

*Critérios para a Conexão em Média
Tensão de Acessantes de Geração
Distribuída ao Sistema de Distribuição*

ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº157/2018

**Norma Técnica Unificada
NDU - 015**

Versão 8.0 - Abril/2026



Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos e as diretrizes necessárias para a conexão de geradores à rede de distribuição de Média Tensão, nas Distribuidoras do Grupo Energisa S.A.

O objetivo é estabelecer padrões e procedimentos de acesso, critérios técnicos-operacionais, e o relacionamento operacional envolvidos na conexão de consumidores, atendidos em Média tensão, que utilizem cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas pela ABNT, e em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Também estão previstos padrões técnicos e procedimentos para conexão de Acessantes de Centrais Geradoras ao sistema de Média Tensão da Energisa.

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

A presente revisão desta norma técnica é a versão 8.0 que entrará em vigor:

João Pessoa - PB, 25 de abril de 2026.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição

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





Equipe Técnica de Revisão da NDU-015 (Versão 8.0)

Adriano Ananias Ferreira

Grupo Energisa

Diego de Araújo Moreira

Grupo Energisa

Gabriel de Oliveira Ramalho

Grupo Energisa

Vanessa da Costa Marques

Grupo Energisa

Membros do Grupo de Trabalho

Rebeca Cristina Silva Nunes Ferreira

Energisa Rondônia

Aucélia da Silva Siqueira

Energisa Paraíba

Bruno Parpinelli Bonfim

Energisa Sul-Sudeste

Camila Duarte Silva

Energisa Mato Grosso

Claudio Alberto Santos

Energisa Sul-Sudeste

Fabiana Rios da Silva

Energisa Mato Grosso do Sul

Higor José Freire da Silva

Energisa Tocantins

Irlley José Araújo Castelo Branco

Energisa Tocantins

Johnata Rodrigues Gomes

Energisa Acre

Lucas Domingues Silva

Grupo Energisa

Márcio Alexandre de Moraes

Energisa Mato Grosso

Nelson Muniz dos Santos

Energisa Sul-Sudeste

Nicolas Robson Mariano

Energisa Minas Rio

Paulo André Araújo de Lima

Energisa Paraíba

Gustavo Santos Ramos

Energisa Sergipe

Janderson de Lima Pessoa

Energisa Paraíba



Aprovação técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Alberto Alves Cunha

Energisa Tocantins

Antônio Maurício de Matos Gonçalves

Energisa Acre

Erika Ferrari Cunha

Energisa Sergipe

Fabio Lancelotti

Energisa Paraíba

Fabrício Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Guilherme Damiance Souza

Energisa Sul-Sudeste

Rodolfo Acialdi Pinheiro

Energisa Minas Rio

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Mato Grosso do Sul

SUMÁRIO

1	CAMPO DE APLICAÇÃO	8
2	VIGÊNCIA	8
3	RESPONSABILIDADES	9
3.1	RESOLUÇÕES NORMATIVAS - ANEEL.....	9
3.2	DEPARTAMENTO DE SERVIÇOS COMERCIAIS	9
3.3	DEPARTAMENTO DE CONSTRUÇÃO E MANUTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO.....	9
3.4	ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO.....	10
3.5	DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO.....	10
4	REFERÊNCIAS.....	10
4.1	REFERÊNCIAS REGULATÓRIAS	10
4.2	NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS.....	11
4.3	NORMAS TÉCNICAS DO GRUPO ENERGISA	11
5	DEFINIÇÕES	12
5.1	ACESSADA	12
5.2	ACESSO	12
5.3	AUTOCONSUMO LOCAL	12
5.4	AUTOCONSUMO REMOTO	12
5.5	BAIXA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO (BT).....	13
5.6	CENTRAL GERADORA	13
5.7	CENTRAL GERADORA DE FONTE DESPACHÁVEL	13
5.8	CENTRAL GERADORA FLUTUANTE DE FONTE FOTOVOLTAICA	13
5.9	COMISSIONAMENTO	13
5.10	CONSÓRCIO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA	14
5.11	CONSUMIDOR-GERADOR.....	14
5.12	CURTAILMENT	14
5.13	ELEMENTO DE SECCIONAMENTO (ES)	14
5.14	EMPREENDIMENTO COM MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS (EMUC)	14
5.15	GERAÇÃO COMPARTILHADA	15
5.16	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	15
5.17	ILHAMENTO	15
5.18	INSTALAÇÕES DE CONEXÃO	16
5.19	INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO	16
5.20	MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	16
5.21	NORMAS E PADRÕES DA DISTRIBUIDORA	16
5.22	OBRA DE MELHORIA.....	17
5.23	OBRA DE REFORÇO.....	17
5.24	ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	17
5.25	ORÇAMENTO DE CONEXÃO	17
5.26	ORÇAMENTO ESTIMADO	17
5.27	PADRÃO DE ENTRADA	18
5.28	PONTO DE CONEXÃO	18
5.29	RELACIONAMENTO OPERACIONAL	18
5.30	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SCEE.....	18
5.31	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	18
5.32	SISTEMA DE CONVERSÃO DE POTÊNCIA	19

