo ou em parte, sendo que toda e qualquer alteração será precedida de divulgação através dos meios de comunicação, é recomendado que os interessados periodicamente consultem a CONCESSIONÁRIA quanto à sua aplicabilidade.

5.3 Responsabilidades por Danos ao Sistema Elétrico e Acesso à Revelia

a) A CONCESSIONÁRIA deve exigir do consumidor o ressarcimento de indenizações no caso de danos ao sistema elétrico de distribuição e danos a equipamentos elétricos de outros consumidores comprovadamente ocasionado por microgeração distribuída, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (*ANEEL REN 482 art. 11*).

b) A CONCESSIONÁRIA deve suspender imediatamente o fornecimento no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (*ANEEL REN 482 art. 12*).

c) Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

5.4 Participação Financeira

a) Todos os custos de montagem e a execução da instalação da unidade consumidora até o padrão de entrada são de responsabilidade do acessante.

b) A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para avaliação do grau de perturbação das instalações do consumidor e demais usuários em seu sistema de distribuição, avaliação dos impactos sistêmicos da conexão, adequação do sistema de proteção e integração das instalações do consumidor e demais usuários e coordenação da proteção em sua rede de distribuição e para revisão dos ajustes associados, incluindo o ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão, de frequência e dos sinais estabilizadores (*ANEEL REN 1000 art. 73*).

c) Devem ser calculados o encargo de responsabilidade da distribuidora e a participação financeira do consumidor em caso de conexão de unidade consumidora que não se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos na REN 1000, inclusive com microgeração distribuída e em caso de conexão ou aumento de potência disponibilizada em sistemas de microgeração distribuída em unidade consumidora existente (*ANEEL REN 1000 art. 106 incisos I e II*).

d) A CONCESSIONÁRIA deve custear as melhorias ou reforços no sistema de distribuição decorrentes da injeção de energia por unidade consumidora com microgeração distribuída, não havendo participação financeira do consumidor, exceto para o caso de geração compartilhada (*ANEEL REN 1000 art. 106 Parágrafo único*).

e) A CONCESSIONÁRIA é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST, deve instalar,

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

operar, manter e arcar com a responsabilidade técnica e financeira dos medidores e demais equipamentos de medição para fins de faturamento. (ANEEL REN 482 art. 8º e REN 1000 art. 228).

f) Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão microgeração caracterizada como geração compartilhada são de responsabilidade do interessado. Tais custos correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão (ANEEL REN 482 art. 8º §1º e §2º).

g) Em caso de solicitação de acesso de unidade consumidora que não possua carga, apenas geração distribuída, a distribuidora deve considerar a natureza da atividade desenvolvida (que é de gerador, e não de carga) nos estudos e na definição das obras necessárias à adequação de seu sistema à conexão daquela unidade consumidora – que por sua vez impactarão no encargo de responsabilidade da distribuidora e na participação financeira do consumidor (ANEEL Ofício Circular 0010/2017).

h) O consumidor deve consultar previamente a distribuidora sobre o aumento da carga ou da geração instalada que exigir a elevação da potência injetada ou da potência demandada (ANEEL REN 1000 art. 8º II).

5.5 Responsabilidade em Obras

5.5.1 Condições gerais

a) Após a aprovação do Orçamento Prévio e a celebração do Relacionamento Operacional referente à conexão, serão executadas as obras necessárias, vistoria das instalações e a conexão do microgerador.

b) Os equipamentos a serem instalados pelo acessante no ponto de conexão devem ser obrigatoriamente aqueles homologados pela CONCESSIONÁRIA.

5.5.2 Obras de responsabilidade do Acessante

a) São de responsabilidade do Acessante as obras de conexão de instalações de interesse restrito e as instalações da unidade consumidora e do ponto de conexão. É recomendado que sua execução se inicie apenas após liberação formal da CONCESSIONÁRIA, através da Aprovação prévia do projeto.

b) Todas as obras para a conexão deverão ser construídas segundo os padrões da CONCESSIONÁRIA, de acordo com os projetos aprovados na fase de Solicitação do Acesso.

c) As obras de conexão devem ser executadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da CONCESSIONÁRIA, além das normas da ABNT.

5.5.3 Obras de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA

a) Cabe à CONCESSIONÁRIA a execução de obras de melhoria ou reforço em seu próprio sistema de distribuição para viabilizar a conexão da microgeração distribuída, respeitando os prazos estabelecidos na legislação vigente.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

b) A distribuidora deverá iniciar o sistema de compensação de energia elétrica após realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição, conforme procedimentos e prazos estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL REN 482 art. 10º).

5.6 Contratos

a) A CONCESSIONÁRIA deve formalizar o fornecimento de energia elétrica para unidade consumidora do grupo B por meio do contrato de adesão. No caso de unidade consumidora com microgeração distribuída deve ser celebrado o “Relacionamento Operacional” disposto no Módulo 3 do PRODIST (ANEEL REN 1000 art. 123 caput e § 2º).

b) O Relacionamento Operacional referente ao acesso deve ser encaminhado pela CONCESSIONÁRIA ao Acessante, no prazo de até 5 (cinco) dias úteis após a aprovação do orçamento prévio, conforme modelo do Módulo 3 do PRODIST.

c) Para a elaboração do Relacionamento Operacional, deve-se fazer referência aos contratos celebrados para a unidade consumidora associada à central geradora classificada como microgeração distribuída e participante do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora local. (ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 item 9).

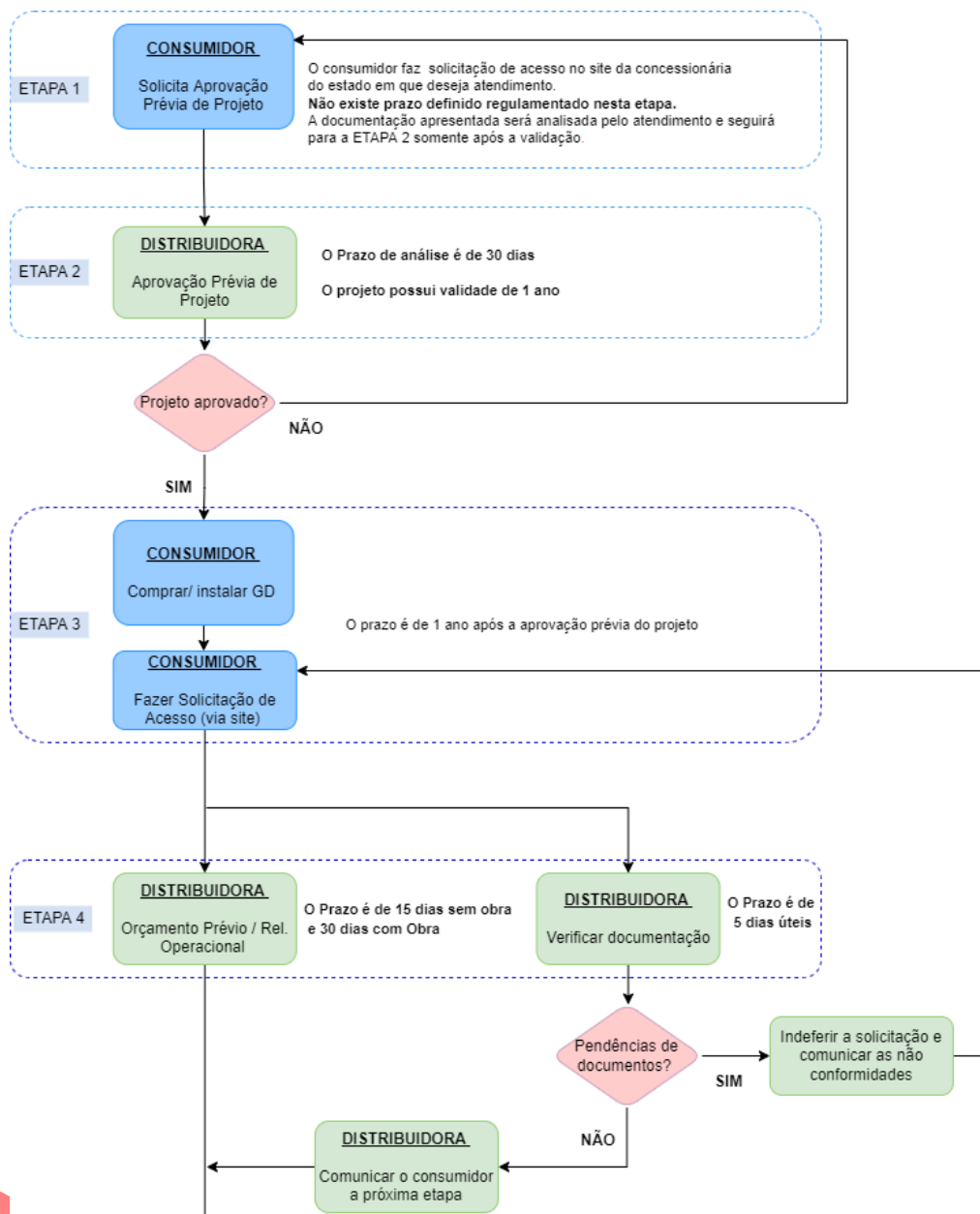
d) Caso sejam necessárias melhorias ou reforços na rede para conexão da microgeração distribuída, a execução da obra pela CONCESSIONÁRIA deve ser precedida da aprovação do orçamento prévio e da assinatura de contrato específico com o interessado, no qual devem estar discriminados as etapas e o prazo de implementação das obras, as condições de pagamento da participação financeira do consumidor, quando couber, além de outras condições vinculadas ao atendimento.

e) A unidade consumidora que aderir ao sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora deve ser faturada conforme regulamentação específica para minigeração distribuída e observada as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

5.7 Etapas de Acesso

a) O acesso de microgeração distribuída, regulado pela ANEEL através da REN1000, REN 482 e PRODIST Módulo 3 Seção 3.1, consiste das etapas de aprovação prévia de projeto, solicitação de acesso, orçamento prévio, vistoria e aprovação do ponto de conexão e contratos.

b) Para melhor visualização e entendimento dos processos das etapas definidas no item a, ver **FIGURA 1**, onde é apresentado um fluxograma sugerido e detalhado de todo o processo de acesso de microgeração distribuída, com as etapas estratificadas, identificadas e sequenciadas, evidenciando os responsáveis, os prazos e as condicionantes.



Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

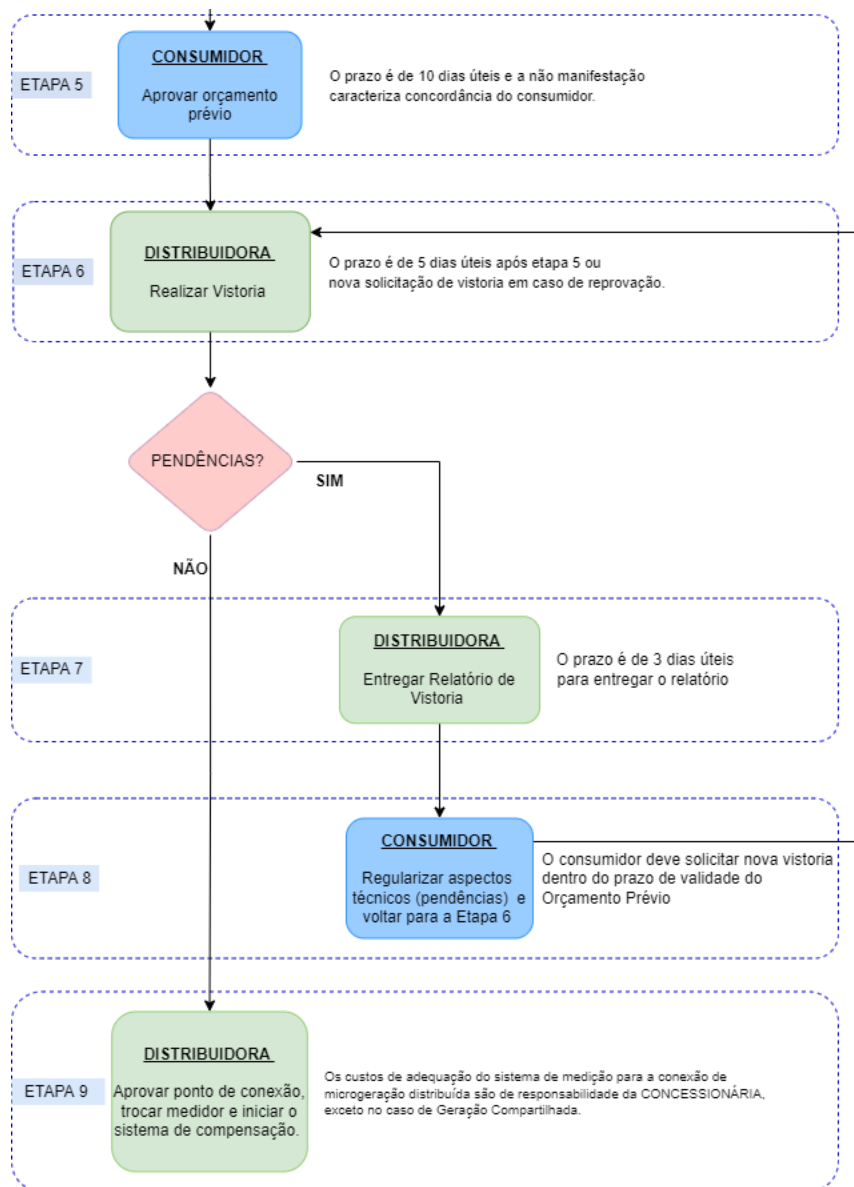


Figura 1 – Fluxo de acesso de microgeração distribuída.

5.8 Aprovação Prévia do Projeto

- A CONCESSIONÁRIA deve disciplinar em suas normas técnica as situações em que é necessária a aprovação prévia de projeto das instalações de entrada de energia e das obras de responsabilidade do consumidor e demais usuários (ANEEL REN 1000 art. 50).
- Na análise de projetos, a distribuidora deve observar os seguintes prazos:
 - 30 (trinta) dias: para informar o resultado da análise ou reanálise do projeto após sua apresentação, com eventuais ressalvas e, ocorrendo reprovação, os motivos e as providências corretivas necessárias; e
 - 10 (dez) dias úteis: para informar o resultado da reanálise do projeto se ficar caracterizado que não foram informados os motivos de reprovação na análise anterior.
- O projeto aprovado terá validade de 1 ano.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

d) O projeto só será analisado, se estiver com a assinatura do projetista responsável, com registro ativo no Conselho Profissional, apresentando os seguintes documentos em conformidade com o **item 5.9**.

- Número de registro válido no conselho profissional competente do responsável técnico (projeto e execução);
- Diagrama unifilar do sistema de geração, carga, proteção e medição;
- Diagrama de blocos do sistema de geração, carga e proteção (apenas acima de 10 kW);
- Projeto Elétrico (apenas acima de 10 kW), contendo: planta de situação, diagrama funcional, arranjos físicos ou layout e detalhes de montagem e manual com folha de dados (datasheet) dos geradores e dos inversores (fotovoltaica e eólica);
- Memorial Técnico Descritivo;
- Certificados de Conformidade dos Inversores ou o número de registro de concessão do INMETRO para a tensão nominal de conexão com a rede;
- Documento que comprove o reconhecimento pela ANEEL, no caso de cogeração qualificada.

e) Para aprovação do projeto elétrico, o projeto deve obrigatoriamente, estar de acordo com as normas e padrões da CONCESSIONÁRIA, com as normas da ABNT e com as normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes.

f) Uma vez aprovado o projeto, a CONCESSIONÁRIA informará ao cliente através do Atendimento Corporativo, por carta de aprovação, que será encaminhada no e-mail cadastrado na solicitação do cliente. Esta etapa pode ser acompanhada no site da CONCESSIONÁRIA.

g) Toda e qualquer alteração no projeto já aprovado, somente pode ser feita através do responsável pelo mesmo, mediante consulta à CONCESSIONÁRIA. Se durante a execução o projeto for alterado, o cliente deverá se dirigir à CONCESSIONÁRIA e apresentar projeto complementar com as mudanças realizadas.

h) Após aprovação do projeto e execução das obras, o responsável pelo empreendimento deve formalizar a solicitação de acesso junto à CONCESSIONÁRIA.

i) A aprovação do projeto não é impeditiva para a solicitação de orçamento prévio, porém, no mesmo da vistoria o mesmo precisa estar aprovado.

j) Todas as partes do projeto sujeitas ou não à análise da CONCESSIONÁRIA são de inteira responsabilidade do projetista, devendo atender às recomendações das Normas Técnicas Brasileiras.

k) Projetos que perderam a validade ou que foram reprovados, quando forem novamente apresentados para análise, serão analisados mediante os critérios e padrões estabelecidos na revisão vigente desta norma na data de sua reapresentação e somente serão aprovados quando em conformidade com a norma vigente.

5.9 Solicitação de Acesso

A solicitação de acesso deve ser feita através do atendimento corporativo, conforme meios de comunicação informados no **item 5.1** ou via site da CONCESSIONÁRIA.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

5.9.1 Apresentação dos Documentos Para a Solicitação de Acesso

- a) Os arquivos dos desenhos de plantas, cortes, detalhes, vistas, diagramas, devem ser apresentados em CAD (compatível com AutoCAD® versão 2007) e PDF em escala e formatos (A0, A1, A2, A3 e A4) apropriados, com boa visualização na impressão para os procedimentos de análise e vistoria, os formulários (anexos) desta norma e de outras normas complementares, devem ser apresentados em Excel e demais arquivos podem ser apresentados em PDF.
- b) Todos os documentos necessários para a análise e aprovação do projeto, devem ser assinados e digitalizados, pelo responsável técnico legalmente habilitado, com tamanho máximo de 5 MB cada, para posterior envio aos canais de atendimento.
- c) Os arquivos devem ser identificados com os nomes dos respectivos documentos, tais como: Número de registro válido do responsável técnico, Memorial Técnico Descritivo, Diagrama Unifilar, Diagrama Funcional, Formulário de Solicitação de Acesso, etc.

5.8.1 Documentos Necessários para a Solicitação de Acesso

- a) Formulário de Solicitação de Acesso, conforme **ANEXO I** (microgeração até 10kW) e **ANEXO II** (microgeração acima de 10kW), desta Norma. Estes formulários estão disponíveis no site da CONCESSIONÁRIA, juntamente com a Norma atualizada.
- b) Número de registro válido no conselho profissional competente do responsável técnico.
- c) Diagrama unifilar da microgeração conectada à rede da CONCESSIONÁRIA, mostrando o gerador (potência, tensão e corrente), inversor (potência, tensão e corrente), quadro de distribuição, cargas (potência, tensão e corrente), sistema de proteção (TPs, TCs, relés, disjuntores e fusíveis do lado CA e CC, DPS lado CA e CC, aterramento), disjuntor geral (número de pólos e corrente), medidor, cabos, barramentos e quando for o caso, transformador de isolamento (número de fases, potência, tensão e correntes). No caso de inversor mostrar todas as proteções contempladas no mesmo. As informações de tensão em Volt (V), de corrente em Ampere (A), de potência em Watt (W) ou quilowatt (kW) e de bitola de cabos em milímetro quadrado (mm²).
- d) Diagrama de blocos mostrando gerador, inversor, cargas, proteção e medidor (apenas para Microgeração acima de 10 kW).
- e) Memorial Técnico Descritivo, com as seguintes informações:
 - Identificação da Unidade Consumidora;
 - Dados do Ponto de Entrega: Tensão, Condutores do Circuito e Disjuntor de Entrada;
 - Fotos do local da caixa de medição instalada (se existente) ou do futuro local de instalação do medidor e do(s) inversor(es) que ainda serão instalados;
 - Histórico de Consumo (kWh) dos últimos 12 meses;
 - Descrição das cargas a serem atendidas, levantamento da Carga Instalada e Demanda;
 - Dimensionamento do Gerador, do Inversor, dos equipamentos de proteção CC e CA (disjuntor, fusíveis, DPS), disjuntor de entrada e elemento de desconexão (dispositivo de

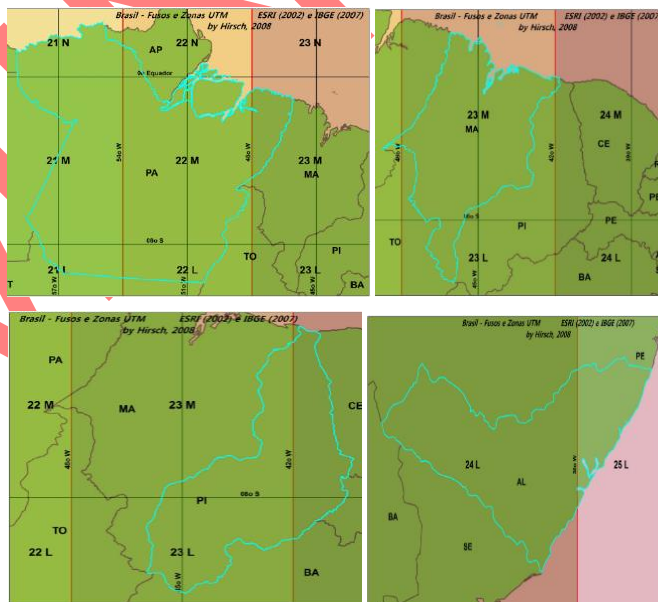
Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

seccionamento visível – DSV), quando aplicável, e dos condutores;

- Descrição do sistema de aterramento, equipotencializações;
- Descrição das funções de proteção utilizadas (sub e sobre tensão, sub e sobre frequência, sobrecorrente, sincronismo e anti-ilhamento) em relés ou no inversor, com seus respectivos ajustes;
- Características Técnicas do Gerador e Inversores, tais como tensão (V), corrente (A), potência (W e VA), fator de potência, Distorção Harmônica Total de corrente e tensão, eficiência, dentre outras.
- Detalhes de montagem do padrão de entrada e do inversor (quando aplicável), detalhando a forma instalação da caixa de medição e do inversor, com respectiva localização na unidade consumidora e a forma de acesso, dimensões da caixa de medição e a forma de acesso ao padrão de entrada e inversor, a altura do inversor em relação ao piso deve seguir o mesmo padrão de altura da instalação da caixa de medição, ou seja, 1,30 m a base do inversor em relação ao piso, exceto para microinversor.

f) Projeto Elétrico (apenas para Microgeração acima de 10 kW):

- Planta de Situação geo-referenciada no **PARÁ** em UTM 21 ou 22 ou 23, no **MARANHÃO** em UTM 23, no **PIAUÍ** em UTM 23 ou 24, **ALAGOAS** em UTM 24 ou 25, no **RIO GRANDE DO SUL** em UTM 21 ou 22 e no **AMAPÁ** em UTM 22, identificando a localização da unidade consumidora, com as ruas adjacentes/delimitações, o ponto de derivação da rede da CONCESSIONÁRIA, o número de identificação do poste mais próximo da unidade consumidora, o ramal de ligação e o ponto de entrega/conexão. **A FIGURA 2** mostra os fusos UTM;



Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

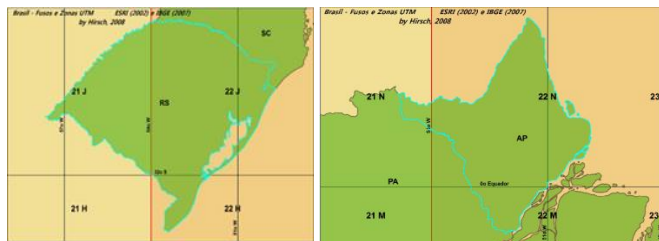


Figura 2 – Coordenadas UTM para as áreas de concessão do Grupo Equatorial Energia.

- Diagrama Funcional do gerador ao medidor, mostrando as ligações, conexões, comunicação e intertravamento dos equipamentos, incluindo o sistema de proteção;
 - Arranjo Físico ou Layout dos equipamentos, mostrando a localização física e detalhes de montagem dos equipamentos na unidade consumidora, incluindo: gerador, inversor, quadro de distribuição, string box e caixa de medição;
 - Manual com Folha de Dados (Datasheet) dos Inversores.
- g) Certificados de Conformidade dos Inversores ou o número de registro de concessão do INMETRO dos inversores para a tensão nominal de conexão com a rede. Estes certificados devem evidenciar que os inversores foram testados pelas normas nacionais (ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT IEC 62116) e/ou internacionais aplicáveis (normas europeias IEC 61727-12 e IEC 62116 ou a norma americana IEEE 1547).
- h) Dados necessário para registro da central geradora.
- i) Lista de unidades consumidoras que serão beneficiadas pelos créditos gerados no sistema de compensação de energia elétrica, conforme modelo no **ANEXO I** e no **ANEXO II**, desta norma, aplica-se aos casos de autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Este modelo está disponível no site da CONCESSIONÁRIA, no arquivo do Formulário de Solicitação de Acesso.
- j) Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes, apenas para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.
- k) Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, no caso de cogeração qualificada.
- l) Os documentos enviados na etapa de aprovação prévia do projeto não precisam ser reenviados, a menos que sejam solicitados pela CONCESSIONÁRIA.