5.33	SISTEMA DE ALARME E MONITORAMENTO.....	19
5.34	UNIDADE CONSUMIDORA	19
5.35	UNIDADE CONSUMIDORA BENEFICIÁRIA	19
5.36	USUÁRIO.....	20
6	CONDIÇÕES GERAIS	20
7	ATENDIMENTO AO CLIENTE	27
7.1	CANAIS DE ATENDIMENTO	27
7.2	PROCEDIMENTO DE ACESSO	28
7.2.1	<i>Orçamento Estimado.....</i>	30
7.2.2	<i>Solicitação de Orçamento de Conexão.....</i>	30
7.2.3	<i>Garantia de Fiel Cumprimento.....</i>	35
7.2.4	<i>Memorial Descritivo</i>	36
7.2.5	<i>Triagem de documentação</i>	37
7.2.6	<i>Orçamento de Conexão</i>	38
7.2.7	<i>Acordo Operativo</i>	41
7.2.8	<i>Projeto Elétrico das Instalações de Entrada.....</i>	41
7.2.9	<i>Obras de Responsabilidade do Usuário</i>	43
7.2.10	<i>Obras de responsabilidade da Distribuidora.....</i>	44
7.2.11	<i>Vistoria e Conexão</i>	45
8	CRITÉRIOS E PADRÓES TÉCNICOS	47
8.1	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERGISA EM MÉDIA TENSÃO (MT)	47
8.2	FORMA DE CONEXÃO PARA AS CENTRAIS GERADORAS	47
8.3	FORMA DE CONEXÃO PARA MINIGERAÇÃO.....	49
8.4	PADRÓES TÉCNICOS DO RELIGADOR AUTOMÁTICO DE LINHA (RL) DA CONEXÃO	51
8.5	PADRÓES TÉCNICOS PARA O TRECHO DE ALIMENTADOR DE INTERLIGAÇÃO	51
8.6	DETERMINAÇÃO DA FORMA DE CONEXÃO	52
8.7	TRANSFORMADORES DE ACOPLAGEMTO	53
8.8	REQUISITOS DE PROTEÇÃO PARA A CONEXÃO	54
8.9	SISTEMA DE MEDAÇÃO	69
8.10	CHAVE SECCIONADORA SOB CARGA.....	81
8.11	REQUISITOS DE PROTEÇÃO PARA A CONEXÃO	81
8.12	SISTEMA DE GERAÇÃO PRÓPRIA SEM INJEÇÃO DE POTÊNCIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	83
9	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	86
9.1	PROTEÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DO ACESSANTE	86
9.2	SISTEMA DE ATERRAMENTO	87
9.3	NORMA DE SEGURANÇA PARA OPERAÇÃO DOS SAEs	87
9.4	REQUISITOS DE PROTEÇÃO, SECCIONAMENTOS E MANOBRA DO SAE	88
9.4.1	<i>Sistema em Média Tensão (MT).....</i>	88
9.4.1.1	<i>Requisitos Gerais.....</i>	88
9.4.1.2	<i>Chave Seccionadoras</i>	89
9.4.1.3	<i>Disjuntor Geral de Média Tensão</i>	89
9.4.1.4	<i>Relé Digital.....</i>	90
9.4.1.5	<i>Proteção Anti-illhamento.....</i>	91
9.4.1.6	<i>Sistema de proteção do SAE</i>	91
9.5	REQUISITOS DE OPERAÇÃO	92
10	REQUISITOS DE QUALIDADE	93