Tabela 1 – Documentos Obrigatórios para a Solicitação de Acesso de Microgeração Distribuída.

Documentos Obrigatórios	Até 10 kW	Acima de 10 kW	Observações
1. Formulário de Solicitação de Acesso	SIM	SIM	
2. Número de registro válido no conselho profissional competente do responsável técnico (projeto e execução)	SIM	SIM	

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Documentos Obrigatórios	Até 10 kW	Acima de 10 kW	Observações
3. Diagrama unifilar do sistema de geração, carga, proteção e medição.	SIM	SIM	
4. Diagrama de blocos do sistema de geração, carga e proteção (conforme modelo em anexo)	NÃO	SIM	Até 10kW apenas o diagrama unifilar
5. Memorial Técnico Descritivo	SIM	SIM	
6. Projeto Elétrico, contendo:	NÃO	SIM	
6.1. Planta de Situação			Itens integrantes do Projeto Elétrico
6.2. Diagrama Funcional			
6.3. Arranjos Físicos ou layout e detalhes de montagem			
6.4. Manual com Folha de Dados (<i>datasheet</i>) dos Geradores e dos Inversores (fotovoltaica e eólica)			
7. Certificados de Conformidade dos Inversores ou o número de registro de concessão do INMETRO para a tensão nominal de conexão com a rede.	SIM	SIM	Homologação INMETRO obrigatória para inversores até 10 kW
8. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	Ver observação	Ver observação	Apenas para os casos de autoconsumo remoto, geração compartilhada e EMUC
9. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os Integrantes	Ver observação	Ver observação	Apenas para EMUC e geração compartilhada.
10. Documento que comprove o reconhecimento pela ANEEL, no caso de cogeração qualificada	Ver observação	Ver observação	Apenas para cogeração qualificada
11. Formulário de Ligação Nova	Ver observação	Ver observação	Ligação Nova de UC com microgeração distribuída
12. Formulário de Troca de Padrão (de monofásico para bifásico ou trifásico, de bifásico para trifásico, trifásico para bifásico ou	Ver observação	Ver observação	Para UC existente com aumento ou redução de potência

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Documentos Obrigatórios	Até 10 kW	Acima de 10 kW	Observações
monofásico, de bifásico para monofásico)			disponibilizada com troca de padrão
13. Contrato de aluguel ou arrendamento da unidade consumidora	Ver observação	Ver observação	Quando a UC geradora for alugada ou arrendada
14. Procuração autenticada e com firma reconhecida em cartório	Ver observação	Ver observação	Quando a solicitação for feita por terceiros
15. Autorização de uso de área comum em condomínio	Ver observação	Ver observação	Quando uma UC individual construir uma central geradora utilizando a área comum do condomínio

5.10 Orçamento Prévio

5.10.1 Informações

a) O orçamento prévio deve conter, no mínimo:

- Havendo necessidade de obras de responsabilidade da distribuidora para a conexão:
 - Relação das obras e serviços necessários no sistema de distribuição, discriminando o valor da mão-de-obra, dos materiais e equipamentos a serem empregados;
 - Cronograma físico-financeiro para execução, com o prazo de conclusão das obras, informando as situações que podem suspender o prazo;
 - Memória de cálculo dos custos orçados;
 - Custo atribuível ao consumidor e demais usuários a título de participação financeira e as condições de pagamento, discriminando o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora, o fator de demanda e o detalhamento da aplicação da proporção e dos descontos;
 - Prazos para a aprovação do orçamento e, nos casos de gratuidade ou de ausência de participação financeira, a informação de que será caracterizada concordância com o orçamento prévio recebido se não houver manifestação contrária no prazo de até 10 (dez) dias úteis; e
 - Direito à antecipação por meio de aporte de recursos ou execução da obra.
- As alternativas avaliadas para conexão e as estimativas de custos e justificativas;
- Informações sobre as características do sistema de distribuição e do ponto de conexão;
- Informações relacionadas à instalação e características do sistema de medição para faturamento detalhando as responsabilidades do consumidor e demais usuários;

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

- Informações dos canais para atendimento técnico e comercial e sobre o relacionamento operacional;
 - Classificação das atividades e tarifas aplicáveis;
 - Limites e indicadores de continuidade;
 - Relação dos contratos a serem celebrados;
 - Informações sobre equipamentos ou cargas que podem provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição ou em outras instalações.
- b) A CONCESSIONÁRIA deve elaborar e fornecer gratuitamente ao consumidor e demais usuários o orçamento prévio, com as condições, custos e prazos para a conexão ao sistema de distribuição, nos seguintes prazos, contados a partir da solicitação:
- 15 (quinze) dias: para conexão de unidades consumidoras com microgeração distribuída em que não haja necessidade de realização de obras no sistema de distribuição ou de transmissão, apenas, quando necessário, a instalação do ramal de conexão;
 - 30 (trinta) dias: para conexão de unidades consumidoras com microgeração distribuída em que haja necessidade de realização de obras no sistema de distribuição ou de transmissão.
- c) A CONCESSIONÁRIA tem o prazo de até 5 (cinco) dias úteis, contados a partir da solicitação, para verificar a entrega das informações e documentos necessários e adotar uma das seguintes providências:
- Comunicar ao consumidor e demais usuários o recebimento da solicitação e a próxima etapa; ou
 - Indeferir a solicitação e comunicar ao consumidor e demais usuários as não conformidades.
- d) A CONCESSIONÁRIA não deve emitir o orçamento prévio quando não houver necessidade de obras de responsabilidade da distribuidora para a conexão ou para o atendimento do aumento da potência demandada ou elevação da potência injetada no sistema de distribuição, devendo ser adotadas as seguintes providências:
- Informar as próximas etapas e providências para viabilização da solicitação; e
 - Encaminhar, até os prazos dispostos no **item 5.9.1b**, caso aplicável, os contratos e demais documentos para assinatura.
- e) O orçamento prévio terá prazo de validade de 30 dias após a sua aprovação.
- f) O pedido de orçamento prévio deve ser feito para a distribuidora responsável pelo serviço na área geográfica em que se localizam as instalações do consumidor e demais usuários, exceto se houver indicação diferente no orçamento estimado ou em orçamento prévio elaborado por outra distribuidora.
- g) A CONCESSIONÁRIA não pode se recusar a elaborar e fornecer gratuitamente o orçamento prévio nas situações em que as instalações do consumidor e demais usuários não se encontram completamente implementadas.
- h) A CONCESSIONÁRIA deve fornecer protocolo ao consumidor e demais usuários quando receber

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

solicitação de orçamento prévio.

i) Para conexão de microgeração distribuída em unidade consumidora existente sem necessidade de aumento da potência disponibilizada, o orçamento prévio pode ser simplificado, indicando apenas as responsabilidades do consumidor e encaminhando o documento “Relacionamento Operacional”.

j) Compete à distribuidora a realização de todos os estudos para a integração de microgeração, sem ônus ao acessante.

5.10.2 Aprovação do Orçamento Prévio

a) O consumidor e demais usuários devem aprovar o orçamento prévio e autorizar a execução das obras pela distribuidora nos seguintes prazos:

- 10 (dez) dias úteis: no caso de atendimento gratuito ou que não tenha participação financeira; e
- No prazo de validade do orçamento prévio da distribuidora: nas demais situações.

b) A devolução dos contratos assinados e o pagamento da participação financeira caracterizam a aprovação do orçamento prévio e a autorização para execução das obras.

c) A CONCESSIONÁRIA e o consumidor e demais usuários devem cumprir o orçamento prévio aprovado, que somente pode ser alterado mediante acordo entre as partes.

d) O orçamento prévio perderá a validade nos casos de:

- Não aprovação nos prazos estabelecidos;
- Não pagamento da participação financeira nas condições estabelecidas pela distribuidora; ou
- Não devolução dos contratos assinados no prazo.

e) No prazo de até 5 (cinco) dias úteis após a aprovação do orçamento prévio, a CONCESSIONÁRIA deve entregar ao consumidor e demais usuários o relacionamento operacional, os contratos e, caso aplicável, o documento ou meio de pagamento.

5.11 Vistoria e aprovação do ponto de conexão

a) A CONCESSIONÁRIA deve realizar a vistoria e a instalação dos equipamentos de medição nas instalações do consumidor e demais usuários em até 5 (cinco) dias úteis.

b) O prazo de que trata o **item 5.11a** inicia automaticamente no primeiro dia útil subsequente a partir da:

- Conclusão da análise pela CONCESSIONÁRIA que indicar que não são necessárias obras para realização da conexão;
- Conclusão da obra pela CONCESSIONÁRIA para atendimento ao pedido de conexão; ou
- Nova solicitação da vistoria em caso de reprovação de vistoria anterior.

c) Na vistoria a distribuidora deve realizar, caso necessário, os ensaios e testes dos equipamentos e sistemas das instalações de conexão.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

d) O relatório de vistoria deve conter, caso aplicável:

- A descrição das características finais das instalações de conexão;
- Os resultados dos ensaios e testes realizados nas instalações de conexão e em suas instalações internas;
- A relação de eventuais pendências; e
- Os desenhos do ponto de conexão, conforme construído.

e) Uma vez aprovada a vistoria, a CONCESSIONÁRIA realiza a instalação dos equipamentos de medição.

f) Ocorrendo reprovação das instalações de entrada de energia elétrica na vistoria, a CONCESSIONÁRIA deve disponibilizar ao consumidor e demais usuários, em até 3 (três) dias úteis após a conclusão do procedimento, o relatório de vistoria, com os motivos e as providências corretivas necessárias (ANEEL REN 1000 art. 94).

g) A vistoria será reprovada pela CONCESSIONÁRIA caso o projeto não tenha sido aprovado.

h) Após resolvidas as pendências detectadas no relatório de vistoria, o consumidor e demais usuários devem formalizar nova solicitação de vistoria à CONCESSIONÁRIA (ANEEL REN 1000 art. 94 § 1º).

5.12 Solicitação de Vistoria

a) A vistoria só deve ser solicitada em caso de reprovação de vistoria anterior. A solicitação deve ser realizada pelo Acessante à CONCESSIONÁRIA, no prazo máximo de 30 dias após a aprovação do orçamento prévio.

b) A inobservância do prazo, estabelecido para solicitação de vistoria implica na perda das condições de conexão estabelecidas no orçamento prévio, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes.

c) Toda e qualquer alteração no padrão já aprovado, somente pode ser feita através do responsável pelo mesmo, mediante consulta e aprovação da CONCESSIONÁRIA.

d) Documentos obrigatórios para a solicitação de vistoria

- Formulário de Solicitação de Vistoria (conforme **ANEXO VI** desta norma);
- Relatório de comissionamento, conforme **ABNT NBR 16274**, com registro profissional e assinatura do responsável técnico;
- Fotos da instalação do padrão de entrada e do sistema de geração incluindo gerador e inversor (quando houver), evidenciando as correções das pendências indicadas no relatório de vistoria.

5.13 Prazos

Os prazos estabelecidos pela CONCESSIONÁRIA para cada item abaixo são regidos pela regulamentação estabelecida pela ANEEL REN 1000.

5.13.1 Prazos e Validade

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

- Aprovação Prévia de Projeto: 30 (trinta) dias;
- Validade do Projeto Aprovado: 1 (um) ano;
- Emissão do Orçamento Prévio: 15 (quinze) dias ou 30 (trinta) dias quando necessitar de obras de reforço ou melhoria, contados a partir da data da solicitação de acesso;
- Validade do Orçamento Prévio: 30 (trinta) dias;
- Realização da Vistoria e instalação dos equipamentos de medição: até 5 (cinco) dias úteis;
- Entrega do Relatório da Vistoria: até 3 (três) dias úteis após a realização da vistoria;

5.14 Casos Omissos

Os casos omissos a esta Norma Técnica, ou aqueles que pelas características excepcionais exijam estudos especiais, serão objeto de análise prévia e decisão por parte da CONCESSIONÁRIA, que tem o direito de rejeitar toda e qualquer solução que não atenda às condições técnicas exigidas pela mesma.

6 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 Generalidades

- Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a CONCESSIONÁRIA, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (*ANEEL REN 482 art. 6º §1º*).
- Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, unidades consumidoras com microgeração distribuída caracterizadas como: individual, integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto (*ANEEL REN 482 art. 6º*).
- Somente cliente cativos podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, portanto, não se aplica aos consumidores livres ou especiais (*ANEEL REN 482 art. 6º §2º*).
- Não podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica (*ANEEL REN 482 art. 6-A*).
- Para unidades consumidoras do grupo B, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, deve ser cobrado, no mínimo, o valor em R\$ referente ao custo de disponibilidade que corresponde a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (*ANEEL REN 482 art. 7º inciso I e Caderno Temático Item 4.1*).
- O excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada (*ANEEL REN 482 art. 7º inciso IV*), conforme a expressão [1] abaixo.

$$EE = (EI - EC) \quad [1]$$

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Sendo $EI > EC$

Onde:

EE = Excedente de Energia, em kWh

EI = Energia injetada na RD pela unidade consumidora, em kWh;

EC = Energia consumida pela unidade consumidora em kWh.

Os créditos são gerados na seguinte situação:

$EI > EC \rightarrow EE > 0$, energia injetada maior que a consumida, gera créditos por excedente de energia;

$EI \leq EC \rightarrow EE \leq 0$, energia consumida maior ou igual a injetada, não gera créditos.

g) Para unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (ANEEL REN 482 art. 7º inciso II), conforme expressão [2].

$$\text{FATURA} = (EC - EI - CA) \times Tr \quad [2]$$

Onde:

EC = Energia consumida pela unidade onde está instalada a microgeração, em kWh;

EI = Energia injetada na RD pela unidade onde está instalada a microgeração, em kWh;

CA = Créditos de energia ativa acumulados de ciclos de faturamento anteriores, em kWh.

Tr = Tarifa em R\$/MWh

h) Para a unidade consumidora em local diferente da geração, ou seja, unidade consumidora beneficiada pelos créditos gerados pela unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (ANEEL REN 482 art. 7º inciso VII), conforme a expressão [3].

$$\text{FATURA} = (EC - PE - CA) \times Tr \quad [3]$$

Onde:

EC = Energia consumida pela unidade consumidora beneficiada pelos créditos gerados pela microgeração que está instalada em outro local, em kWh;

PE = Percentual de crédito de energia gerado pela microgeração instalada em outra localidade, convertidos em kWh;

CA = Créditos de energia ativa acumulados de ciclos de faturamento anteriores, em kWh.

Tr = Tarifa em R\$/MWh

i) O excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto (ANEEL REN 482 art. 7º inciso VI).

j) O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (ANEEL REN 482 art. 7º inciso VIII).

k) Quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B (ANEEL REN 482 art. 7º inciso V).

l) Para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados (ANEEL REN 482 art. 7º inciso IX).

m) Para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve ser realizada primeiramente no mesmo ciclo de faturamento e no mesmo posto horário em que ocorreu a geração, posteriormente, nos demais postos horários, devendo ser observada a relação dos valores da componente TE (R\$/MWh) da tarifa de energia, publicada nas resoluções homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver (ANEEL REN 482 art. 7º inciso XI), a **FIGURA 3** ilustra a forma de compensação dos créditos conforme descrita neste item e no item acima.

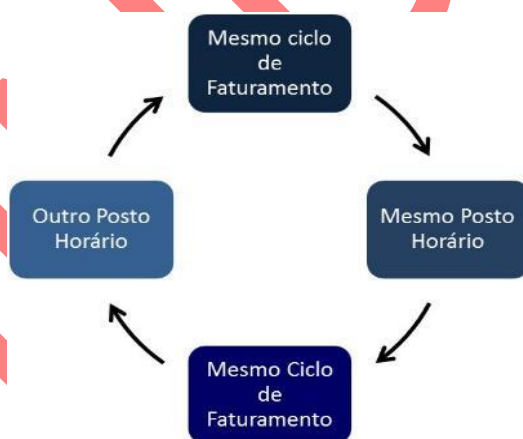


Figura 3 – Ciclo de compensação dos créditos

n) Os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo (ANEEL REN 482 art. 7º inciso XII).

o) Eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela CONCESSIONÁRIA em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes (ANEEL REN 482 art. 7º inciso XIII).

6.2 Unidade Consumidora Individual com Microgeração Distribuída

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

a) Unidade consumidora individual que possua uma microgeração distribuída conectada à rede de distribuição de energia elétrica da CONCESSIONÁRIA, a energia excedente é calculada conforme a expressão [1] e o faturamento é conforme a expressão [2].

b) O consumo a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos acumulados em meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para os consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade, ocorrendo da seguinte forma:

- Se $EC - PE - PA > 0$ → Cliente paga o consumo referente ao resultado da operação ($EC - PE - PA$), conforme expressão [3], desde que seja superior ao custo de disponibilidade, caso contrário paga apenas o **Custo de Disponibilidade (30 ou 50 ou 100 kWh)**;
- Se $EC - PE - PA \leq 0$ → Cliente paga o consumo referente ao **Custo de Disponibilidade (30 ou 50 ou 100 kWh)** e os créditos gerados neste ciclo são acumulados para os próximos ciclos de faturamento.

c) A **Figura 4**, mostra um exemplo baseado no caderno temático da ANEEL, sobre a forma de utilização dos créditos para compensação na fatura de uma microgeração individual, para um consumidor trifásico, custo de disponibilidade 100 kWh, sem considerar taxa de iluminação pública e a incidência de impostos na tarifa.

MÊS	CONSUMO (kWh)	INJETADO (kWh)	ENERGIA EXCEDENTE (kWh)	CRÉDITOS ACUMULADOS (kWh)	CRÉDITOS UTILIZADOS (kWh)	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIFERENÇA (kWh)
JAN	330	370	40	40	0	100	230
FEV	350	360	10	50	0	100	250
MAR	460	340	0	30	20	100	360
ABR	300	370	70	100	0	100	200
MAI	360	300	0	100	0	100	260
JUN	400	0	0	0	100	300	100
JUL	300	370	70	70	0	100	200
AGO	360	300	0	70	0	100	260
SET	450	320	0	40	30	100	350
OUT	330	370	40	80	0	100	230
NOV	300	370	70	150	0	100	200
DEZ	400	0	0	0	150	250	150
TOT	4340	3470	300		300	1550	2.790

Figura 4 – Exemplo de utilização de créditos para microgerador individual.

6.3 Autoconsumo remoto

a) Em microgeração distribuída caracterizada como autoconsumo remoto, ver definição no **item 3.5**, a unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, define os percentuais de créditos que devem ser alocados para cada unidade consumidora beneficiada pelos créditos gerados.

b) A energia excedente é calculada conforme a expressão [1], o faturamento da unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída é calculado conforme a expressão [2]. O faturamento das unidades consumidoras beneficiadas pelos créditos gerados pela unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída é calculado conforme a expressão [3].

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

c) Para a unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída utilizar os mesmos critérios e exemplo ilustrado no **item 6.2**.

d) Para as unidades consumidoras, beneficiadas pelos créditos gerados pela unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, o consumo a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e o percentual de créditos de energia destinados à unidade consumidora beneficiada, considerando-se também eventuais percentuais de créditos acumulados de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, será cobrado o custo de disponibilidade, ocorrendo da seguinte forma:

- Se $EC - PE - PA > 0$ → Cliente paga o consumo referente ao resultado da operação ($EC - PE - PA$), conforme expressão [3], desde que seja superior ao custo de disponibilidade, caso contrário paga o **Custo de Disponibilidade (30 ou 50 ou 100 kWh)**;
- Se $EC - PE - PA \leq 0$ → Cliente paga o consumo referente ao **Custo de Disponibilidade (30 ou 50 ou 100 kWh)** e os créditos gerados neste ciclo são acumulados para os próximos ciclos de faturamento.

e) A **FIGURA 5**, mostra um exemplo baseado no Caderno Temático da ANEEL, sobre a forma de utilização dos créditos para compensação na fatura de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, onde a UC1 é o microgerador e as unidades UC2 e UC3, são beneficiadas com alocação de créditos provenientes do excedente de energia ativa gerados pela UC1, nos percentuais de 70% e 30%, respectivamente. Cada unidade é atendida com padrão trifásico e o custo de disponibilidade é de 100 kWh. Não é considerada a taxa de iluminação pública e a incidência de impostos na tarifa.

		UC1	UC2	UC3										
		0	70%	30%										

MES	CONSUMO UC1 (kWh)	INJETADO UC1 (kWh)	ENERGIA EXCEDENTE UC1 (kWh)	CONSUMO FATURA UC1 (kWh)	CONSUMO UC2 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC2 (kWh)	CRÉDITO ACUMULADO UC2 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC2 (kWh)	MES	CONSUMO UC3 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC3 (kWh)	CRÉDITO ACUMULADO UC3 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC3 (kWh)	
JAN	330	< 1.764	1.434	100	957	< 1.004	47	47	100	JAN	396	< 430	34	100
FEV	360	< 1.883	1.503	100	1.008	< 1.052	44	91	100	FEV	432	< 450	18	100
MAR	460	< 1.900	1.440	100	1.334	> 1.008	0	235	MAR	598	> 432	0	114	

1.334 – 1008 – 91 = 235

598 – 432 – 52 = 114

Figura 5 – Exemplo de utilização de créditos para autoconsumo remoto ou geração compartilhada.

6.4 Geração Compartilhada.

a) Em microgeração distribuída caracterizada como geração compartilhada, ver definição no **item 3.14**, o consórcio ou a cooperativa deve ser o titular da unidade consumidora onde será instalada a microgeração distribuída e define, segundo critério próprio estabelecido entre os integrantes, através de instrumento jurídico de solidariedade, o percentual de créditos provenientes da energia excedente, que deve ser destinado a cada unidade consumidora que compõe o consórcio ou a cooperativa.

b) O consórcio deve seguir o disposto na Lei n. 6.404/76 e também observar o disposto na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016, para fins de inscrição no CNPJ e o Parecer nº 00433/2016/PFANEEL/PGF/AGU. A cooperativa deve observar as regras gerais previstas no Código Civil (arts. 1.093 a 1.096), assim como o disposto na Lei n. 5.764/61 e o Parecer nº 00433/2016/PFANEEL/PGF/AGU (ANEEL *Ofício Circular* nº 0010/2017).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

c) O instrumento jurídico adequado a comprovar a solidariedade existente entre os componentes do consórcio, da cooperativa ou condomínio, pode ser seu ato constitutivo, seja para fins jurídicos, seja para os fins previstos no § 6º, do art. 4º, da REN nº 482/2012 (ANEEL *Ofício Circular nº 0010/2017*).

d) A energia excedente é calculada conforme a expressão [1], o faturamento da unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída é calculado conforme a expressão [2]. O faturamento das unidades consumidoras beneficiadas pelos créditos gerados pela unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída é calculado conforme a expressão [3].

e) Para a unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída utilizar os mesmos critérios e exemplo ilustrado no **item 6.2**.

f) Para unidades consumidoras beneficiadas pelos créditos gerados pela unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, utilizar os mesmos critérios e exemplo ilustrado no **item 6.3**.

6.5 Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras

a) Em microgeração distribuída caracterizada como EMUC, conforme definição no **item 3.13**, os condôminos podem instalar um sistema de microgeração distribuída na unidade consumidora condomínio e utilizar os créditos para diminuir a fatura de suas unidades consumidoras dos condôminos. Esses créditos devem ser divididos em porcentagens, definidos pela unidade consumidora condomínio, previamente acordados, através de instrumento jurídico de solidariedade.

b) Os créditos gerados pela microgeração instalada no condomínio, podem ser divididos pelos condôminos sem a necessidade de se abater o consumo total da área comum, cabendo ao titular da unidade consumidora condomínio, definir o percentual de rateio dos créditos dentre os integrantes do condomínio (ANEEL *Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída 2016 item 5.4*).

c) O excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada (ANEEL *REN 482 art. 7º inciso IV*), conforme a expressão [4] abaixo.

$$EE_{EMUC} = EI_{EMUC} \quad [4]$$

EE_{EMUC} = Excedente de Energia da unidade consumidora no EMUC (unidade condomínio), em kWh

EI_{EMUC} = Energia injetada na RD pela unidade consumidora geradora no EMUC, em kWh.

d) O faturamento da unidade consumidora (condomínio) onde está instalada a microgeração distribuída e das unidades consumidoras beneficiadas pelos créditos gerados pela unidade consumidora condomínio, segue os mesmos critérios já mostrados para as unidades consumidoras beneficiadas pelos créditos gerados de microgeração distribuída com autoconsumo remoto ou geração compartilhada, com a diferença de considerar o excedente de energia ativa conforme a expressão [4].

e) A **Figura 6**, mostra um exemplo baseado do Caderno Temático da ANEEL, para a utilização dos créditos para compensação na fatura de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, onde a UC_{CONDÔMÍNIO} é o gerador com medição no Grupo A e as unidades UC1, UC2, UC3 e UC4 com medição no Grupo B, são beneficiadas com alocação de créditos provenientes do excedente de energia

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

ativa gerados pela UC_{CONDOMÍNIO}. As unidades com Grupo B são atendidas com padrão trifásico e o custo de disponibilidade é de 100 kWh. Não é considerada a taxa de iluminação pública e a incidência de impostos na tarifa.

		UC CONDOMÍNIO	UC1	UC2	UC3	UC4
	CRÉDITO ALOCADO	60%	10%	10%	10%	10%

MÊS	CONSUMO COND. P (kWh)	CONSUMO COND. FP (kWh)	INJETAD COND. FP (kWh)	CRÉDITO ALOCADO COND (kWh)	CONSUMO FATURADO FP COND (kWh)
JAN	7.895	54.743	57.645	34.587	20.156

$57.645 \times 60\% = 34.587$ $54.743 - 34.587 = 20.156$

MÊS	CONSUMO UC1 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC1 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC1 (kWh)	CONSUMO UC2 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC2 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC2 (kWh)
JAN	6.000	5.765	235	5.200	5.765	100

CRÉDITO ACUMULADO = $5.765 - 5.200 = 565$ kWh

MÊS	CONSUMO UC3 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC3 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC3 (kWh)	CONSUMO UC4 (kWh)	CRÉDITO ALOCADO UC4 (kWh)	CONSUMO FATURADO UC4 (kWh)
JAN	6.265	5.765	500	5.600	5.765	100

CRÉDITO ACUMULADO = $5.765 - 5.600 = 165$ kWh

Figura 6 – Exemplo de utilização de créditos para EMUC.

f) No exemplo acima, deve-se ressaltar que a unidade consumidora condomínio (Grupo A) deverá pagar pela demanda contratada (100 kW na ponta e 400 kW fora da ponta), pelo consumo faturado na ponta (7.895 kWh) e pelo consumo faturado fora da ponta após a compensação dos créditos (20.156 kWh). Para as demais unidades integrantes do condomínio (Grupo B), aplicam-se apenas o consumo faturado após a alocação dos créditos, sendo iguais ao custo de disponibilidade para as UC2 e UC4, e 235 kWh (UC1) e 500 kWh (UC3) (*ANEEL Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída 2ª edição, 2016*).

É importante também destacar que a quantidade de créditos recebida pelas unidades consumidoras dos condôminos (Grupo B) não sofre influência devido à diferença tarifária entre as tarifas de suas unidades e as tarifas da unidade consumidora condomínio (Grupo A) (*ANEEL Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída 2ª edição, 2016*).

6.6 Informações na Fatura

6.6.1 Generalidades

- Para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto horário, se houver.
- Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica.
- Para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas nesta Norma e, em seguida, conceder os descontos conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

d) A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos das normas pertinentes.

6.6.2 Informações

Adicionalmente às informações obrigatórias, a fatura dos consumidores que possuem microgeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento:

- a) Informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;
- b) Saldo anterior de créditos em kWh;
- c) Energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;
- d) Energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;
- e) Histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;
- f) Total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;
- g) Total de créditos expirados no ciclo de faturamento;
- h) Saldo atualizado de créditos;
- i) A próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá.
- j) As informações descritas acima, podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da CONCESSIONÁRIA, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações definidas em a, c, d e h do **item 6.6.2**.

7 REQUISITOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS

7.1 Generalidades

- a) Os critérios e requisitos técnicos e operacionais descritos neste capítulo são aplicáveis aos sistemas de geração distribuída participantes do sistema de compensação de energia elétrica, conectados à rede elétrica com ou sem a utilização de inversor, em conformidade com o **PRODIST Módulo 8 e PRODIST Módulo 3**.
- b) Todo e qualquer acesso de central geradora classificada como microgeração distribuída, de fontes renováveis ou cogeração qualificada à rede de distribuição, deve ser precedido de orçamento prévio e projeto aprovado pela CONCESSIONÁRIA.
- c) Para conexões que utilizam inversores, o acessante deve instalar o inversor dentro de sua propriedade em local apropriado e de fácil acesso à CONCESSIONÁRIA (*ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 item 15*), preferencialmente nas proximidades do padrão de entrada. O visor do inversor deverá ficar a uma altura máxima de 1,50 m do piso acabado ao seu topo. Este item será verificado na apresentação do projeto e na vistoria, sendo imprescindível para sua aprovação. Este item não se

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

aplica aos microinversores, pois os mesmos são parte integrantes dos painéis fotovoltaicos.

d) A conexão à rede de distribuição da CONCESSIONÁRIA, deve ser realizada em corrente alternada, monofásica, bifásica ou trifásica, com frequência de 60 (sessenta) Hz, através de fontes com ou sem utilização de inversor e o acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado.

e) O paralelismo das instalações do acessante com a rede de distribuição da CONCESSIONÁRIA não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção.

f) A instalação do acessante, conectada ao sistema de distribuição, deve operar dentro dos limites de qualidade de energia elétrica, estabelecidos no *PRODIST Módulo 8 Seção 8.1*.

g) As centrais geradoras, devem utilizar fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

7.2 Requisitos de Conexão

a) A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela CONCESSIONÁRIA, conforme suas normas de fornecimento de energia elétrica, em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente (*ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 Item 11*).

b) O ramal de ligação, ponto de conexão e ramal de entrada da unidade consumidora com geração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica, deve ser compatível com a máxima potência e máxima corrente consumida da rede ou injetada na rede, ou seja, deve ser capaz de suportar toda a potência gerada ou toda a potência consumida.

c) A geração distribuída conectada à rede através de geradores síncronos, deve possuir controle de excitação para proporcionar o controle do fator de potência no ponto de conexão.

d) A geração distribuída conectada à rede através de geradores assíncronos, deverá prover bancos de capacitores automáticos para compensação e adequação do fator de potência dentro da faixa de 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo. Os bancos devem ser dimensionados para suprir no máximo 75% da potência reativa máxima do gerador de indução para evitar a possibilidade de ilhamento destes devendo-se apresentar cálculos que demonstrem estes valores. Os bancos devem ser desconectados, através de disjuntores, comandados pelos relés de proteção, após a partida dos geradores.

e) Outros sistemas de geração deverão prever a compensação e controle de fator de potência empregando as tecnologias adequadas.

f) As unidades consumidoras com geração distribuída participantes do sistema de compensação de energia, podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição de energia elétrica (*ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 Item 18*), ou seja, na eventual perda da rede, a geração deve desconectar-se da rede elétrica pela atuação da proteção anti-ilhamento, que

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

provoca a abertura do disjuntor do ponto de conexão da unidade consumidora com a rede elétrica, isolando totalmente a unidade consumidora, incluindo carga e geração, porém a geração pode continuar fornecendo energia às cargas internas a partir de um sistema de armazenamento, neste caso os requisitos de qualidade de fornecimento são de responsabilidade do Acessante.

g) A reconexão só é permitida após o restabelecimento das condições normais de tensão, decorrido o tempo mínimo exigido de reconexão.

h) A proteção anti-ilhamento deve desconectar a geração da rede elétrica, sem qualquer tipo de retardo intencional, em caso de falta proveniente da rede de distribuição de energia elétrica. No caso dos sistemas que utilizam inversor, devem ser seguidos os critérios de desconexão por atuação da proteção anti-ilhamento e reconexão estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 e NBR 16149.

7.3 Materiais do Padrão de Entrada

Os materiais utilizados no padrão de entrada devem ser, de fornecedores homologados pela CONCESSIONÁRIA, em conformidade com a norma técnica **NT.001.EQTL** que trata do fornecimento de energia elétrica em baixa tensão.

7.4 Inversores

7.4.1 Inversores até 10 kW de potência nominal

Os inversores com potência nominal até 10 kW, desde de 1º de março de 2016, devem, obrigatoriamente, ser fabricados e importados, somente em conformidade com os requisitos do *INMETRO Portaria nº 004/2011* e devidamente registrados (homologados) no INMETRO (*INMETRO Portaria nº 537/2014 Art. 8º alterado pela Portaria nº 017/2016 Art. 3º*), não sendo aceitos inversores até 10 kW de potência nominal que não sejam registrados (homologados) no INMETRO, este item deve ser evidenciado na solicitação de acesso e caso não seja atendido, ocasionará reprovação da solicitação de acesso e do ponto de conexão.

7.4.2 Inversores acima de 10 kW de potência nominal

Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores com potência nominal acima de 10 kW, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme às normas técnicas nacionais ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT IEC 62116 ou às normas europeias IEC 61727-12 e IEC 62116 ou a norma americana IEEE 1547, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos no PRODIST Módulo 3.

7.5 Limite de Potência de Geração

a) A potência instalada da microgeração distribuída, em kW, deve ser menor ou igual a 75 kW, e dentro deste limite deve ser no máximo igual a potência disponibilizada para a unidade consumidora do Grupo B onde a central gerador será instalada (*ANEEL REN 1000 art. 23 e 31*).

b) A potência disponibilizada para unidades consumidoras do Grupo B, é a resultante da

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA), conforme expressão [5] e em kW conforme expressão [6] em kVA.

$$\text{Potência Disponibilizada (kVA)} = \frac{I_{ND} \times V_N \times NF}{1000} \quad [5]$$

$$\text{Potência Disponibilizada (kW)} = \text{Potência Disponibilizada (kVA)} \times FP \quad [6]$$

I_{ND} = Corrente nominal do disjuntor de entrada (geral), em A;

V_N = Tensão nominal de atendimento da unidade consumidora, em V;

NF = Fator específico referente ao número de fases da tensão de atendimento (1 ou $\sqrt{3}$);

FP = Fator de potência da instalação

c) Caso o consumidor deseje instalar geração com potência superior ao limite de potência disponibilizada para a unidade consumidora onde será instalada a microgeração distribuída, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada (ANEEL REN 1000 art. 31).

d) Para definição do disjuntor geral da unidade consumidora, devem ser verificados os padrões de entrada e valores definidos nas tabelas da norma **NT.001.EQTL** da CONCESSIONÁRIA que trata do fornecimento em energia elétrica em baixa tensão.

e) Para a determinação do limite da potência instalada da microgeração distribuída localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela CONCESSIONÁRIA para o atendimento do empreendimento (ANEEL REN 1000 art. 31 §2º), porém vale ressaltar que o ramal de ligação, ponto de conexão e ramal de entrada são limitantes para a potência disponibilizada da unidade consumidora onde será instalada a central geradora.

7.6 Níveis de Tensão e Forma de Conexão

a) A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela CONCESSIONÁRIA em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente (ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 Item 11).

b) O Acessante deve ser interligado ao sistema elétrico de baixa tensão no ponto de conexão da unidade consumidora, conforme **TABELA 2**, caso o acessante deseje migrar de monofásico para bifásico ou trifásico, ou de bifásico para trifásico, em função dos equipamentos para conexão à rede de distribuição, deverá solicitar aumento de sua potência disponibilizada.

Tensão Nominal	Carga da UC	Conexão no Ponto De Entrega	Potência da Microgeração	Conexão da Geração	Tensão de Conexão da Microgeração
220/127 V	≤ 10 kW	Monofásico	≤ 10 kW	Monofásica	127 V

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

	> 10 kW e ≤15 kW	Bifásico	≤15 kW	Monofásica ou Bifásica	127 ou 220 V
	> 15 a ≤ 75 kW	Trifásico	≤ 75 kW	Monofásica, Bifásica ou Trifásica	127 ou 220 V
380/220 V	≤ 12 kW	Monofásico	≤ 12 kW	Monofásica	220 V
	> 12 e ≤ 75kW	Trifásico	≤ 75kW	Monofásica ou Trifásica	220 ou 380 V

Tabela 2 – Níveis de tensão e forma de conexão em função da potência

Nota 1: Para atendimento em configuração da rede de distribuição diferente da recomendada (Radial), a CONCESSIONÁRIA deverá realizar estudo prévio de viabilidade técnica.

c) A forma de conexão do(s) inversor(es) no ponto comum de conexão, deve ser obrigatoriamente conforme **TABELA 2**, ou seja, inversores monofásicos conectados em sistemas monofásicos ou bifásicos ou trifásicos e inversores trifásicos conectados apenas em sistemas trifásicos. É importante ressaltar que um inversor monofásico de 220V, pode ser conectado em um sistema monofásico 220V ou em um sistema bifásico 220V. A **FIGURA 7**, mostra as formas típicas de conexão de inversores monofásicos 127 V em sistemas 220 / 127 V.

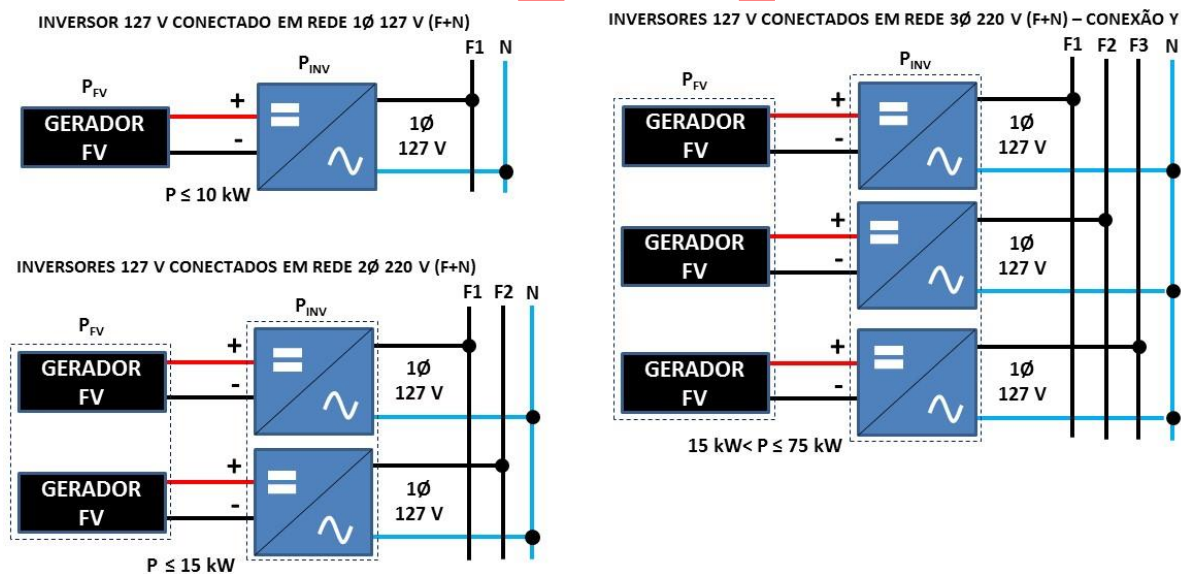


Figura 7 – Formas típicas de conexão de inversores monofásicos em 127 V em sistemas 220 / 127 V.

d) A **FIGURA 8**, mostra as formas típicas de conexão de inversores monofásicos/bifásicos 220V em sistemas 220/127 V e 380/220 V.

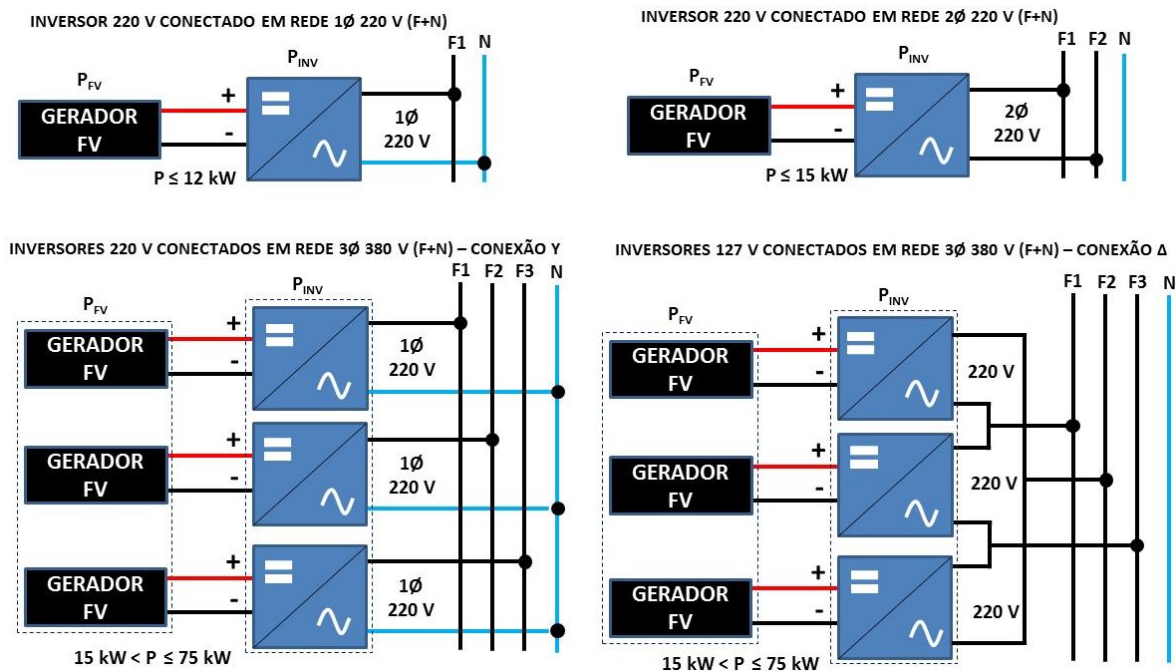


Figura 8 – Formas típicas de conexão de inversores monofásicos/bifásico em 220 V em sistemas 220/127 V e 380/220 V.

e) A **FIGURA 9**, mostra as formas típicas de conexão de inversores trifásicos 220V ou 380 V em sistemas 220/127 V e 380/220 V.

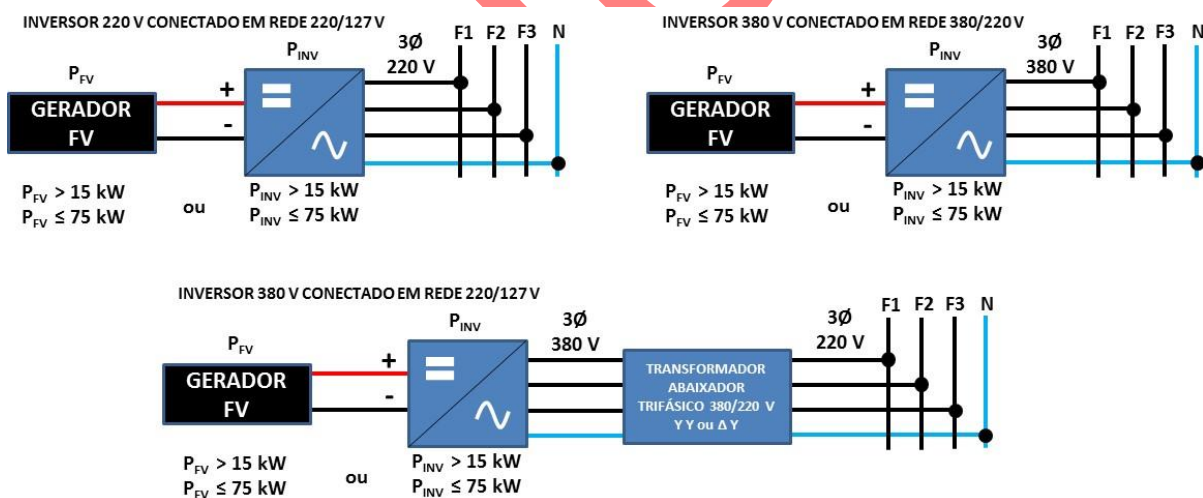


Figura 9 – Formas típicas de conexão de inversores trifásico 220 V e 380 em sistemas 220/127 V e 380/220 V.

f) No caso de utilização apenas de inversores monofásicos em sistemas bifásicos ou trifásicos, os inversores devem ser conectados, sempre que possível, nas fases de forma balanceada, ou seja, em sistemas bifásicos os inversores devem ser distribuídos nas duas fases e em sistemas trifásicos os inversores devem ser distribuídos nas três fases, sempre de forma balanceada mantendo o mais próximo possível a mesma injeção de energia em todas as fases.

7.7 Requisitos de Qualidade no Ponto de Conexão

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Os requisitos de qualidade da energia elétrica no ponto de conexão, em conformidade com o PRODIST Módulo 8 aborda os fenômenos em regime permanente (tensão, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência) e transitório (variações de tensão de curta duração – VTCD).

7.7.1 Tensão em Regime Permanente

a) A tensão contratada no ponto de conexão da unidade consumidora atendida em baixa tensão (rede secundária de distribuição), também denominada tensão nominal (VN), poderá sofrer variações conforme mostra a **TABELA 3**.

Tabela 3 – Tensões em regime permanente no ponto de entrega para tensões nominais inferiores a 1 kV. *FONTE: Adaptado ANEEL PRODIST Módulo 8.*

Tensão Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (VL) em Volts	
	220 / 127 V	380 / 220 V
Adequada	$(202 \leq VL \leq 231) / (117 \leq VL \leq 133)$	$(350 \leq VL \leq 399) / (202 \leq VL \leq 231)$
Precária	$(191 \leq VL \leq 202 \text{ ou } 231 \leq VL \leq 233)$ $(110 \leq VL \leq 117 \text{ ou } 133 \leq VL \leq 135)$	$(331 \leq VL \leq 350 \text{ ou } 399 \leq VL \leq 403)$ $(191 \leq VL \leq 202 \text{ ou } 231 \leq VL \leq 233)$
Crítica	$(VL < 191 \text{ ou } VL > 233)$ $(VL < 110 \text{ ou } VL > 135)$	$(VL < 331 \text{ ou } VL > 403)$ $(VL < 191 \text{ ou } VL > 233)$

b) A **FIGURA 10**, mostra graficamente a faixa de variação da tensão (pu), em relação à tensão de atendimento nominal da rede.

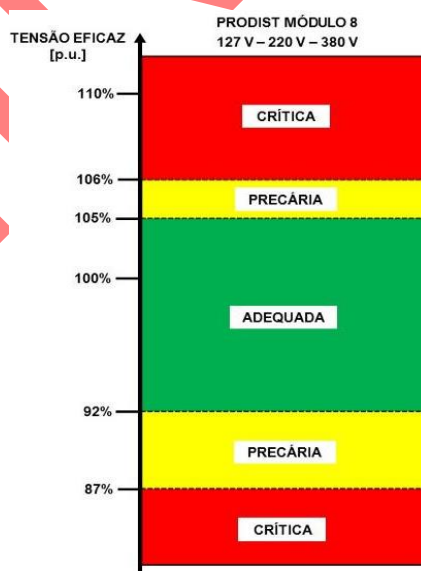


Figura 10 – Faixa de variação da tensão em relação à tensão de atendimento.

c) O acessante de geração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica, deve prover meios para que a geração não provoque tensões no ponto de conexão, consideradas precárias ou críticas, o que implica que suas unidades geradoras devem possuir sistemas de controle

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

de tensão capazes de regulação local da tensão dentro da faixa de tensão considerada adequada.

7.7.2 Fator de Potência (FP)

Para a unidade consumidora do Grupo A o fator de potência de referência deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo (*ANEEL PRODIST Módulo 8 Seção 8.1 Item 41*). Requisitos específicos para sistemas fotovoltaicos são abordados no **Item 8** desta norma.

7.7.3 Harmônicos de Tensão

a) As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal de frequência fundamental e são monitoradas pelos indicadores DTT95%, DTT_P95%, DTT_I95% e DTT₃95% (*ANEEL PRODIST Módulo 8 Seção 8.1 Itens 43 e 44*). Esses indicadores são calculados conforme as expressões abaixo.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad [7]$$

DIT_h% – Distorção harmônica individual de tensão

h – ordem harmônica individual

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad [8]$$

DTT% – Distorção harmônica total de tensão

h – todas as ordens harmônicas de 2 até hmáx.

hmáx – conforme a classe A ou S.

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad [9]$$

DTT_P% – Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplos de 3

h – todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 (h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, ...).

hp – máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad [10]$$

DTT_I% – Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3

h – todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 (h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, ...).

hi – máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad [11]$$

DTT₃% – Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3

h – todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 (h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39,...)

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

h3 – máxima ordem harmônica múltipla de 3.

b) A distorção harmônica total de tensão deve ser limitada aos valores indicados da **TABELA 4**. Os valores de referências individuais, são descritos no PRODIST Seção 8.1, representam os valores máximos toleráveis para cada acessante no ponto de conexão ao sistema de distribuição.

Tabela 4 – Valores das distorções harmônicas totais de tensão. FONTE: PRODIST Módulo 8.

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL (V_N)		
	$V_N \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_N < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_N < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _P 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _I 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

DTT95% – Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas

DTT_P95% – Valor do indicador DTT_P% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas

DTT_I95% – Valor do indicador DTT_I% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas

DTT₃95% – Valor do indicador DTT₃% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas

7.7.4 Desequilíbrio de Tensão

a) O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema (ANEEL PRODIST Módulo 8 Seção 8.1 Item 49).

b) Os acessantes devem manter suas unidades geradoras distribuídas nas fases de forma balanceada para evitar desequilíbrios de tensão. O desequilíbrio de tensão pode ser calculado conforme a expressão [12] e alternativamente pela expressão [13]

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad [12]$$

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad [13]$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad [14]$$

FD – Fator de desequilíbrio de tensão

V₋ – Magnitude da tensão Eficaz de sequência negativa – frequência fundamental

V₊ – Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva – frequência fundamental

V_{ab} V_{bc} e V_{ca} = Magnitudes das tensões eficazes de linha – frequência fundamental

c) Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão, que correspondem ao máximo valor desejável a ser observado, estão descritos na **TABELA 5**.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Tabela 5 – Limites de desequilíbrio de tensão. FONTE: *PRODIST Módulo 8*.

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL	
	$V_N \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

FD95% – Valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FD% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas.

7.7.5 Flutuação de Tensão

- a) A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea (*ANEEL PRODIST Módulo 8 Seção 8.1 Item 55*).
- b) Os acessantes com geração distribuída participantes do sistema de compensação de energia, devem adotar medidas preventivas para que a flutuação de tensão decorrente da operação de seu sistema de geração distribuída e de suas instalações, não ultrapasse os limites de PST (*Probability Short Time*) e PLT (*Probability Long Time*), indicados pela **TABELA 6**, no ponto de conexão.

Tabela 6 – Limites para flutuação de tensão. FONTE: *PRODIST Módulo 8*.

INDICADOR	TENSÃO NOMINAL		
	$V_N \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_N < 230 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_N < 230 \text{ kV}$
P _{st} 95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

P_{st} – Severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos.

P_{st}95% – Valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas

7.7.6 Variação de Frequência

- a) O sistema de distribuição e a geração conectada ao mesmo, em condições normais de operação e em regime permanente, devem operar na faixa ideal de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.
- b) Para os sistemas que se conectam à rede sem a utilização de inversores (centrais térmicas ou centrais hidráulicas) a faixa operacional de frequência deverá estar situada entre 59,5 Hz e 60,5 Hz. Os tempos de atuação estão descritos na **TABELA 9**.
- c) Na ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, a geração deve garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 (trinta) segundos após a transgressão, para a faixa de **59,5 Hz a 60,5 Hz**, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.
- d) Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas, pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos, conforme mostra a **FIGURA 11**.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

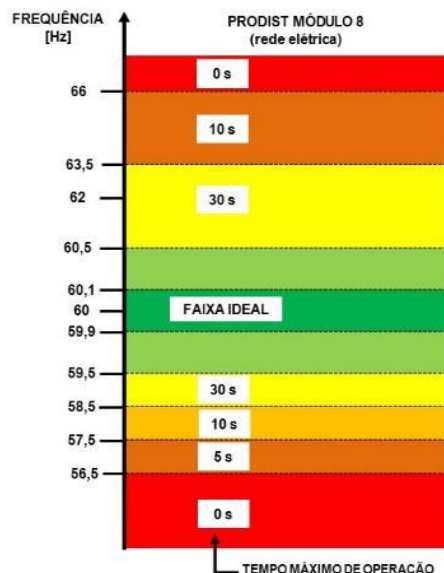


Figura 11 – Faixa de frequências do PRODIST. FONTE: Adaptado de BELINASSO (2017).

7.7.7 Variação de Tensão de Curta Duração - VTCD

a) As variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos e são classificadas conforme descrição na **TABELA 7**.

Tabela 7 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração. FONTE: PRODIST Módulo 8.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	≤ 3 s	$< 1,0$ pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	≥ 1 ciclo e ≤ 3 s	$\geq 0,1$ pu e $< 0,9$ pu
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	≥ 1 ciclo e ≤ 3 s	$> 1,1$ pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	> 3 s e < 3 min	$< 0,1$ pu
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	> 3 s e < 3 min	$\geq 0,1$ pu e $< 0,9$ pu
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	> 3 s e < 3 min	$> 1,1$ pu

7.8 Requisitos de Proteção para Conexão de Microgeração Distribuída

7.8.1 Requisitos Gerais

a) A função de proteção dos equipamentos pode ser executada por um dispositivo interno ao inversor para as conexões que o utilizem como interface com a rede ou por dispositivos externos para aquelas conexões que não utilizem inversor como interface ou para as funções que não são contempladas no

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

inversor.

b) Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os quais devem estar instalados em locais apropriados e de fácil acesso, as proteções relacionadas na **TABELA 8** podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída.

c) A CONCESSIONÁRIA pode propor proteções adicionais ou dispensar alguma proteção, desde que justificado tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado.

d) O usuário deve arcar com as responsabilidades técnicas e financeiras pela implantação da proteção adicional solicitada em suas próprias instalações.

7.8.2 Descrição das Funções das Proteções

a) A **TABELA 8**, mostra os requisitos mínimos de proteção exigidos para as unidades consumidoras, participantes do sistema de compensação de energia elétrica, que se conectam à rede de baixa tensão através de microgeração distribuída (ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.1 Item 12 Tabela 1 e ABNT NBR 16149).

Tabela 8 – Requisitos de proteção microgeração distribuída. FONTE: ANEEL PRODIST Módulo3.

REQUISITOS DE PROTEÇÃO	POTÊNCIA INSTALADA ATÉ 75 kW
Elemento de desconexão	Sim ^(b)
Elemento de interrupção (52)	Sim ^(c)
Proteção de subtensão (27) e sobretensão (59)	Sim ^(d)
Proteção de subfrequência (81U) e sobrefrequência (81O)	Sim ^(e)
Relé de sincronismo (25)	Sim ^(f)
Anti-ilhamento (78 e 81 df/dt – ROCOF)	Sim ^(g)
Proteção direcional de potência (32)	Recomendado ^(h)
Tempo de Reconexão (temporizador) (62)	Recomendado ⁽ⁱ⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional

b) **Elemento de desconexão (ED)**: Chave seccionadora visível e acessível que a distribuidora usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores que se conectam à rede por meio de inversores;

c) **Elemento de interrupção (D – Disjuntor – 52)**: Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos;

d) **Proteção de sub e sobretensão (27 e 59)**: Monitoram os valores eficazes de tensão no ponto de conexão, atuando no elemento de interrupção quando os valores limites (inferior e superior) forem ultrapassados, o que caracteriza variações anormais de tensão na rede de distribuição da acessada. Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção. Obrigatório para toda microgeração.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

e) **Proteção de sub e sobrefrequência (81U e 81O)**: Monitoram a frequência no ponto de conexão, considerando a medição de tensão em uma janela de amostragem de no mínimo 1(um) ciclo. Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção. Obrigatório para toda microgeração;

f) **Check de sincronismo (25)**: Monitora as grandezas (frequência, ângulo de fase e tensão) no ponto de conexão (fronteira entre Acessada e Acessante), visando o sincronismo para possibilitar o paralelismo e permitir a conexão entre a Acessada e o Acessante, desde que os valores estejam dentro do limite estabelecido. Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido. Obrigatório para toda microgeração;

g) **Anti-ilhamento (78 e 81 df/dt – Rocof)** – Relé de deslocamento de fase (78) ou salto vetorial, é sensibilizado quando o deslocamento do ângulo (graus elétricos) de tensão de fase entre a rede elétrica e o gerador ultrapassa o valor de ajuste. Este relé deve possuir bloqueio por mínima tensão de operação, que bloqueia o relé quando a tensão é inferior ao valor ajustado, para impedir a atuação indevida durante a partida do gerador ou ocorrência de curto circuitos com afundamentos de tensão. Esta unidade deve ser ajustada para operar em curtos circuitos monofásicos. Relé Derivada de Frequência ou Taxa de Variação de Frequência (81df/dt) – ROCOF (*rate of change of frequency*): Consiste na função da taxa de variação da frequência no tempo. É uma técnica sensível para detectar ilhamentos quando a variação da frequência é relativamente lenta, o que ocorre quando o desbalanço de potência ativa entre a geração e a carga é pequena, no sistema isolado. Para melhorar a sensibilidade e evitar a atuação indevida desta função, em alguns casos é necessária a temporização. No caso de operação em ilha do usuário, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento. Obrigatório para toda microgeração;

h) **Proteção direcional de potência (32)**: Esta função faz a proteção do gerador (que deve fornecer potência elétrica ativa a rede a qual está interligado), evitando que ele passe a se comportar como um motor (drenando potência elétrica ativa da rede a qual está interligado), esse tipo de comportamento ocorre normalmente devido à falta de potência nas máquinas primárias que fornecem energia mecânica aos geradores elétricos. É recomendada para microgeração que utiliza geradores síncronos ou assíncronos.

i) **Tempo de reconexão (62)**: Temporizador usado para reconectar o gerador após uma desconexão de geradores que não utilizam inversor. Recomendado para microgeração que não utiliza inversor.

7.8.3 Ajustes Recomendados

Para os sistemas que se conectam à rede com e sem a utilização de inversores os ajustes recomendados para as proteções mínimas estabelecidas, são apresentados na **TABELA 9**.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Tabela 9 – Ajustes recomendados das proteções para microgeração.

REQUISITO DE PROTEÇÃO	ESTÁGIO	AJUSTES	TEMPO MÁXIMO DE ATUAÇÃO	
			Com inversor	Sem Inversor
Proteção de subtensão (27)	Único	0,8 p.u.	0,4 seg	-
		0,92 p.u.	-	2 seg
Proteção de sobretensão (59)	Único	1,1 p.u.	0,2 seg	-
		1,05 p.u.	-	5 seg
Proteção de subfrequência (81U)	Único	59,5 Hz	0,2 seg	-
	1º	58,5 Hz	-	10 seg
	2º	56,5 Hz	-	Instantâneo
Proteção de sobrefrequência (81O)	Único	60,5 Hz	0,2 seg	-
	1º	62 Hz	-	30 seg
	2º	66 Hz	-	Instantâneo
Relé de sincronismo (25)	-	10° / 10 % tensão/ 0,3 Hz	Não Aplicável	Não Aplicável
Anti-ilhamento (78 e 81 df/dt - Rocof)	-	-	0,2 seg	
Proteção de sobrecorrente (50/51)	Conforme projeto aprovado no parecer de acesso			
Proteção de injeção de componente C.C (I _{c.c}) na rede elétrica (sistemas com inversor sem transformador para separação galvânica)	Único	I _{c.c} > 0,5.I _N	1 seg	-

Nota 2: Ajustes diferentes dos recomendados acima devem ser avaliados para aprovação pela CONCESSIONÁRIA, desde que tecnicamente justificados.

7.9 Requisitos do Sistema de Medição

- a) O sistema de medição deve ser do tipo bidirecional, conforme mostra o arranjo simplificado do medidor bidirecional na **FIGURA 12**.

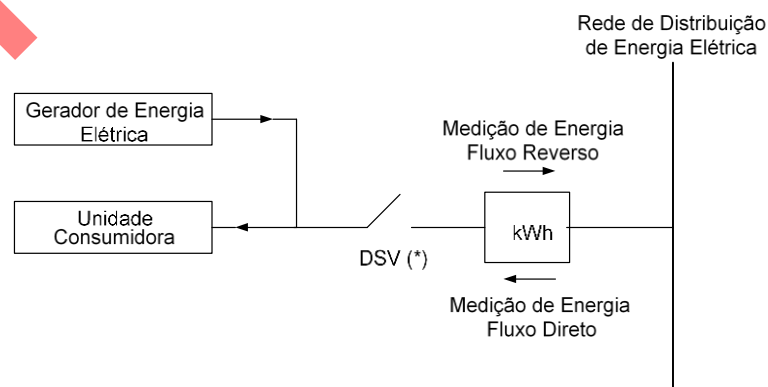


Figura 12 – Arranjo simplificado do medidor bidirecional

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

(*) Quando não for utilizado inversor.

- b) O sistema de medição bidirecional, deve ser instalado na caixa de medição do padrão de entrada, conforme detalhes (ponto de conexão, ramal de entrada e caixa de medição), estabelecidos na norma **NT.001.EQTL** que trata do fornecimento de energia elétrica em baixa tensão. Para medição direta até 100 A, utilizar os padrões de caixa de medição monofásica e polifásica definidos na norma **NT.030.EQTL**. Para medição indireta a partir **125 A**, verificar na **NT.030.EQTL**.
- c) O cliente deve fornecer na documentação de projeto (arranjos físicos, detalhes de montagem ou memorial técnico descritivo) o detalhe de instalação da medição, dimensões da caixa, tipo (monofásica ou polifásica), mostrando a forma como a medição será instalada na unidade, devendo refletir a real forma de montagem na fase de implantação.
- d) No caso específico de sistema de medição de unidade consumidora, antigo padrão medição às claras, localizado em poste da CONCESSIONÁRIA, o cliente deve obrigatoriamente, em seu projeto evidenciar a instalação do padrão de entrada em conformidade com a localização dos padrões de medição em baixa tensão (muro, parede ou poste auxiliar), conforme a norma da CONCESSIONÁRIA que trata do fornecimento de energia elétrica em baixa tensão.
- e) No caso específico de sistema de medição de unidade consumidora, com padrão SMC (sistema de medição centralizada), localizado em poste da CONCESSIONÁRIA, o cliente deve consultar a CONCESSIONÁRIA para verificar se este padrão possui módulos com bidirecionalidade, caso contrário, o cliente deve obrigatoriamente, em seu projeto evidenciar a instalação do padrão de entrada em conformidade com a localização dos padrões de medição em baixa tensão (muro, parede e poste auxiliar), conforme a norma **NT.001.EQTL** da CONCESSIONÁRIA que trata do fornecimento de energia elétrica em baixa tensão.
- f) O sistema de medição dos usuários participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, definido na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, deve atender às mesmas especificações exigidas para os outros usuários do mesmo nível de tensão, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa. (ANEEL PRODIST Módulo 5 Seção 5.1 item 19).
- g) O consumidor e demais usuários devem adaptar, regularizar ou substituir as instalações de entrada de energia nas seguintes situações: (ANEEL REN 1000 Art. 42 e PRODIST Módulo 5 Seção 5.1 item 34.7):
- Descumprimento das normas e padrões vigentes à época da primeira conexão;
 - Deficiência técnica ou de segurança;
 - Houver inviabilidade técnica devidamente comprovada para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente, isso inclui caixas de medição com dimensões que não comportam o sistema de medição, caixas no antigo padrão medição às claras e o SMC (sistema de medição centralizada) que não possui módulos com bidirecionalidade.
- h) A CONCESSIONÁRIA é responsável por instalar, operar, manter e arcar com a responsabilidade

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

técnica e financeira dos medidores e demais equipamentos de medição para fins de faturamento em unidade consumidora, independentemente de ser cliente novo ou existente, exceto a caixa de medição e seus acessórios que é responsabilidade do cliente (ANEEL REN 1000 Art. 228).

i) A CONCESSIONÁRIA deverá iniciar o sistema de compensação de energia elétrica após realizar vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição, conforme procedimentos e prazos estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. (ANEEL REN 482 Art. 10).

7.10 Placa de Advertência

a) Deve ser instalada junto ao padrão de entrada de energia, próximo a caixa de medição/proteção, com os seguintes dizeres: “CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA” (ANEEL REN 1000 Art. 30 § 3º). A placa de advertência deverá ser confeccionada em policarbonato com proteção anti-UV, espessura mínima de 1 mm e conforme modelo apresentado na **FIGURA 13**.

b) A placa de sinalização deverá ser fixada através de parafuso com bucha ou rebite.



Figura 13 – Modelo de placa de advertência

Características da Placa:

- Espessura: 2 mm;
- Material: Policarbonato com aditivos anti-raios UV (ultravioleta);
- Gravação: As letras devem ser em Arial Black;
- Acabamento: Deve possuir cor amarela, obtida por processo de masterização com 2%, assegurando opacidade que permita adequada visualização das marcações pintadas na superfície da placa;
- Dimensões: Conforme Figura 13.

Nota 4: O No caso de conexão de unidade consumidora (UC) em edifício com múltiplas unidades (edifício de uso coletivo ou com medição agrupada), além da tampa da caixa do medidor de tal UC esta placa de advertência deverá ser instalada no ponto de entrega do edifício (poste) e na caixa de distribuição (se houver).

8 REQUISITOS DA CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA PARA SFV

8.1 Requisitos Gerais

a) Os requisitos citados neste item (**item 8**) são aplicados à interface de conexão com a rede de

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

distribuição local de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) e estão em conformidade com *ABNT NBR 16149*.

b) Os requisitos de tensão, potência e frequência devem ser compatíveis com a rede de distribuição local, sendo os valores nominais de tensão e frequência compatíveis com o *PRODIST Módulo 8 (ABNT NBR 16149 Item 4.1)*, conforme descritos no **item 7** desta norma.

c) As condições anormais de operação que podem surgir na rede elétrica de distribuição e necessitam de resposta do sistema de fotovoltaico conectado à rede, compreendem as variações de tensão e frequência acima ou abaixo dos limites definidos no **item 7** e a desconexão completa da rede, representando um potencial para a formação de ilhamento não intencional. Esta resposta serve para garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos aos equipamentos conectados à rede, incluindo o próprio sistema fotovoltaico (*ABNT NBR 16149 Item 5.2*).

d) A qualidade da energia fornecida pelos sistemas fotovoltaicos às cargas locais e à rede elétrica da CONCESSIONÁRIA é regida por práticas e normas referentes aos parâmetros de tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência, que devem ser medidos na interface da rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto, quando aplicável. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, e os sistemas devem ser capazes de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede da CONCESSIONÁRIA (*ABNT NBR 16149 Item 4*).

e) Os sistemas fotovoltaicos normalmente não regulam tensão e sim a corrente injetada na rede, logo a faixa de tensão destes sistemas é tratada como uma função de proteção às condições anormais da rede, dentro dos limites de variação estabelecidos (*ABNT NBR 16149 Item 4.2*).

f) A função de proteção dos equipamentos pode ser executada por um dispositivo interno ou externo ao inversor, aplicando os códigos de proteção nacionais (*ABNT NBR 16149 Item 5*).

g) Os níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem das características da rede, do tipo de serviço, das cargas conectadas e dos procedimentos adotados na operação da rede (*NBR 16149:2013 item 4.6*).

8.2 Cintilação

A conexão do sistema fotovoltaico não pode provocar flutuações de causem cintilação acima dos limites definidos nas normas técnicas nacionais e internacionais (*ABNT NBR 16149:2013 item 4.4*).

8.3 Proteção de Injeção de Componente C.C. na Rede Elétrica

Caso o sistema fotovoltaico não possua um transformador de isolamento que faça a separação galvânica em 60 Hz, deve desconectar-se da rede em no máximo 1 s se a injeção de componente C.C. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor (*ABNT NBR 16149:2013 item 4.4*).

8.4 Harmônicos de Corrente

Os sistemas fotovoltaicos devem injetar energia com baixos níveis de distorção harmônica de corrente,

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

garantindo que nenhum efeito adverso ocorra em outros equipamentos conectados à rede. A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 %, em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na **TABELA 10** (NBR 16149:2013 tabela 1).

Tabela 10 – Limite de distorção harmônica de corrente. FONTE: ABNT NBR 16149.

HARMÔNICAS ÍMPARES	LIMITE DE DISTORÇÃO
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
HARMÔNICAS PARES	LIMITE DE DISTORÇÃO
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

8.5 Perda da Tensão da Rede e Proteção Anti-ilhamento

a) O sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento) (ABNT NBR 16149:2013 item 5.3).

Nota 5: Os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos devem atender ao estabelecido na ABNT NBR IEC 62116.

b) No caso de ilhamento, um sistema de fotovoltaico conectado à rede, deve no caso de interrupção de fornecimento de energia por parte da CONCESSIONÁRIA, desconectar da rede de distribuição da CONCESSIONÁRIA, podendo manter apenas a alimentação de suas cargas internas, em hipótese alguma a microgeração deve continuar injetando na rede da CONCESSIONÁRIA, quando a mesma não estiver fornecendo energia, após atingir o tempo limite de interrupção. A interrupção de fornecimento pode ocorrer por diversas situações, incluindo a atuação de proteções contra faltas e a desconexão devido à manutenção (ABNT NBR 16149).

c) Como o inversor é o elemento de conexão à rede, somente estará desconectado por completo da rede elétrica em casos de serviço ou manutenção por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento adequado. Nas demais situações, injetando ou não energia na rede, os circuitos de controle do inversor continuam conectados à rede para monitorar as suas condições. Portanto, os termos “cessar o fornecimento à rede” ou “desconectar-se da rede”, significam que o inversor não fica totalmente desconectado da rede, apenas deixa de fornecer energia, por exemplo, durante um desligamento devido à perda da rede (ABNT NBR 16149 Item 6.3).

8.6 Variação de Tensão

a) Todas as menções a respeito da tensão do sistema referem-se à tensão nominal da rede local (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.1). As tensões padronizadas para a baixa tensão estão descritas no item 7.6.

b) Quando a tensão eficaz da rede, medida no ponto comum de conexão, sai da faixa de operação,

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

conforme limites estabelecidos na **TABELA 11**, o sistema fotovoltaico deve perceber a condição anormal de tensão e atuar de forma a cessar o fornecimento à rede (ABNT NBR 16149:2013).

Tabela 11 – Resposta às condições anormais de tensão. Fonte: ABNT NBR 16149.

TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO COMUM (% em relação à $V_{NOMINALI}$)	TEMPO MÁXIMO DE DESLIGAMENTO (NOTA 6)
$V < 80 \%$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$V > 110 \%$	0,2 s

Nota 6: O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação das proteções do sistema de geração distribuída, para cessar a injeção de energia elétrica ativa na rede de distribuição da CONCESSIONÁRIA. O sistema fotovoltaico deve permanecer “conectado” à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

- c) Os atrasos mostrados na **TABELA 11**, têm o propósito de garantir que distúrbios de curta duração não interrompam a injeção de energia na rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias, com isso o sistema fotovoltaico não deixa de fornecer energia à rede se a tensão sair e voltar para a faixa de operação normal dentro do tempo máximo de desligamento permitido (NBR 16149:2013 item 5.2.1).
- d) A **FIGURA 14** mostra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da tensão da rede para desconexão por subtensão, sobretensão e perda da rede, bem como a atuação das proteções

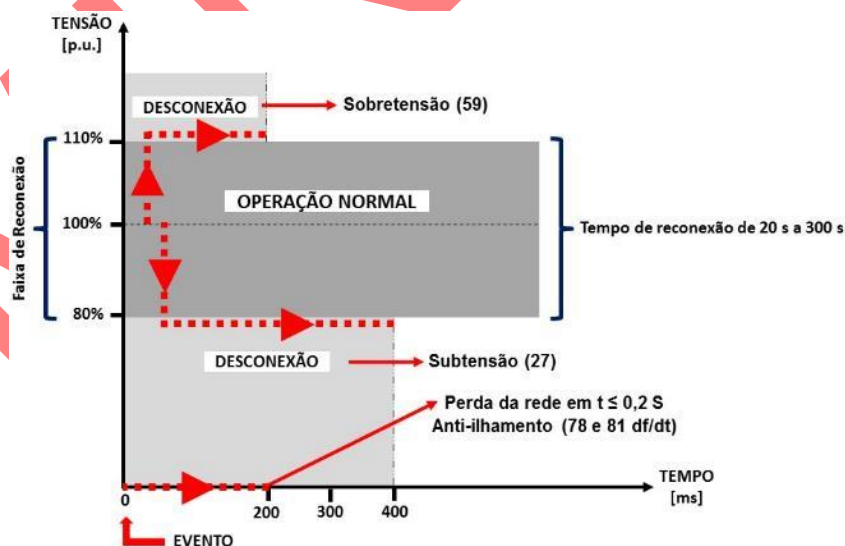


Figura 14 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da tensão da rede para desconexão por subtensão, sobretensão e perda da rede. FONTE: Adaptado de BELLINASSO (2017).

- e) É recomendável que o valor máximo de queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão, seja levada em consideração (NBR 16149:2013 item 5.2.1).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

f) A **FIGURA 14**, mostra que o sistema fotovoltaico opera normalmente na faixa de tensão de 80% à 110% da tensão nominal da rede, conforme *ABNT NBR 16149*, enquanto que para o *PRODIST Módulo 8* a faixa de tensão de operação considerada adequada é de 92% à 105%, comparando as duas faixas é perceptível que a faixa de operação do inversor, abrange também, as faixas de tensão precária e crítica da rede, ou seja, o inversor suporta condições mais severas de variação de tensão da rede antes de desconectar pela atuação das proteções de subtensão (27) ou sobretensão (59). A **FIGURA 15** mostra, também, as faixas de tensão de operação da rede segundo o *PRODIST Módulo 8*, em comparação com as faixas de variação de tensão da *ABNT NBR 16149*.

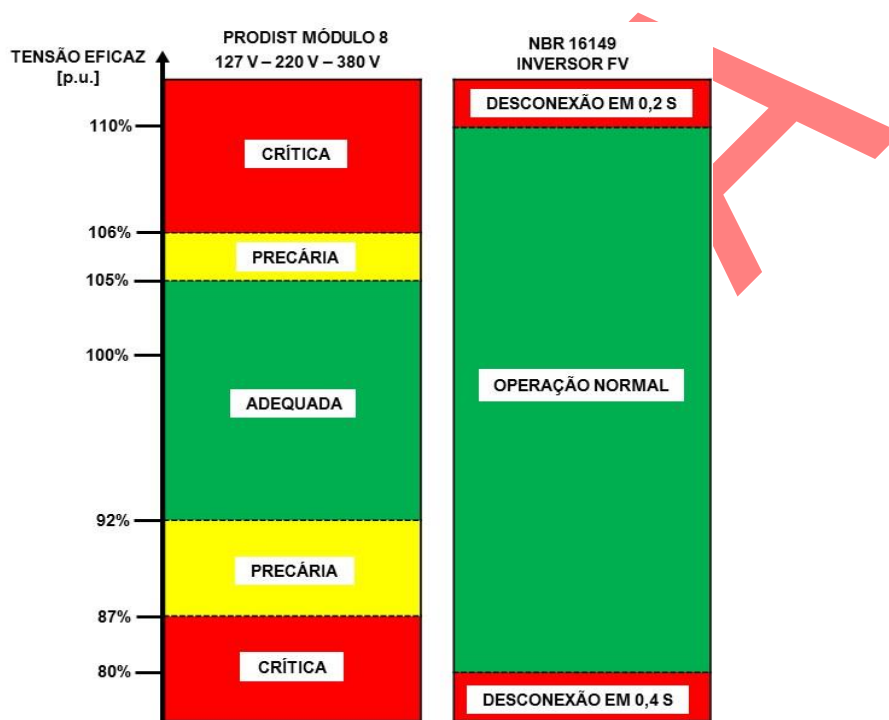


Figura 15 – Faixas de tensão de operação da rede conforme PRODIST em comparação com a faixa de variação de tensão da NBR 16149. FONTE: Adaptado de BELLINASSO (2017).

8.7 Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Falhas na Rede

- Os requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de falhas na rede (*Low Voltage Fault Ride Through – FRT*), são aplicados aos sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior ou igual a 6 kW.
- Nos sistemas descritos no item acima, para evitar desconexões indevidas da rede em casos de afundamento de tensão, os sistemas fotovoltaicos devem satisfazer os requisitos apresentados na **FIGURA 16**.
- Na ocorrência de um afundamento de 100% da tensão eficaz da rede, o sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede por um período mínimo de 200 ms.
- A tensão retornando para a faixa de operação normal que vai de 80% à 110% da tensão nominal, o sistema fotovoltaico deve voltar a injetar a potência de antes da ocorrência da falta, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

e) A tensão sendo restaurada e permanecendo na faixa de 80% e 90% da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor

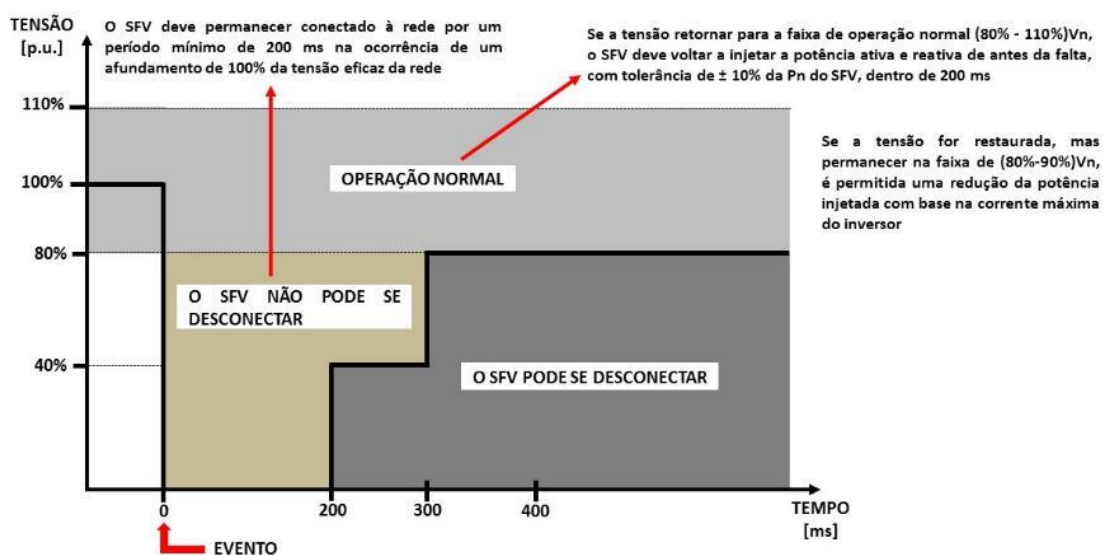


Figura 16 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*Low Voltage Fault Ride Through - LVFRT*). FONTE: Adaptado de BELLINASSO (2017).

8.8 Variação de Frequência

- O sistema fotovoltaico deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência definidos nas normas técnicas nacionais e/ou internacionais pertinentes.
- Quando a frequência da rede de distribuição ficar abaixo de 57,5 Hz ou acima de 62 Hz, o sistema de fotovoltaico deverá cessar o fornecimento de energia ativa à rede elétrica em no máximo 0,2 s, pela atuação das proteções de subfrequência (81U) ou sobrefrequência (81O), respectivamente. O sistema fotovoltaico somente deve se reconectar à rede, quando a frequência que caiu, subir para 59,9 Hz ou quando a frequência que subiu, reduzir para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 s a 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de P_M por minuto (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2)
- Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz até 62 Hz, faixa de modulação da potência ativa por sobrefrequência, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede, como uma fração de P_M (potência ativa no instante em que a frequência da rede ultrapassa 60,5 Hz), até o mínimo de 40%P_M, segundo a equação [15] (BELLINASSO, Lucas V., 2017).

$$\Delta P = [f_{REDE} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \times R \quad [15]$$

Onde:

- ΔP - variação da potência ativa injetada (em %) em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_M);
- f_{REDE} – frequência da rede;
- f_{NOMINAL} – é a frequência nominal da rede;
- R – taxa de redução desejada da potência ativa injetada (em %/Hz), ajustada em - 40 %/Hz. A

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.

d) Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve manter o menor valor de potência ativa atingido ($PM - \Delta P_{\text{Máximo}}$) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa $60 \text{ Hz} \pm 0,05 \text{ Hz}$, por no mínimo 300 segundos. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2).

e) A **FIGURA 17** ilustra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sobre/subfrequência (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2).

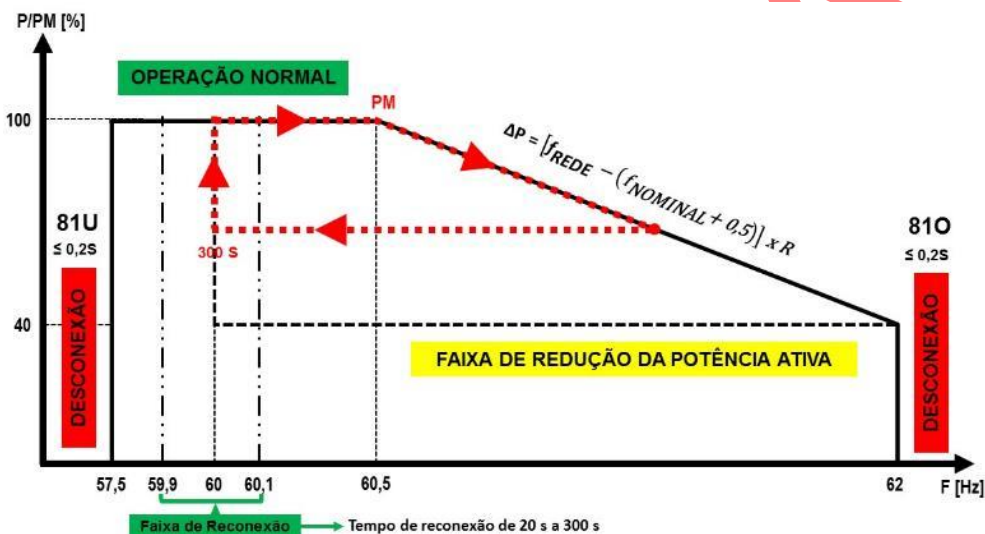


Figura 17 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para desconexão por sobre/subfrequência. FONTE: Adaptado de BELLINASSO (2017).

f) A **FIGURA 17**, mostra que o sistema fotovoltaico opera normalmente na faixa de frequência da rede de 57,5 Hz à 60,5 Hz, conforme ABNT NBR 16149, enquanto que para o PRODIST Módulo 8 a faixa de frequência de operação considerada normal é de 59,9 Hz à 60,1 Hz, comparando as duas faixas é perceptível que a faixa de operação do inversor para sobrefrequência é mais restritiva do que a da rede, enquanto que a faixa de operação do inversor para subfrequência, ou seja, o inversor suporta condições mais severas de variação de frequência da rede antes de desconectar pela atuação das proteções de subfrequência (81U) ou sobrefrequência (81O).

g) A **FIGURA 18**, mostra as faixas de frequência de operação da rede segundo o PRODIST Módulo 8, em comparação com as faixas de variação de frequência da ABNT NBR 16149.

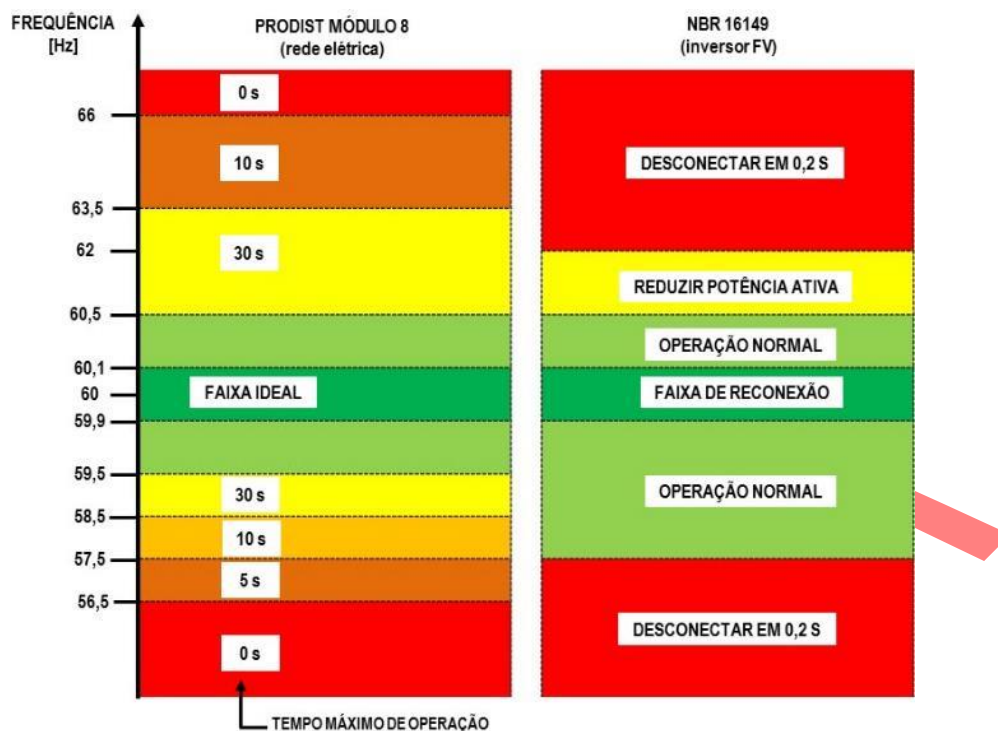


Figura 18 – Faixas de frequência de operação da rede conforme PRODIST em comparação com a faixa de variação de frequência da NBR 16149. FONTE: Adaptado de BELLINASSO (2017).

8.9 Fator de Potência (FP) e Injeção/Demanda de Potência Reativa

8.9.1 Considerações gerais

- A contribuição de reativos pelo inversor ajuda na adequação dos níveis de tensão do sistema e evita que a rede opere com um fluxo de reativos que faça o FP ficar fora do limite regulado.
- Ao acessante é facultado habilitar ou não a injeção de reativos pelo inversor, através de ajustes pré-definidos do FP.
- Dependendo da potência nominal, o SFV deve ser capaz de variar a contribuição de reativos conforme a potência ativa injetada na rede. A variação deve ocorrer quando a potência ativa injetada na rede for superior a 50% da potência nominal do inversor, que corresponde ao ponto **B** (ponto ajustável) da **FIGURA 19**. Abaixo de 50% da potência nominal do inversor o FP deve ser 1.
- Dependendo da topologia e carregamento da rede, e também, da potência ativa injetada, a CONCESSIONÁRIA pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada nos inversores através do ajuste dos pontos **A**, **B** e **C** da **FIGURA 19** (NBR 16149:2013 item 4.7.2).
- O inversor deve vir parametrizado de fábrica com o FP igual a 1, porém, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% (ponto **A**) da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de FP definidas nos itens a seguir.
- Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido, qualquer ponto operacional resultante destas definições deve ser atingido em no máximo 10 s (NBR 16149:2013 item 4.7).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

8.9.2 SFV com potência nominal menor ou igual a 3 kW

Ajuste de fábrica para FP igual a 1, com tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo (NBR 16149:2013 item 4.7.1).

8.9.3 SFV com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW.

a) Ajuste de fábrica para FP igual a 1, com tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, tendo como opção a possibilidade de operar de acordo com a curva da **FIGURA 19** e, neste caso, com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo (NBR 16149:2013 item 4.7.2).

b) Quando o inversor operar na curva da **FIGURA 19**, ao atingir um valor de potência ativa injetada na rede superior à 50% (ponto **B** ajustável) da potência nominal de geração, o inversor deve iniciar a injeção de reativos, mantendo o FP na faixa de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo, esta mudança operacional deve ocorrer em até 10 s.

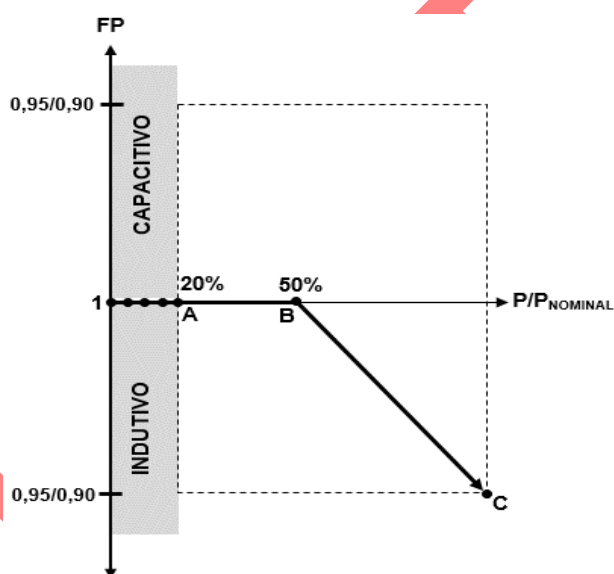
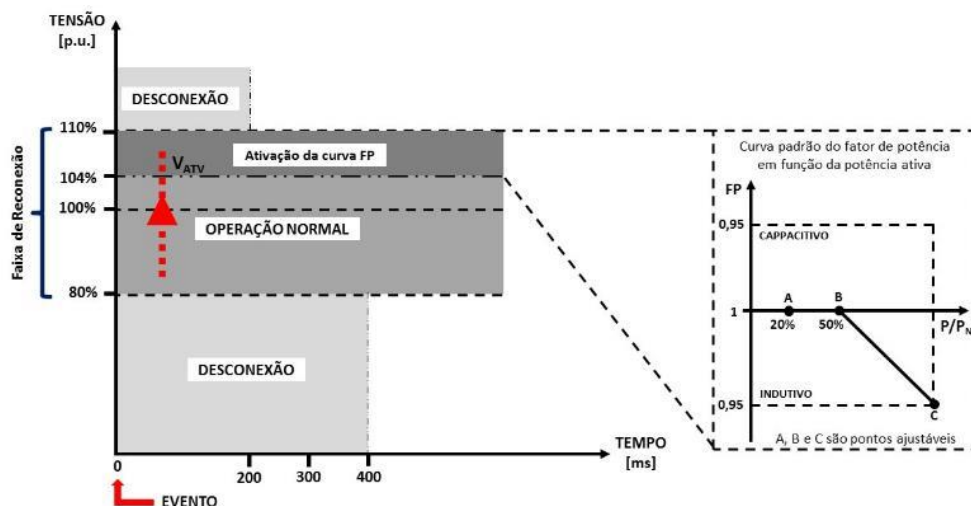
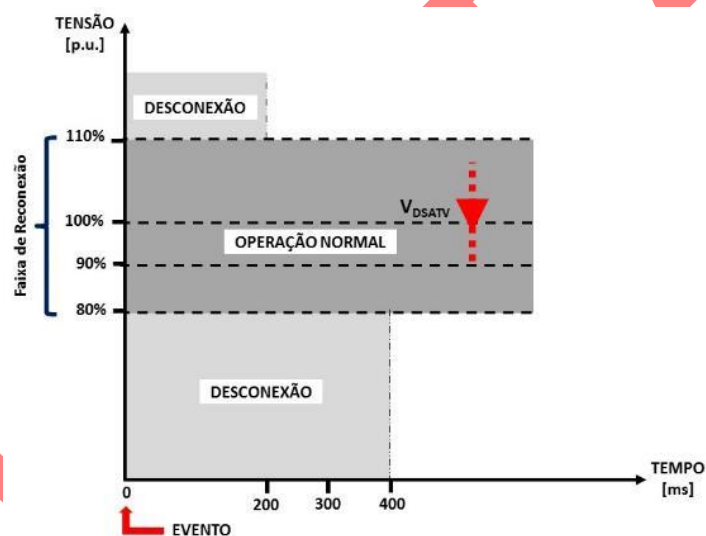


Figura 19 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor. FONTE: ABNT NBR 16149.

c) A curva da **FIGURA 19** só deve ser habilitada se a V_N (tensão nominal) da rede ultrapassar a V_{ATV} (tensão de ativação), de valor ajustável entre 100% e 110% de V_N , o valor padrão de ajuste de fábrica é normalmente 104%. Essa curva será desabilitada se V_N reduzir para um valor abaixo da V_{DSATV} , tipicamente ajustável entre 90% e 100% da V_N , com valor padrão de ajuste de fábrica em 100% (NBR 16149:2013 item 4.7.2), conforme mostra a **FIGURA 20**.



(a) Ativação da curva padrão de FP



(b) Desativação da curva padrão de FP

Figura 20 – Requisitos de variação da tensão para inversores com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW. Fonte: FONTE: Adaptado de *BELINASSO (2017)*.

8.9.4 SFV com potência nominal maior que 6 kW

a) Para SFV acima de 6 kW existem duas possibilidades de operação (*NBR 16149:2013 item 4.7.3*):

- Inversor ajustado para FP igual a 1 e tolerância para operar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Opcionalmente, o inversor deve ter a possibilidade de operação conforme a curva da **FIGURA 19** e com FP ajustável na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo, conforme mostra a **FIGURA 21**; ou

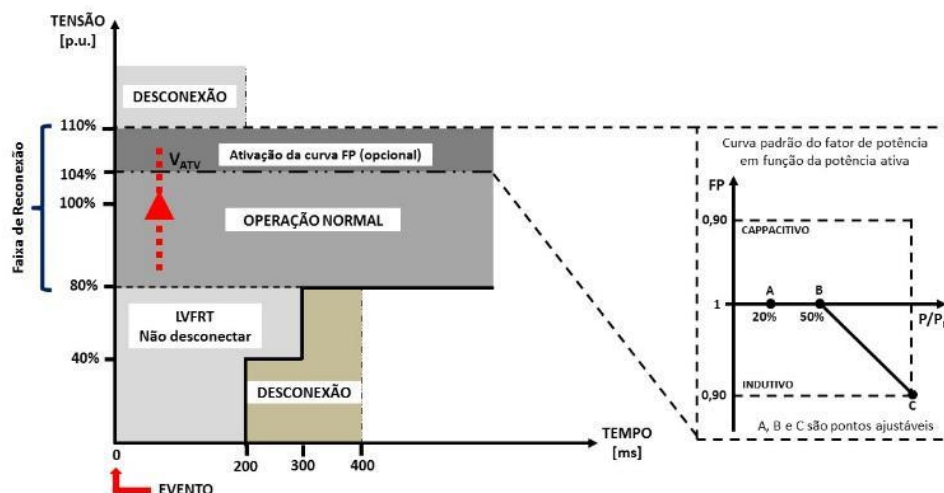


Figura 21 – Requisitos de variação da tensão para inversores com potência nominal maior que 6 kW.
 FONTE: Adaptado de *BELINASSO* (2017).

- Inversor com controle da potência reativa (VAR ou kVAr), conforme mostra a **FIGURA 22**.

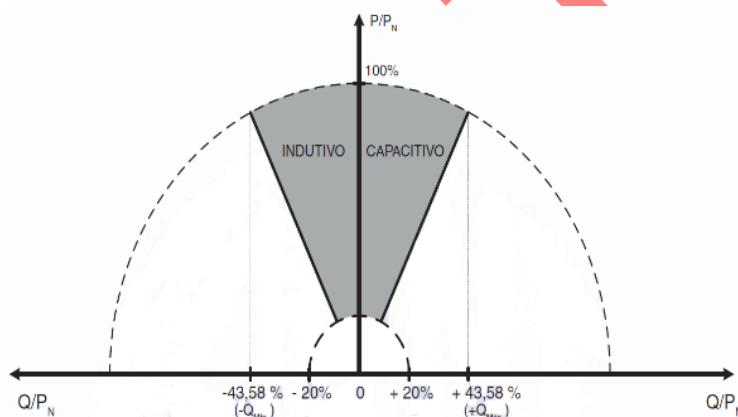


Figura 22 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência para sistemas com potência nominal superior a 6 kW. FONTE: *ABNT NBR 16149*.

- b) O controle (tipo e ajustes) do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições operacionais da rede, definidos individualmente pela Acessada e fornecidos no parecer de acesso, em uma das seguintes possibilidades: Controle de Potência Reativa Fixa e Controle Externo (*ABNT NBR 16149:2013 item 4.7.3*).

8.10 Controle Externo

O sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber controle externo através de sinais de telecomando, permitindo o controle da potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico e a desconexão da rede (*ABNT NBR 16149:2013 item 6*).

8.10.1 Limitação da potência ativa

- a) O sistema fotovoltaico com potência nominal maior que 6 kW, deve ser capaz de limitar a injeção de potência ativa na rede, através de valores de ajustes, expressos em porcentagem da potência nominal do sistema, em passos de amplitude máxima de 10%, enviados por telecomando, caso o

sistema esteja com um nível de potência ativa inferior ao requerido, não poderá reduzir ainda mais sua potência ativa de saída (ABNT NBR 16149:2013 item 6.1)

b) A limitação de potência ativa realizada pelo controle externo deve ser atingida em no máximo 1 minuto após o recebimento do sinal de controle, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema, respeitando as limitações da potência de entrada do sistema fotovoltaico (ABNT NBR 16149:2013 item 6.1)

8.10.2 Controle de potência reativa

a) O sistema fotovoltaico com potência nominal maior que 6 kW, deve ser capaz de regular a potência reativa injetada por controle externo, através de telecomando, conforme os limites estabelecidos no **Item 8.7** (ABNT NBR 16149:2013 item 6.2)

b) A potência reativa requerida pelo controle externo deve ser atingida em no máximo 10 s após o recebimento do sinal de controle, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico (ABNT NBR 16149:2013 item 6.2)

8.10.3 Desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede

O sistema fotovoltaico deve ser capaz de realizar desconexão e reconexão da rede elétrica por meio de controle externo através de telecomandos, em no máximo 1 minuto após o recebimento do sinal de controle (ABNT NBR 16149:2013 item 6.3)

9 REQUISITOS DE SEGURANÇA PARA SFV

9.1 Requisitos de Segurança da Conexão

9.1.1 Generalidades

a) Este item fornece informações e considerações para a operação segura e correta dos sistemas de fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

b) O consumidor com microgeração distribuída deve instalar placa de advertência junto ao padrão de entrada sinalizando a existência de geração própria. (ANEEL REN 1000 Art. 30 § 3º).

9.1.2 Dispositivo de seccionamento visível (DSV)

a) O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é um requisito de segurança, basicamente é uma chave seccionadora sob carga, que a CONCESSIONÁRIA irá utilizar para garantir a desconexão da geração durante atividades de manutenção da rede de distribuição, sua instalação será após a caixa de medição do padrão de entrada, deve ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da unidade consumidora.

b) O DSV deve ter características construtivas que garantam a velocidade de acionamento independente do operador, também, deve possuir indicação da posição (Liga/Desliga ou Aberto/Fechado) em português e facilmente visível e acessível aos colaboradores da CONCESSIONÁRIA.

c) É dispensada a instalação do DSV para microgeradores que se conectam à rede através de inversores, como no caso da geração eólica e solar, por exemplo. Quando não se utiliza inversor sua

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

instalação é obrigatória.

O dispositivo de seccionamento visível e acessível, é usado pela ACESSADA para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, nos casos em que seu uso for obrigatório.

9.2 Proteção contra curto-circuito

O sistema de fotovoltaico deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes (curto-circuito), a fim de limitar e interromper o fornecimento de energia, bem como proporcionar proteção à rede da CONCESSIONÁRIA e instalações internas contra eventuais defeitos a partir do sistema fotovoltaico. Tal proteção deve ser coordenada com a proteção geral da unidade consumidora, através de disjuntor termomagnético, localizado eletricamente após a medição e deve ser instalado na posição vertical com o ramal de entrada conectado sempre em seus bornes superiores, no padrão de entrada de energia da unidade consumidora.

9.3 Reconexão

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um **período mínimo de 20 a 300 segundos** após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede, ou conforme os tempos definidos pela CONCESSIONÁRIA (ABNT NBR 16149:2013 item 5.4).

9.4 Aterramento

A geração distribuída deve possuir uma malha de terra, esta malha de terra deve ser conectada ao sistema de aterramento existente da unidade consumidora, tornando os sistemas de aterramento equipotencializados.

9.5 Isolamento e Seccionamento

Um método de isolamento e seccionamento do equipamento de interface com a rede deve ser disponibilizado conforme item 8.2.3 desta norma, para os casos em que for necessário (ABNT NBR 16149:2013 item 5.7).

9.6 Religamento automático da rede

O sistema de geração distribuída deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase) (ABNT NBR 16149:2013 item 5.8).

Nota 7: O tempo de religamento automático varia de acordo com o sistema de proteção adotado e o tipo de rede de distribuição (urbano ou rural). Podendo variar de 500 ms até 60 segundos.

9.7 Proteção contra Surtos

9.7.1 Generalidades

a) Os sistemas fotovoltaicos, pela própria forma de instalação que é ao tempo em áreas abertas, normalmente nas partes mais elevadas das edificações (em estruturas metálicas ou não metálicas), ou no solo (em estruturas metálicas), está diretamente exposto aos surtos provocados por descargas atmosféricas de impacto direto ou indireto (FINDER, 2012). Os impactos diretos são de descargas

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

atmosféricas que atingem diretamente a estrutura do SFV e os impactos indiretos são de descargas atmosféricas que atingem as proximidades das estruturas do SFV.

b) Os impactos indiretos de descargas atmosféricas podem levar a surtos de tensão e descargas perigosas, devido acoplamento resistivo e indutivo, ver **FIGURA 23**. Os surtos de tensão por acoplamento resistivo ocorrem quando um condutor é atingido por um raio que se propaga pelo condutor atingindo equipamentos, caso os valores do surto de tensão sejam elevados, comprometem o isolamento de cabos e equipamentos do sistema fotovoltaico, podendo provocar incêndios. Os surtos de tensão por acoplamento indutivo ocorrem devido o campo magnético do raio que é altamente variável, danificando os equipamentos dos sistemas fotovoltaicos, porém não causam incêndios (FINDER, 2012).

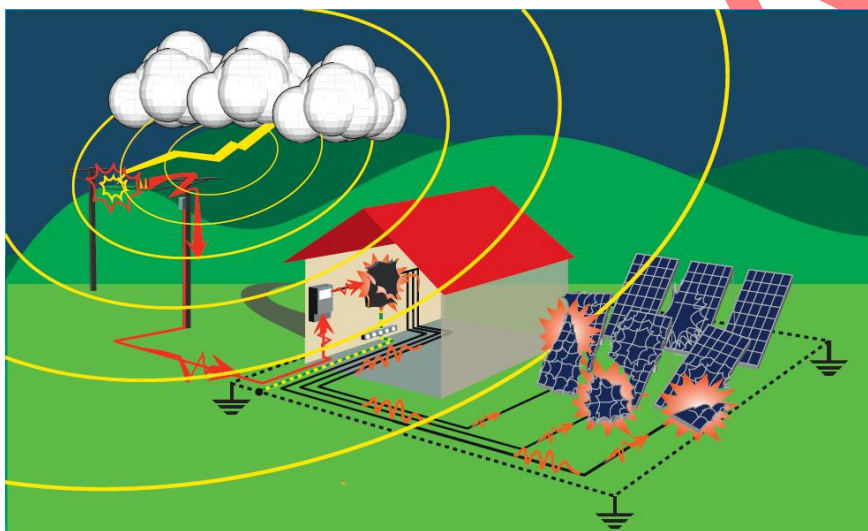


Figura 23 – Efeitos das descargas atmosféricas. FONTE: FINDER (2012).

c) O sistema fotovoltaico possui dois ramos de circuitos, o lado CA (corrente alternada) e o lado CC (corrente contínua), estes dois circuitos estão sujeitos a surtos de tensão e necessitam de proteção. No lado de corrente contínua (CC) do sistema fotovoltaico, o polo positivo ou o polo negativo podem ser ou não aterrados, nos sistemas não aterrados os pólos não são conectados à terra e nos sistemas aterrados um dos polos é conectado à terra.

d) Os projetos dos sistemas fotovoltaicos devem levar em consideração as zonas de proteção contra raios (ZPRs) e as medidas de proteção contra surtos (MPS) possíveis definidas na ABNT NBR 5419, dentre elas aterramento e equipotencialização, blindagem magnética, roteamento dos cabos, interfaces isolantes e DPS coordenados, estas medidas podem ser usadas em conjunto ou isoladamente.

e) Para eliminar os efeitos causados pelos surtos de tensão provenientes de descargas atmosféricas, devem ser devidamente projetados e dimensionados o sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), o aterramento, fazer uso de dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e instalar os cabos do sistema fotovoltaico de forma que a área do laço seja bastante reduzida. Nos itens a seguir serão abordados o uso do dispositivo de proteção contra surtos (DPS) e a forma de instalação dos cabos.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

9.8 Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS)

9.8.1 DPS em Sistemas Não Aterrados

- a) Normalmente em sistemas não aterrados são utilizados dispositivos de proteção contra surtos (DPS) classe II em três tipos de configuração: estrela, delta e modo comum.
- b) Na conexão estrela os DPS 1, DPS 2 e DPS 3 devem ser iguais nas características de tensão nominal e capacidade de corrente nominal de surto. A soma das tensões nominais dos DPS 1 e DPS 2, DPS 1 e DPS 3, DPS 2 e DPS 3 deve ser superior à tensão máxima do sistema entre os polos positivo e negativo (PAULINO, 2016).

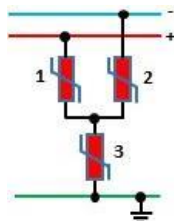


Figura 24 – Conexão tipo estrela. FONTE: Adaptado de PAULINO (2016).

- c) Na conexão delta os **DPS 1**, **DPS 2** e **DPS 3** devem ser iguais nas características de tensão nominal e capacidade de corrente nominal de surto. O DPS 1 conectado transversalmente deve ter tensão nominal superior à tensão máxima do sistema entre polo positivo e negativo (PAULINO, 2016).

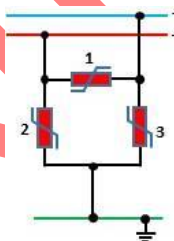


Figura 25 – Conexão tipo delta. FONTE: Adaptado de PAULINO (2016).

- d) Na conexão em modo comum a suportabilidade dos equipamentos à sobretensões deve ser levada em consideração, pois a tensão residual a ser estabelecida entre os polos positivo e negativo, durante a operação dos **DPS** é a soma das tensões residuais dos DPS 1 e DPS 2 (PAULINO, 2016).

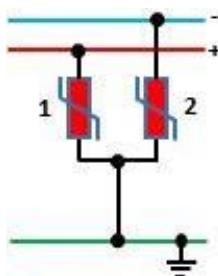


Figura 26 – Conexão tipo modo comum. FONTE: Adaptado de PAULINO (2016).

9.8.2 DPS em Sistemas Aterrados

Para sistemas aterrados em um dos polos, deve ser previsto um **DPS (DPS 1)** entre os polos positivo e negativo e outro **DPS (DPS 2)** entre o polo aterrado e o aterramento da instalação. O **DPS 2** pode ser

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

desconsiderado se a conexão do DPS 1 for feita no mesmo aterramento do polo, ou se a distância (L) for inferior a 1 (um) metro. O **DPS 1** conectado transversalmente, deve ter tensão nominal superior à tensão máxima do sistema entre os polos positivo e negativo, já o DPS 2 pode ter tensão nominal inferior à tensão entre os polos positivo e negativo (PAULINO, 2016).

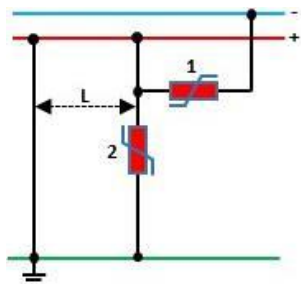


Figura 27 – Conexão dos DPS em sistemas aterrados. FONTE: Adaptado de PAULINO (2016).

9.8.3 Localização dos DPS em Edificações sem SPDA

a) Em sistemas fotovoltaicos instalados sobre telhados ou coberturas sem a presença de um SPDA externo, a proteção pode ser contra surtos induzidos pelas descargas nas proximidades dos painéis e da rede de alimentação. Neste caso, a localização e tipo dos DPS, considerando que a edificação não possui um SDPA, deve ser conforme mostram os esquemas na **FIGURA 28** e na **FIGURA 29** (PAULINO, 2016), sendo que na **FIGURA 29** as distâncias L_1 e L_2 devem ser inferiores à 0,5 m.

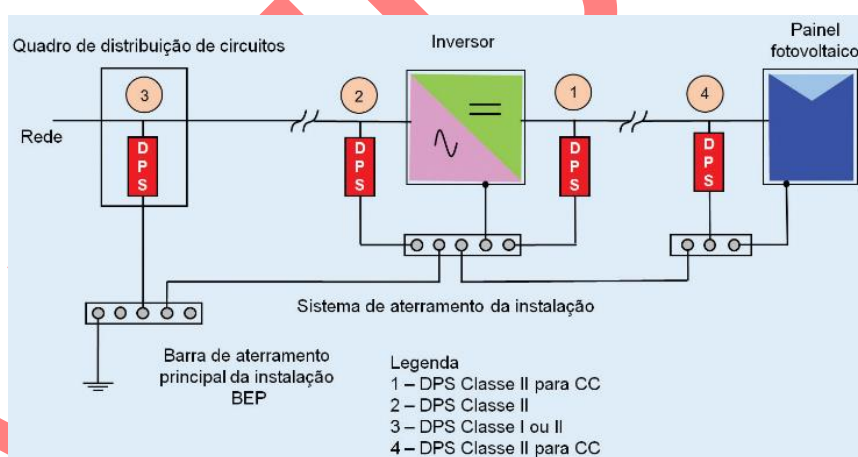


Figura 28 – Diagrama esquemático da localização dos DPS. FONTE: PAULINO (2016).

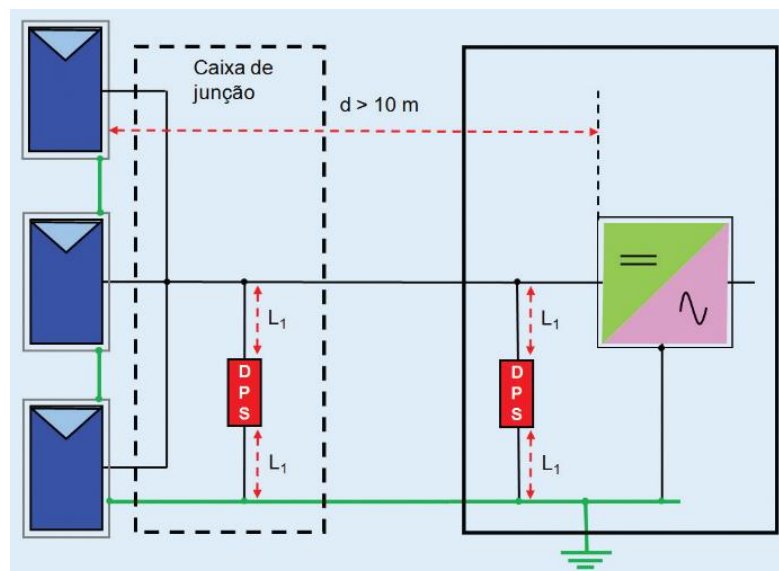


Figura 29 – Esquema de ligação dos DPS no lado CC do sistema fotovoltaico. FONTE: PAULINO (2016).

- b) A **FIGURA 29** mostra que o DPS 2 é desnecessário se a distância entre o quadro de distribuição e o inversor for inferior a 10 m, já o DPS 4 é desnecessário se a distância entre o inversor e o painel fotovoltaico for inferior a 10 m e o nível de proteção U_P do DPS 1 for menor ou igual a $0,8U_W$ ou se o nível de proteção U_P do DPS 1 for menor ou igual a $0,5U_W$, conforme **TABELA 12**.
- c) Os **DPS** devem possuir suportabilidade inferior aos equipamentos instalados no circuito de corrente contínua, a **TABELA 12** mostra os valores de suportabilidade a tensões impulsivas (U_W) dos equipamentos do SFV, onde U_{OCmax} é a tensão máxima de operação em corrente contínua do SFV.

Tabela 12 – Suportabilidade a tensões impulsivas de equipamentos que compõe o sistema fotovoltaico. Fonte: PAULINO (2016).

U_{OCmax} (V)	SUPORTABILIDADE A TENSÕES IMPULSIVAS – U_w (kV)			
	Módulo Classe B Isolação básica	Inversor	Outros Equipamentos	Módulo Classe A Isolação reforçada
100	0,8	2,5 (mínimo)	0,8	1,5
150	1,5		1,5	2,5
300	2,5		2,5	4
424	4		4	4
600	4	4	4	6
800	5		5	6
849	6		6	8
1000	6	6	6	8
1500	8	8	8	12

9.8.4 Localização de DPS em Edificações com SPDA externo isolado do SFV

a) A **FIGURA 30** mostra uma edificação com painéis FV não interligados ao SPDA externo, este tipo de instalação pode sofrer impactos devido a parcela da corrente de descarga que é conduzida pela alimentação elétrica. Neste caso para o DPS 3, deve-se utilizar DPS classe I, devido a capacidade de drenar uma parcela da corrente de descarga na alimentação elétrica e os demais DPS classe II (PAULINO, 2016).

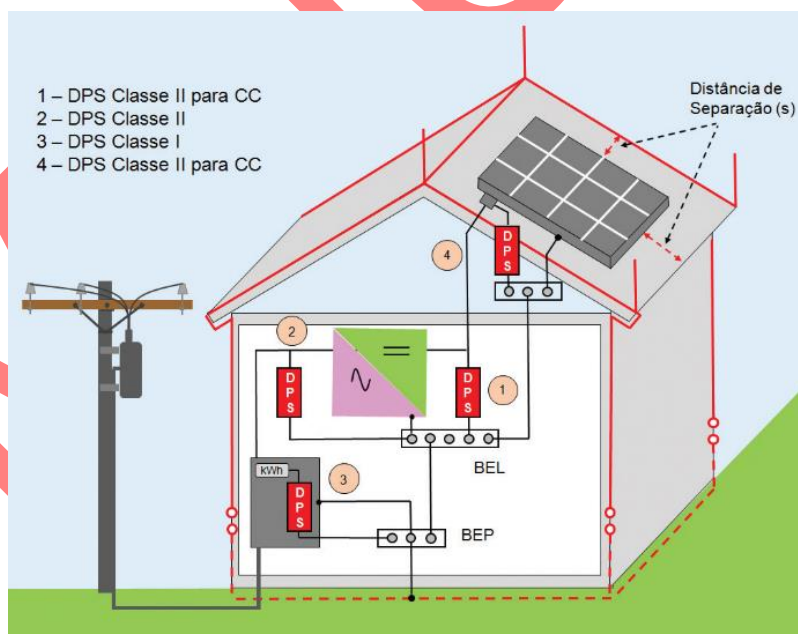


Figura 30 – Localização dos DPS em painéis isolados do SPDA. FONTE: PAULINO (2016).

- b) O DPS 2 é desnecessário se o inversor for localizado junto ao quadro de distribuição, conectado à mesma barra de terra (PE) do quadro, com comprimento do cabo menor que 0,5 m (PAULINO, 2016).
- c) DPS 4 é desnecessário se a distância entre o inversor e o painel fotovoltaico for inferior a 10 m e o nível de proteção U_P do DPS for menor ou igual a $0,8U_w$ ou se o nível de proteção U_P do DPS 1 for

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

menor ou igual a $0,5U_w$, conforme **TABELA 12** (PAULINO, 2016).

9.8.5 Localização de DPS em Estruturas com SPDA externo conectado do SFV

a) A **FIGURA 31** mostra uma edificação com painéis FV interligados ao SPDA externo, este tipo de instalação está pode sofrer os impactos de uma parcela da corrente de descarga, devido o paralelismo entre os condutores de corrente alternada e corrente contínua com os condutores do aterramento, neste caso utilizar DPS classe I (PAULINO, 2016).

b) Na **FIGURA 31** o DPS 2 é desnecessário se o inversor for localizado ao quadro de distribuição, conectado à mesma barra de terra do quadro, com comprimento de cabo inferior à 0,5 m, o DPS 4 porém, deve ser instalado o mais próximo possível do painel fotovoltaico (PAULINO, 2016).

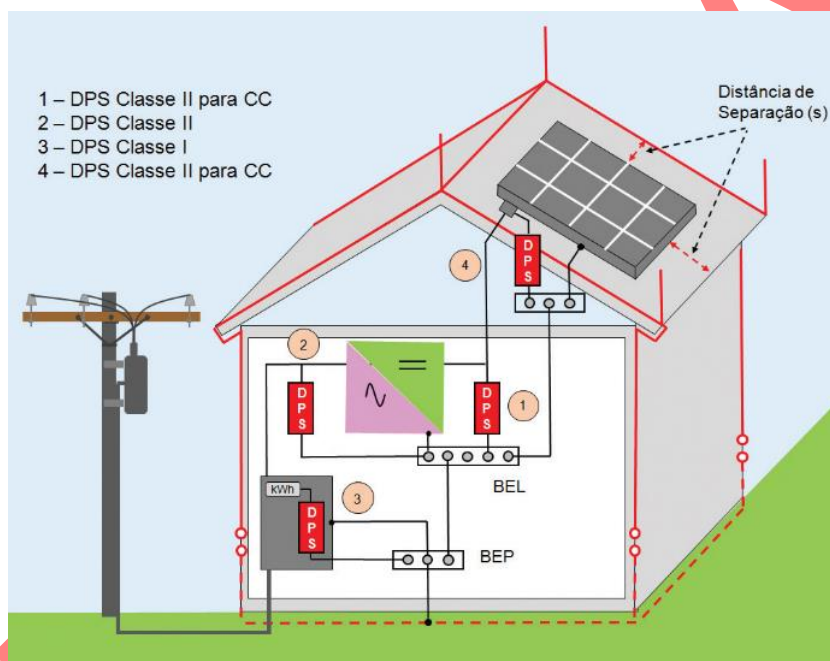


Figura 31 – Localização dos DPS em painéis interligados no SPDA. FONTE: PAULINO (2016).

c) A parcela de corrente drenada para o aterramento via DPS depende do nível de proteção do SPDA estabelecido na ABNT NBR 5419, do número de condutores de descida do SPDA, da distância entre os painéis e o inversor e a barra de aterramento local, da impedância do DPS (curto-circuitante ou limitador de tensão).

d) A **FIGURA 32** mostra um exemplo de distribuição de corrente em uma instalação com dois cabos de descidas, o número de condutores de descida influencia na parcela da corrente que será desviada pelos condutores do sistema fotovoltaico (PAULINO, 2016).

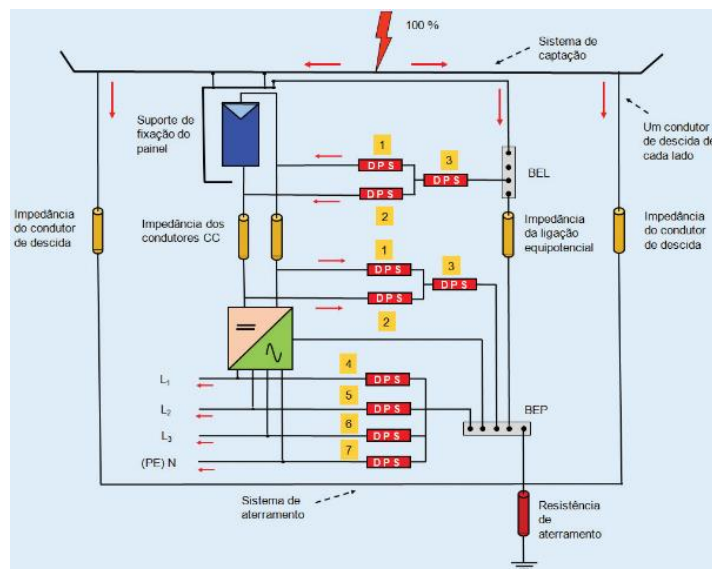


Figura 32 – Diagrama esquemático de instalação de DPS em estrutura com dois cabos de descida.

FONTE: PAULINO (2016).

- e) A **TABELA 13** mostra os valores mínimos da corrente nominal (I_n) e corrente de impulso (I_{imp}) para o DPS tipo limitador de tensão que deve ser instalado no lado de corrente contínua

Tabela 13 – Suportabilidade a tensões impulsivas de equipamentos que compõe o sistema fotovoltaico. Fonte: PAULINO (2016).

NÍVEL DE PROTEÇÃO DO SPDA – CORRENTE DE DESCARGA		NÚMERO DE CONDUTORES DE DESCIDA			
		< 4		≥ 4	
		Valores mínimos de I _n para onda 8/20 μS e I _{imp} para onda 10/350 μS para seleção de DPS			
		I _{DPS1} =I _{DPS2} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{DPS3} = I _{DPS1} + I _{DPS2} =I _{TOTAL} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{DPS1} =I _{DPS2} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{DPS3} = I _{DPS1} + I _{DPS2} =I _{TOTAL} I _{8/20} / I _{10/350}
I	200 kA	17 / 10	34 / 20	10 / 5	20 / 10
II	150 kA	12,5 / 7,5	25 / 15	7,5 / 3,75	15 / 7,5
III e IV	100 kA	8,5 / 5	17 / 10	5 / 2,5	10 / 5

9.9 Redução na área de laço dos cabos de corrente contínua

- a) Dentre as estratégias preventivas durante a fase de construção de um SFV, relacionadas ao cabeamento estão o uso de cabos blindados e a redução da área de laço dos cabos (FINDER, 2016).
- b) A redução com a área do laço deve ser realizada, porque o campo magnético gerado por uma descarga atmosférica nas proximidades do SFV (impacto indireto), ao passar pelos condutores deste sistema, induz uma tensão proporcional à área do laço formado pelos condutores de corrente contínua dos módulos, em outras palavras, quanto menor a área do laço menor será a tensão induzida nos terminais do circuito de corrente contínua, ver **FIGURA 33**. Para minimizar os efeitos de um surto de tensão o espaço entre os condutores deve ser reduzido.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

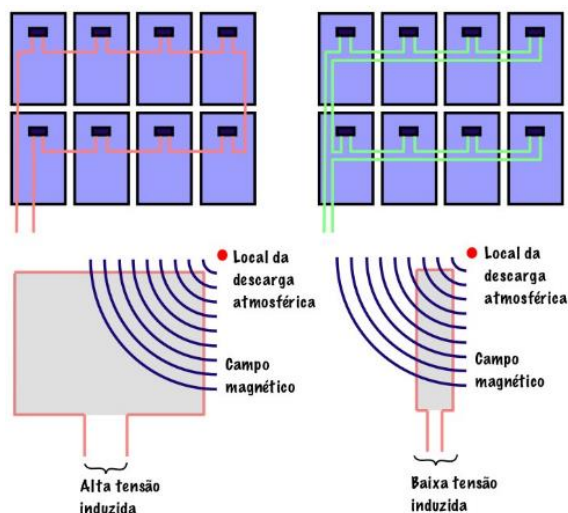
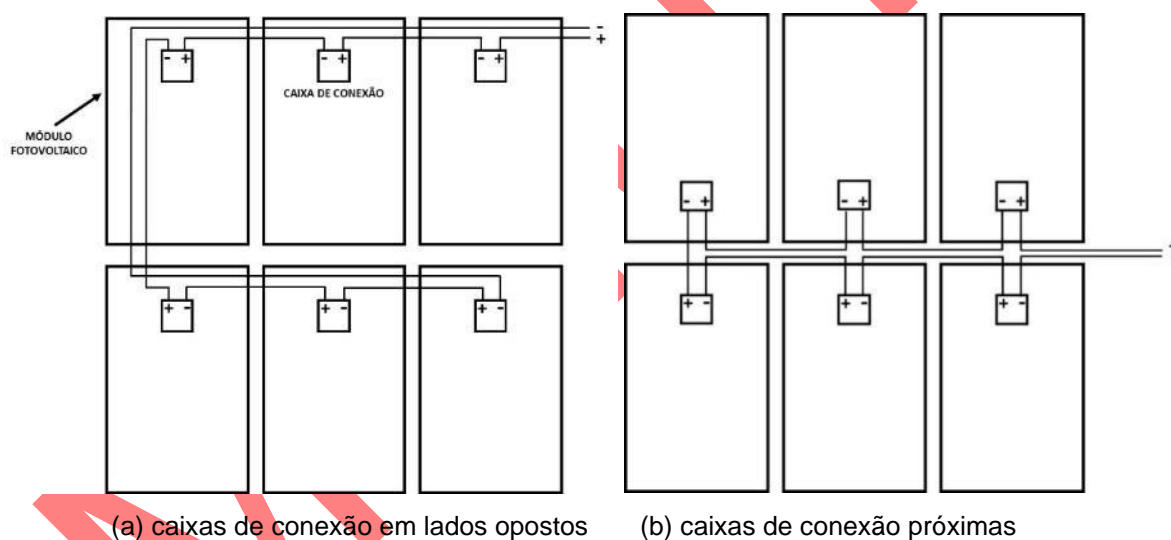


Figura 33 – Influência do campo magnético em laços de cabos. FONTE:

<http://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/46-como-fazer-cabeamento-modulos-fotovoltaicos>

c) A **FIGURA 34**, **FIGURA 35** e **FIGURA 36**, mostram algumas formas de conexão com área de laço reduzido.



(a) caixas de conexão em lados opostos

(b) caixas de conexão próximas

Figura 34 – Área de laço reduzida em módulos fotovoltaicos em posição de retrato. FONTE: ABNT Projeto NBR 16690 (2018).

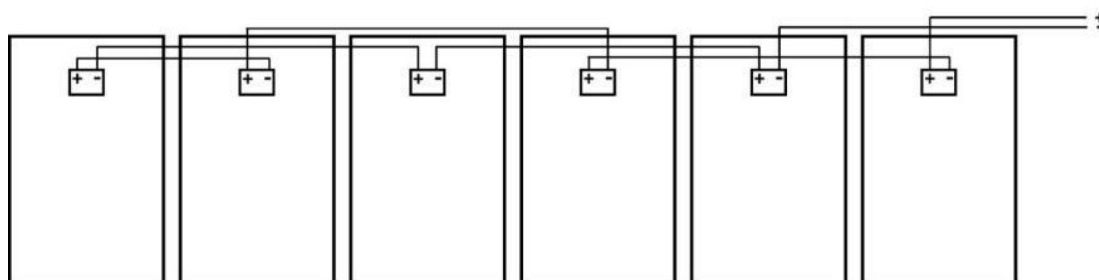


Figura 35 – Área de laço reduzida em módulos fotovoltaicos em posição de retrato em fila única em uma conexão leap-frog. FONTE: ABNT Projeto NBR 16690 (2018).

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

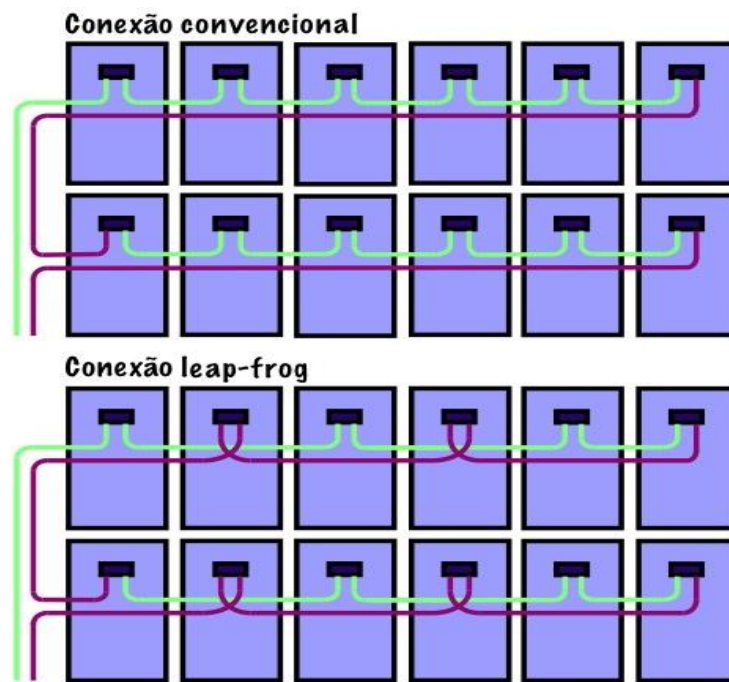


Figura 36 – Ligação leap-frog em comparação com a ligação convencional. FONTE:

<http://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/48-economizando-cabos-conexao-leap-frog-modulos-fv>

10 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

10.1 Características do sistema de distribuição em baixa tensão.

As redes de distribuição em BT possuem neutro comum, contínuo, multi e solidamente aterrado. O sistema de distribuição de baixa tensão deriva do secundário dos transformadores trifásicos/monofásicos de distribuição, conectados em estrela aterrado. Recomenda-se que a configuração do sistema de baixa tensão seja radial, admitindo-se a transferência quando possível. Os níveis de tensão admitidos são conforme a **Tabela 2**.

10.2 Padrão de entrada

O padrão de entrada da unidade consumidora deve estar em conformidade com a norma de fornecimento de energia elétrica em baixa tensão **NT.001.EQTL** na revisão vigente.

A **FIGURA 37** apresenta um exemplo de disposição do DSV no padrão de entrada, que pode ser instalado tanto na parte inferior quanto na lateral da caixa de medição.



Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Poste da rede

Ponto de entrega

Figura 37 – Exemplo de padrão de entrada com disposição DSV

Nota 8: O padrão de entrada deve ser com caixa de medição polimérica polifásica.

Nota 9: Para as conexões que utilizam o inversor como interface (geração eólica ou solar) é dispensada a utilização do DSV, porém é recomendada pela CONCESSIONÁRIA.

10.3 Conexão de geradores por meio de inversores

Para conexão de geradores que utilizam inversor como interface de conexão, tais como geradores eólicos, solares ou microturbinas, deve-se utilizar como modelos os diagramas unifilares simplificados conforme a **FIGURA 38** e **FIGURA 39**.

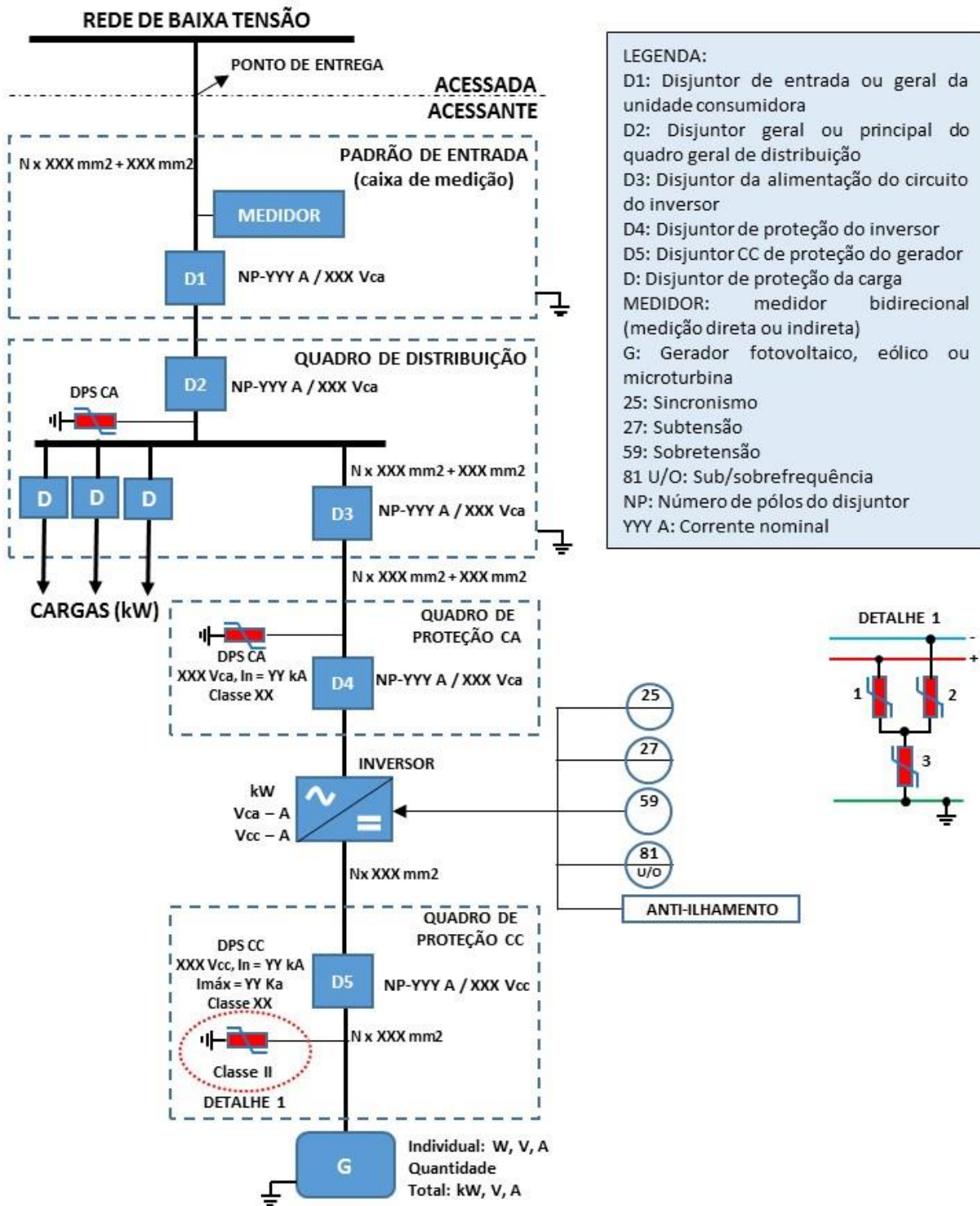


Figura 38 – Modelo de diagrama unifilar de microgeração conectada à rede de baixa tensão com uso de inversor e sem transformador de acoplamento.

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

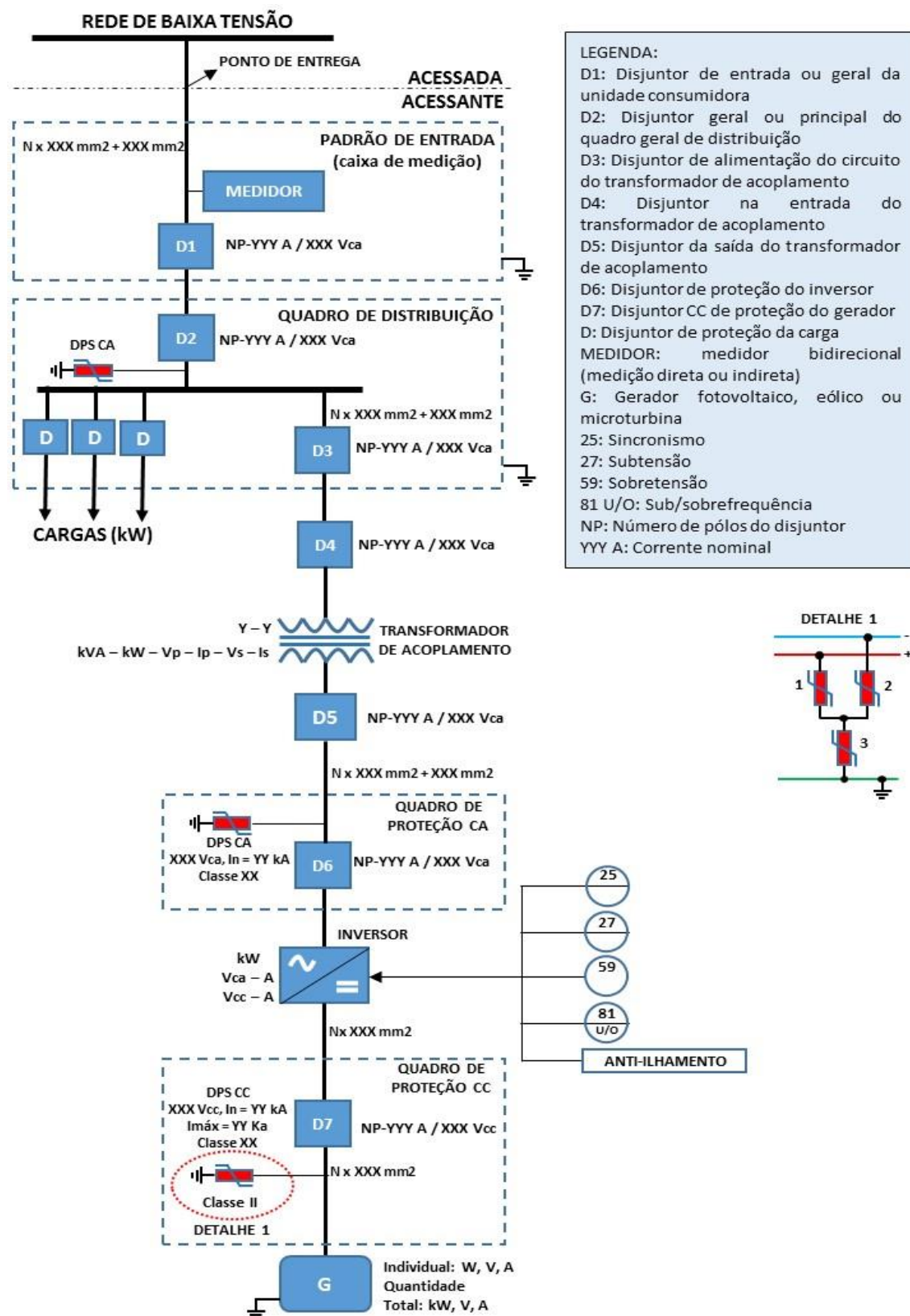


Figura 39 – Modelo de diagrama unifilar de microgeração conectada à rede de baixa tensão com uso de inversor e com transformador de acoplamento.

10.4 Conexão de geradores que não utilizam inversores

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

Para conexão de geradores que não utilizam inversor como interface de conexão, como os geradores síncronos ou assíncronos, normalmente utilizados para turbinas hidráulicas ou térmicas, deve-se utilizar como modelo o esquema simplificado conforme a **FIGURA 40**.

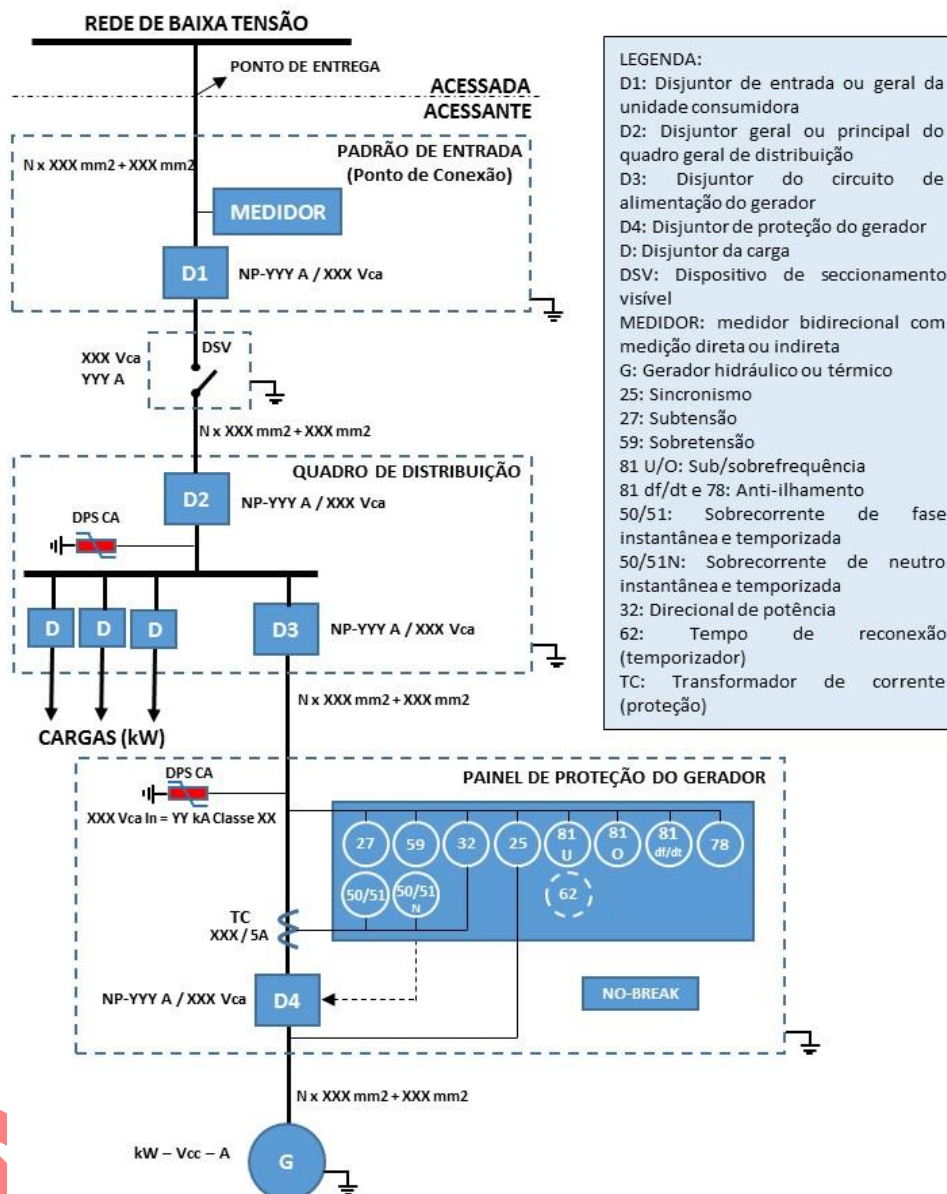



Figura 40 – Modelo de diagrama unifilar de microgeração conectada à rede de baixa tensão sem uso de inversor.

Nota 10: É necessária a utilização de fonte auxiliar para alimentação do sistema de proteção. Deve ser utilizado um sistema “no-break” de potência mínima de 1000 VA de forma que não haja interrupção na alimentação do sistema de proteção. Opcionalmente pode ser instalado conjunto de baterias, para suprir uma eventual ausência do “no-break”. Adicionalmente, deve ser previsto o trip capacitivo.

11 ANEXOS

11.1 Anexo I – Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída até 10 kW

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br



NT.020.EQTL.Normas e Qualidade
ANEXO I - Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída até 10 kW

1. Identificação e Dados Cadastrais da Unidade Consumidora - PREENCHER, OBRIGATORIAMENTE, TODOS OS CAMPOS NA COR VERMELHA

Nome do Cliente / Razão Social (Titular da Unidade Consumidora)		CPF/CNPJ	RG
			DATA EXPEDIÇÃO
Endereço		Contatos telefônicos	
		Celular	Fixo
CEP:	Município	UF (selecionar)	E-mail
Tipo de Solicitação (selecionar)			
		Conta Contrato (Se UC existente)	
Ramo de Atividade (Descrição)		Possui Cargas Especiais?	
Detalhar - Cargas especiais		Subgrupo (selecionar)	
Classe (selecionar)	Tipo de Ligação (selecionar)	Tensão de Atendimento da UC	
		V	
Carga Declarada da UC	Disjuntor de Entrada da UC (selecionar)	Potência Disponibilizada (PD) para a UC	
	A	kW	
Tipo de Ramal (selecionar)	Nº de identificação do poste ou transformador mais próximo		
O conteúdo deste campo será exibido quando for selecionada a UF			
X = Y =			

2. Dados Cadastrais do Responsável Técnico

Nome Completo	Título Profissional	Registro Profissional
		Nº UF
E-mail	Telefone Fixo	Telefone Celular
		Fax
Endereço de Correspondência	Bairro	UF:
	Município	CEP:

3. Características da Microgeração Distribuída

Dados Gerais da Central Geradora

Tipo de Geração (selecionar)	Especificar se necessário
Enquadramento da Microgeração (selecionar)	
Potência Geração (PG)	Tensão Conexão
kW	V
	Data Início de Operação

4. Documentos necessários que devem ser anexados à Solicitação de Acesso:

Descrição	Observações
1. Número de registro válido no conselho profissional competente do Responsável Técnico pelo projeto e instalação do sistema de microgeração	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração, Proteção (inversor, se for o caso), Carga e Medição	
3. Memorial Técnico Descritivo da instalação (Conforme Modelo do ANEXO III - MODELO DE MEMORIAL TÉCNICO DESCRITIVO)	
4. Certificados de Conformidade dos Inversores ou o número de registro de concessão do INMETRO do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede	Inversor até 10 kW, é obrigatório o número do registro de concessão do INMETRO (homologação)
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando na porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 462/2012 (PLANILHA NA GUIA 2)	Para autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os Integrantes (se houver)	Apenas para os casos de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.
7. Documento que comprove o reconhecimento pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	Apenas para cogeração qualificada
8. Formulário de Ligação Nova (quando necessário, conforme observação) (Conforme ANEXO IV - FORMULÁRIO DE LIGAÇÃO NOVA)	Apenas no caso de Ligação Nova de unidade consumidora com microgeração distribuída
9. Formulário de Troca de Padrão (de monofásico para bifásico ou trifásico, de bifásico para trifásico, de trifásico para bifásico ou monofásico, de bifásico para monofásico) (Conforme ANEXO V - FORMULÁRIO DE TROCA DE PADRÃO)	Apenas no caso de unidade consumidora existente com aumento ou redução de potência disponibilizada que implique em troca de padrão
10. Contrato de Aluguel ou Arrendamento da unidade consumidora (quando necessário, conforme observação)	Apenas para os casos de aluguel ou arrendamento do local onde será instalada a central geradora
11. Procuração (quando necessário, conforme observação)	Quando a solicitação for feita por terceiros
12. Autorização de uso de área comum em condomínio (quando necessário, conforme observação)	Quando uma UC individualmente construir uma central geradora utilizando a área comum do condomínio

5. Este formulário deve ser preenchido e encaminhado aos canais de atendimento Corporativo da Concessionária


<p>PARÁ - Sede de regionais (Belém, Castanhal, Marabá, Santarém e Altamira)</p> <p>MARANHÃO - Sede de regionais (São Luís, Imperatriz, Timon, Balsas e Bacabal)</p> <p>PIAUÍ - Sede de regionais (Teresina, Parnaíba, Picos, Bom Jesus e Floriano)</p> <p>ALAGOAS - Sede de regionais (Maceio, Arapiraca, Matriz de Camaragibe e Santana do Ipanema)</p> <p>RIO GRANDE DO SUL - Sede de regionais (Porto Alegre, Osório e Pelotas)</p> <p>AMAPÁ - Sede de regionais (Macapá)</p> <p>Em caso de dúvidas entrar em contato com os canais de atendimento disponibilizados na norma NT.020.EQTL.Normas e Padrões.</p>	<p>Eu, acessante identificado neste formulário, venho por meio deste instrumento, solicitar o acesso para microgeração distribuída, fornecendo meus dados cadastrais assim como os documentos necessários, em conformidade com as normas e resoluções aplicáveis.</p>
Local	Data
Assinatura do Responsável	

GERÊNCIA CORPORATIVA DE NORMAS E QUALIDADE. NT.020.EQTL.Normas e Qualidade ANEXO I - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATÉ 10 kW REVISÃO 03.
DATA: 28/03/2022. ELABORADO POR: FELIPE TORRES

Nota 12: Formulário disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.

11.2 Anexo II – Formulário De Solicitação De Acesso Para Microgeração Distribuída Acima de 10 kW

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br



NT.020.EQTL.Normas e Qualidade
ANEXO II - Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída acima de 10 kW

1. Identificação e Dados Cadastrais da Unidade Consumidora - PREENCHER, OBRIGATORIAMENTE, TODOS OS CAMPOS NA COR VERMELHA

Nome do Cliente / Razão Social (Titular da Unidade Consumidora)		CPF/CNPJ	RG
Endereço		DATA EXPEDIÇÃO	
CEP:		Município	UF (selecionar)
E-mail		E-mail	
Tipo de Solicitação (selecionar)		Conta Contrato (Se UC existente)	
Ramo de Atividade (Descrição)		Possui Cargas Especiais?	
Detalhar - Cargas especiais		Subgrupo (selecionar)	
Classe (selecionar)	Tipo de Ligação (selecionar)	Tensão de Atendimento da UC	
Carga Declarada da UC	Disjuntor de Entrada da UC (selecionar)	Potência Disponibilizada para a UC	
Tipo de Ramal (selecionar)	Nº de identificação do poste ou transformador mais próximo		
O conteúdo deste campo será exibido quando for selecionada a UF			

2. Dados Cadastrais do Responsável Técnico

Nome Completo	Título Profissional	Registro Profissional
E-mail	Telefone Fixo	Telefone Celular
Endereço de Correspondência	Bairro	UF
	Município	CEP
	Município	CEP

3. Características da Microgeração Distribuída

Dados Gerais da Central Geradora

Tipo de Geração (selecionar)	Especificar se necessário
Enquadramento da Microgeração (selecionar)	
Potência Geração	Tensão Conexão
	Data Início de Operação

4. Documentos necessários que devem ser anexados à Solicitação de Acesso:

Descrição	Observações
1. Número de registro válido no conselho profissional competente do Responsável Técnico pelo projeto e instalação do sistema de microgeração	
2. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	
3. Memorial Técnico Descritivo da instalação (Conforme Modelo do ANEXO III - MODELO DE MEMORIAL TÉCNICO DESCRITIVO)	
4. Projeto elétrico das instalações de conexão, contendo: a) Planta de Situação, b) Diagrama Funcional, c) Arranjos Físicos ou Lay-out e d) Manual com Folha de Dados (datasheet) dos inversores	
5. Certificados de Conformidade dos Inversores ou o número de registro de concessão do INMETRO do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede	
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando na porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 (PLANILHA NA GUIA 2)	Para autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	Apenas para os casos de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.
8. Documento que comprove o reconhecimento pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	Apenas para cogeração qualificada
9. Formulário de Ligação Nova (quando necessário, conforme observação) (Conforme ANEXO IV - FORMULÁRIO DE LIGAÇÃO NOVA)	Apenas no caso de Ligação Nova de unidade consumidora com microgeração distribuída
10. Formulário de Troca de Padrão (de monofásico para bifásico ou trifásico, de bifásico para trifásico, de trifásico para bifásico ou monofásico, de bifásico para monofásico) (Conforme ANEXO V - FORMULÁRIO DE TROCA DE PADRÃO)	Apenas no caso de unidade consumidora existente com aumento ou redução de potência disponibilizada que implique em troca de padrão
11. Contrato de Aluguel ou Arrendamento da unidade consumidora (quando necessário, conforme observação)	Apenas para os casos de aluguel ou arrendamento da unidade consumidora onde será instalada a central geradora
12. Procuração (quando necessário, conforme observação)	Quando a solicitação for feita por terceiros
13. Autorização de uso de área comum em condomínio (quando necessário, conforme observação)	Quando uma UC individualmente construir uma central geradora utilizando a área comum do condomínio

5. Este formulário deve ser preenchido e encaminhado aos canais de atendimento Corporativo da Concessionária

<p>PARÁ - Sede de regionais (Belém, Castanhal, Marabá, Santarém e Altamira)</p> <p>MARANHÃO - Sede de regionais (São Luís, Imperatriz, Timon, Balsas e Bacabal)</p> <p>PIAUI - Sede de regionais (Teresina, Parnaíba, Picos, Bom Jesus e Floriano)</p> <p>ALAGOAS - Sede de regionais (Maceio, Arapiraca, Matriz de Camaragibe e Santana do Ipanema)</p> <p>RIO GRANDE DO SUL - Sede de regionais (Porto Alegre, Osório e Pelotas)</p> <p>AMAPÁ - Sede de regionais (Macapá)</p> <p>Em caso de dúvidas entrar em contato com os canais de atendimento disponibilizados na norma NT.020.EQTL.Normas e Padrões.</p>	<p>Eu, assinante identificado neste formulário, venho por meio deste instrumento, solicitar o acesso para microgeração distribuída, fornecendo meus dados cadastrais assim como os documentos necessários, em conformidade com as normas e resoluções aplicáveis.</p> <p>Local _____ Data _____ Assinatura do Responsável _____</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

GERÊNCIA CORPORATIVA DE NORMAS E QUALIDADE. NT.020.EQTL.Normas e Qualidade ANEXO I - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ACIMA DE 10 kW REVISÃO 03.
DATA: 28/03/2022. ELABORADO POR: FELIPE TORRES

Nota 13: Formulário disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.
MODELO DE LISTA DE RATEIO DE CLIENTE DISPONÍVEL NOS ANEXOS I E II

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

		LISTA DE RATEIO PARA AS UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO (Autoconsumo Remoto, Geração Compartilhada e EMUC)		
Conta Contrato da UC geradora		Enquadramento		
Local da solicitação		Data solicitação		
% kWh	Conta Contrato	Classe de Consumo	ENDEREÇO	
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				

Nota 14: Modelo fornecido no arquivo do Formulário de Solicitação de Acesso.

11.3 Anexo III – Modelo de Memorial Técnico Descritivo

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

MODELO DE MEMORIAL TÉCNICO DESCRITIVO

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO UM SISTEMA [TIPO DE GERAÇÃO] DE XX KW
CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO EM [TENSÃO NOMINAL DA
REDE] CARACTERIZADO COMO [INDIVIDUAL, AUTOCONSUMO REMOTO, GERAÇÃO
COMPARTILHADA OU EMUC]

[NOME DO CLIENTE]

RG: [XXXXXXXXXX]

[NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO]

[PROFISSÃO]

REGISTRO: XXXXXXXXXX

CIDADE – UF

MÊS – ANO

Nota 15: Modelo disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.

11.4 Anexo IV – Formulário de Ligação Nova

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições
deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br



FORMULÁRIO DE LIGAÇÃO NOVA

LIGAÇÃO
NOVA

1ª LIGAÇÃO
2ª LIGAÇÃO

LIGAÇÃO NOVA REATIVAÇÃO

Protocolo:	
Parcelo de Negócios:	
Conta Contrato:	
Service Request:	
Instalação:	
NIS:	

DADOS DO SOLICITANTE

Nome Completo (letra de forma, não abreviar): _____ CPF/CNPJ: _____ CLASSE: _____ TELEFONE: _____

Opção de Modalidade Tarifária: _____ Autoriza o Envio de Fatura por E-mail? () Sim () Não

() CONVENCIONAL () HORÁRIA BRANCA

I – A instalação será enquadrada na modalidade tarifária convencional monofásica, de forma compulsória e automática quando não houver opção sinalizada acima;
II – A instalação será enquadrada na modalidade tarifária horária branca quando houver manifestação por parte do cliente.

Autorizo o envio mensal das faturas de energia elétrica referentes à conta contrato acima informada, ao e-mail relacionado neste documento, dispensando a necessidade de envio impresso em papel. Obrigando-me a quitá-la até sua data de vencimento. Comprometo-me a declarar à empresa qualquer alteração nos dados cadastrais, especialmente o endereço eletrônico (e-mail).

Padrão de Entrada:

Cliente Possui Padrão: _____ Cliente Deseja Financiar Padrão () Monofásico

Doação de Padrão: _____ Cliente faz jus a doação e deseja receber o padrão de entrada () Monofásico () Bifásico

Carga Declarada:

Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência
_____	Geladeira	_____	_____	Computador	_____	_____	Ar Cond./Central de Ar	_____	_____	_____	_____
_____	Freezer	_____	_____	Impressora	_____	_____	Sanduícheira	_____	_____	_____	_____
_____	Lâmpadas	_____	_____	Estabilizador/No-break	_____	_____	Ferro Elétrico	_____	_____	_____	_____
_____	Lâmpadas	_____	_____	TV Polegadas	_____	_____	Forno/Microond.	_____	_____	_____	_____
_____	Lâmpadas	_____	_____	TV Polegadas	_____	_____	Liquidificador	_____	_____	_____	_____
_____	Ventilador	_____	_____	Som/Home Theater	_____	_____	Chuveiro Elétrico	_____	_____	_____	_____

ORIENTAÇÕES SOBRE PEDIDO DE LIGAÇÃO NOVA

01. CONDIÇÕES PARA GERAÇÃO DO SERVIÇO

1. Não possuir débito pendente junto à empresa.
2. Não existir uma primeira ligação na instalação para a qual está sendo solicitado o serviço. Uma vez detectado em vistoria que já existe uma ligação para a instalação, o pedido de ligação nova será cancelado automaticamente.
3. Se o cliente omitir a informação de existência de uma ligação anterior para a instalação para a qual foi solicitada a ligação nova e, porventura esta for atendida, a empresa procederá à retirada do novo equipamento de medição instalado.
4. As solicitações de ligação das instalações que não atenderem às normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e Normas Técnicas da empresa serão rejeitadas.
5. Caso não seja regularizada a pendência por responsabilidade do solicitante, no prazo de 30 (trinta) dias, a sua solicitação será cancelada automaticamente.
6. Caso o seu padrão de entrada de energia não esteja instalado corretamente, será cobrada uma taxa por cada vistoria, a partir da segunda visita.
7. Serão beneficiados com a doação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada, conforme regulamentação da ANEEL, os clientes de baixa renda que solicitarem ligação nova, monofásica ou bifásica, para os domicílios rurais.
8. A empresa tem o prazo de 30 (trinta) dias, contados da data da solicitação, para elaborar os estudos, orçamentos, projetos e informar ao interessado, por escrito, quando:
I – inexistir rede de distribuição que possibilite o pronto atendimento da unidade consumidora;
II – a rede necessitar de reforma ou ampliação;
III – o fornecimento depender de construção de ramal subterrâneo; ou
IV – a unidade consumidora tiver equipamentos que, pelas características de funcionamento ou potência, possam prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores.
- 8.1. Esta informação estará disponível por escrito na agência de atendimento, para recebimento e assinatura pelo cliente, em até 30 (trinta) dias da data do pedido. A partir do recebimento, o cliente tem o prazo máximo de 10 (dez) dias para:
i) se manifestar sobre aceitar os prazos e condições da obra;
ii) sua intenção de antecipar a obra, mediante aporte de recursos;
iii) executá-la com recursos próprios. A não manifestação implicará na concordância com o prazo do cronograma elaborado pela empresa.

DECLARAÇÃO

1. Comprometo-me a executar todas as instalações de acordo com as determinações da ABNT e normas da Empresa.
2. Declaro como verdadeiras as informações prestadas neste formulário, bem como, na qualidade de "depositário a título gratuito", assumo a responsabilidade pela custódia do(s) equipamento(s) de medição instalado(s) em minha unidade consumidora, conforme legislação específica.
3. Reconheço a carga, classificação da atividade exercida e a opção de faturamento declaradas neste formulário.
4. É de minha responsabilidade o pagamento de diferença de preço de medidor e demais equipamentos de medição a serem instalados em unidade consumidora, por minha solicitação, caso não apresente carga suficiente para o padrão solicitado (conforme § 2º da art. 73 da RES. 414/2010).
5. Declaro-me ciente dos cuidados especiais que a energia elétrica requer na sua utilização.
6. Declaro que recebi o contrato de adesão e confirmo que as informações registradas neste formulário, representam a situação encontrada durante a inspeção técnica realizada em minha instalação.
7. Declaro ainda que forneci informações verdadeiras e documentos legítimos, e me responsabilizo CIVIL e CRIMINALMENTE caso seja constatado a qualquer tempo falsidade, erro ou induzimento a erro. Declaro ainda que o padrão está instalado de acordo com as normas técnicas da Celpe.

LOCAL _____, _____ DE _____ DE 20____.

Assinatura do Solicitante (conforme documento de identificação)

Nota 16: Formulário disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.

11.5 Anexo V – Formulário de Troca de Padrão

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br



FORMULÁRIO DE TROCA DE PADRÃO

Troca de Padrão

Sem acréscimo de carga (Trifásico para Monofásico, Bifásico para Monofásico, Trifásico para Bifásico)
Com acréscimo de carga (Monofásico para Bifásico, Monofásico para Trifásico, Bifásico para Trifásico,

Protocolo:	
Parcela de Negócios:	
Conta Contrato:	
Service Request:	
Instalação:	
NIS:	

DADOS DO SOLICITANTE											
Nome Completo (letra de forma, não abreviar):		CPF/CNPJ:	CLASSE	TELEFONE:							
Opção de Modalidade Tarifária		Autoriza o Envio de Fatura por E-mail? () Sim () Não									
() CONVENCIONAL	() HORÁRIA BRANCA	E-mail									
I – A instalação será enquadrada na modalidade tarifária convencional monômnia, de forma compulsória e automática quando não houver opção sinalizada acima; II – A instalação será enquadrada na modalidade tarifária horária branca quando houver manifestação por parte do cliente.		Autorizo o envio mensal das faturas de energia elétrica referentes à conta contrato acima informada, ao e-mail relacionado neste documento, dispensando a necessidade de envio impresso em papel. Obrigando-me a quitá-la até sua data de vencimento. Comprometo-me a declarar à empresa qualquer alteração nos dados cadastrais, especialmente o endereço eletrônico (e-mail).									
PADRÃO DA INSTALAÇÃO				PADRÃO A SER INSTALADO							
Cliente Possui Padrão		Monofásico	Bifásico	Trifásico							
CARGA DECLARADA (informar a carga total da instalação)											
Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência	Qtde	Equipamento	Potência
	Geladeira	L		Computador			Ar Cond./Central de Ar				
	Freezer	L		Impressora			Sandueira				
	Lâmpadas			Estabilizador/Nobreak			Ferro Elétrico				
	Lâmpadas			TV Polegadas			Forno/Microond.				
	Lâmpadas			TV Polegadas			Liquidificador				
	Ventilador			Som/Home Theater			Chuveiro Elétrico				

ORIENTAÇÕES SOBRE TROCA DE PADRÃO DE INSTALAÇÃO

01. CONDIÇÕES PARA GERAÇÃO DO SERVIÇO

1. Não possuir débito pendente junto à empresa.
2. As solicitações de Troca de padrão das instalações que não atenderem às normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e Normas Técnicas da empresa serão rejeitadas.
3. Caso não seja regularizada a pendência por responsabilidade do solicitante, no prazo de 30 (trinta) dias, a sua solicitação será cancelada automaticamente.
4. Caso o seu padrão de entrada de energia não esteja instalado corretamente, será cobrada uma taxa por cada vistoria, a partir da segunda visita.
5. A empresa tem o prazo de 30 (trinta) dias, contados da data da solicitação, para elaborar os estudos, orçamentos, projetos e informar ao interessado, por escrito, quando:
I – inexistir rede de distribuição que possibilite a troca de padrão da unidade consumidora;
II – a rede necessitar de reforma ou ampliação;
III – o fornecimento depender de construção de ramal subterrâneo; ou
IV – a unidade consumidora tiver equipamentos que, pelas características de funcionamento ou potência, possam prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores.
- 5.1. Esta informação estará disponível por escrito na agência de atendimento, para recebimento e assinatura pelo cliente, em até 30 (trinta) dias da data do pedido. A partir do recebimento, o cliente tem o prazo máximo de 10 (dez) dias para:
i) se manifestar sobre aceitar os prazos e condições da obra;
ii) sua intenção de antecipar a obra, mediante aporte de recursos;
iii) executá-la com recursos próprios. A não manifestação implicará na concordância com o prazo do cronograma elaborado pela empresa.

DECLARAÇÃO

1. Comprometo-me a executar todas as instalações de acordo com as determinações da ABNT e normas da Empresa.
2. Declaro como verdadeiras as informações prestadas neste formulário, bem como, na qualidade de "depositário a título gratuito", assumo a responsabilidade pela custódia do(s) equipamento(s) de medição instalado(s) em minha unidade consumidora, conforme legislação específica.
3. Reconheço a carga, classificação da atividade exercida e a opção de faturamento declaradas neste formulário.
4. É de minha responsabilidade o pagamento de diferença de preço de medidor e demais equipamentos de medição a serem instalados em unidade consumidora, por minha solicitação, caso não apresente carga suficiente para o padrão solicitado (conforme § 2º da art. 73 da RES. 414/2010).
5. Declaro-me ciente dos cuidados especiais que a energia elétrica requer na sua utilização.
6. Declaro ainda que forneci informações verdadeiras e documentos legítimos, e me responsabilizo **CIVIL e CRIMINALMENTE** caso seja constatado a qualquer tempo falsidade, erro ou induzimento a erro. Declaro ainda que o padrão está instalado de acordo com as normas técnicas da Celpa.


LOCAL _____, _____ DE _____ DE 20_____.

Assinatura do Solicitante (conforme documento de identificação)

Nota 17: Formulário disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.

11.6 Anexo VI – Formulário de Solicitação de Vistoria de Microgeração Distribuída

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br

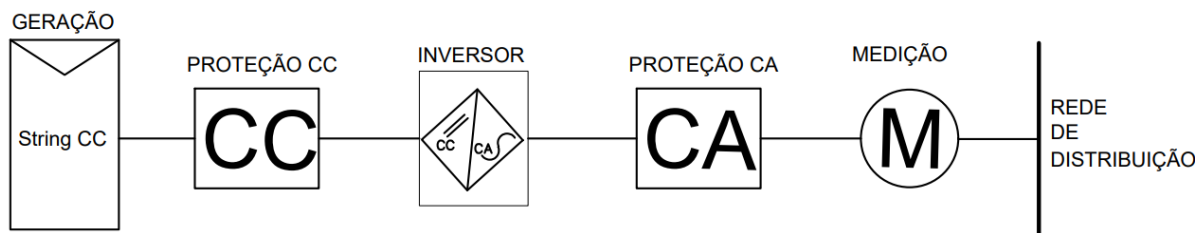
 NT.020.EQTL.Normas e Qualidade ANEXO VI - Formulário de Solicitação de Vistoria de Microgeração Distribuída	
1. Identificação e Dados Cadastrais da Unidade Consumidora - PREENCHER, OBRIGATORIAMENTE, TODOS OS CAMPOS NA COR VERMELHA	
Nº do Protocolo do Parecer de Acesso Aprovado	Nº da Conta Contrato
Nome do Cliente / Razão Social (Titular da Unidade Consumidora)	CPF/CNPJ
	RG
Endereço	DATA EXPEDIÇÃO
	Contatos telefônicos
	Celular
	Fixo
CEP:	E-mail
Município	UF (selecionar)
Ramo de Atividade (Descrição)	Classe (selecionar)
Tipo de Ramal (selecionar)	Tensão de Atendimento da Unidade Consumidora
Disjuntor de Entrada da UC (selecionar)	Nº de identificação do poste ou transformador mais próximo
O conteúdo deste campo será exibido quando for selecionada a UF	X = Y =
2. Dados Cadastrais do Responsável Técnico	
Nome Completo	Título Profissional
	Registro Profissional
E-mail	Nº
	UF
Endereço de Correspondência	Telefone Fixo
	Telefone Celular
	Fax
	Bairro
	Município
	UF:
	CEP:
3. Características da Microgeração Distribuída	
Dados Gerais da Central Geradora	
Tipo de Geração (selecionar)	Especificar se necessário
Enquadramento da Microgeração (selecionar)	Potência de Geração (PG)
	kw
4. Documentos necessários que devem ser anexados à Solicitação de Vistoria	
Descrição	Observações
1. Relatório de comissionamento em conformidade com a ABNT NBR 16274 emitido pelo responsável técnico	
2. Fotos da instalação do padrão de entrada/conexão e do sistema de geração	
5. Contato na Concessionária (preenchido pela Concessionária)	
Responsável / Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6. Este formulário deve ser preenchido e encaminhado aos canais de atendimento Corporativo da Concessionária	
<p>PARÁ - Sede de regionais (Belém, Castanhal, Marabá, Santarém e Altamira)</p> <p>MARANHÃO - Sede de regionais (São Luís, Imperatriz, Timon, Balsas e Bacabal)</p> <p>PIAUI - Sede de regionais (Teresina, Parnaíba, Picos, Bom Jesus e Floriano)</p> <p>ALAGOAS - Sede de regionais (Maceio, Arapiraca, Matriz de Camaragibe e Santana do Ipanema)</p> <p>RIO GRANDE DO SUL - Sede de regionais (Porto Alegre, Osório e Pelotas)</p> <p>AMAPÁ - Sede de regionais (Macapá)</p> <p>Em caso de dúvidas entrar em contato com os canais de atendimento disponibilizados na norma NT.020.EQTL.Normas e Padrões.</p>	<p>Eu, acessante identificado neste formulário, venho por meio deste instrumento, solicitar o acesso para microgeração distribuída, fornecendo meus dados cadastrais assim como os documentos necessários, em conformidade com as normas e resoluções aplicáveis.</p> <p>Local _____ Data _____ Assinatura do Responsável _____</p>

GERÊNCIA CORPORATIVA DE NORMAS E QUALIDADE. NT.020.EQTL.Normas e Qualidade ANEXO VI - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE VISTORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA REVISÃO 01. DATA: 28/03/2022. ELABORADO POR: FELIPE TORRES

Nota 18: Formulário disponível no site da CONCESSIONÁRIA em arquivo anexo junto a Norma.

11.7 ANEXO VII- Modelo de Diagrama de Blocos

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br



12 CONTROLE DE REVISÕES

REV	DATA	ITEM	DESCRIÇÃO DA MODIFICAÇÃO	RESPONSÁVEL
00	13/11/2017		Emissão inicial para novo padrão de codificação de documentos do Grupo Equatorial Energia. Porém dá continuidade à revisão 03 do antigo padrão de codificação.	Gilberto Teixeira Carrera
01	28/12/2018		Inclusão da logomarca da Equatorial Energia e unificação com a CEPISA, correção de formatação	Gilberto Teixeira Carrera
02	09/09/2019		Revisão geral para unificação com a área de concessão de ALAGOAS. Revisão e inclusão de ANEXOS	Gilberto Teixeira Carrera
03	04/10/2021		Revisão Geral : adequação CEEE e CEA, modificação anexos e lista de documentos. Adequação à REN 1000	Elis Dayane Lima Felipe Augusto Torres de Araujo

13 APROVAÇÃO

ELABORADOR (ES) / REVISOR (ES)

Elis Dayane Lima – Gerência Corporativa de Normas e Qualidade

Felipe Augusto Torres de Araujo – Gerência Corporativa de Normas e Qualidade

APROVADOR (ES)

Carlos Henrique da Silva Vieira – Gerência Corporativa de Normas e Qualidade

Esta minuta estará disponível para contribuições/sugestões até 22/02/2023. As contribuições deverão ser enviadas para o e-mail: equipe.normas@equatorialenergia.com.br