10.1	TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	93
10.2	FAIXA OPERACIONAL DE FREQUÊNCIA	93
10.3	PROTEÇÃO DE INJEÇÃO DE COMPONENTE C.C. NA REDE ELÉTRICA	94
10.4	HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DA FORMA DE Onda	94
10.5	FATOR DE POTÊNCIA	95
11	REQUISITOS DE SEGURANÇA	95
11.1	PERDA DE TENSÃO DA REDE.....	96
11.2	VARIAÇÕES DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.....	96
11.3	PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO.....	97
11.4	RECONEXÃO.....	97
11.5	ATERRAMENTO.....	97
11.6	PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITO.....	98
11.7	SECCIONAMENTO.....	98
11.8	RELIGAMENTO AUTOMÁTICO DA REDE.....	98
11.9	PROTEÇÃO CONTRA ARCO ELÉTRICO (AFCI)	98
11.10	SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA.....	99
12	HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO	100
13	DESENHOS	101
14	ANEXOS	123

1 CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta Norma Técnica estabelece os critérios e procedimentos técnicos exigidos pelas empresas do grupo Energisa para a conexão de consumidores e acessantes geradores nas tensões de 11,4 kV, 13,8 kV, 22,0 kV, 34,5 kV, 40 kV, com potência maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fonte fotovoltaica e demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. São apresentados os procedimentos de acesso, padrões de projeto, critérios técnicos e operacionais e os contratos e acordos envolvidos na conexão do consumidor-gerador.

Para os clientes que possuam geração própria e estejam conectados à rede da Energisa com paralelismo momentâneo, deverão ser atendidos através da NDU 020 - Exigências mínimas para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Energisa com Paralelismo Momentâneo. Para clientes com geração distribuída conectados em baixa tensão e/ou com potência instalada até 75 kW deverá ser consultada a norma NDU 013 - Critérios para a Conexão em Baixa Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

Os casos não previstos nesta Norma Técnica, ou aqueles que pelas características exijam tratamento à parte, deverão ser previamente encaminhados à Distribuidora, através de seus escritórios locais, para apreciação conjunta da área de projetos/área de estudos. Serão objeto de análise prévia e decisão por parte da Distribuidora, que tem o direito de rejeitar toda e qualquer solução que não atenda às condições técnicas exigidas.

2 VIGÊNCIA

A presente revisão corresponde à versão 8.0 desta Norma Técnica, datada de abril de 2026, disponibilizada em 26/12/2025, a qual entra em vigor em 25/04/2026. A versão anteriormente vigente permanecerá disponível, conjuntamente com esta



versão atualizada, pelo período de 120 (cento e vinte) dias, contado da data de sua disponibilização, em atendimento às disposições regulatórias aplicáveis. Findo esse prazo, fica expressamente revogada a versão anterior, a qual perde sua vigência e eficácia, não produzindo, a partir de então, quaisquer efeitos técnicos, jurídicos ou operacionais no âmbito das Distribuidoras do Grupo Energisa S.A

Novas edições e/ou alterações em normas ou especificações técnicas, serão comunicadas aos consumidores e demais usuários, fabricantes, distribuidores, comerciantes de materiais e equipamentos padronizados, técnicos em instalações elétricas e demais interessados, por meio da página de Normas Técnicas no site da Energisa. Orientamos que os interessados deverão, periodicamente, consultar o site da Energisa para obter as versões mais recentes dos documentos normativos.

3 RESPONSABILIDADES

3.1 Resoluções Normativas - ANEEL

Estabelecer as normas e os critérios técnicos exigíveis para a conexão de geração distribuída na média tensão, conforme a regulação vigente. Coordenar o processo referente a revisões desta norma.

3.2 Departamento de Serviços Comerciais

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades de atendimento ao cliente, zelando pelos critérios e recomendações definidas nesta norma, divulgando a mesma aos clientes e as partes interessadas.

3.3 Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas à análise de projetos e fiscalização de obras, referente ao processo de melhoria, expansão e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Todas as atividades devem ser realizadas de acordo com as regras e recomendações definidas nesta norma.

3.4 Assessoria de Planejamento e Orçamento

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas ao planejamento do sistema elétrico, observando as regras e recomendações definidas nesta norma.

3.5 Departamento de Operação

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas ao sistema de medição e fiscalização de acordo com os critérios e recomendações definidas nesta norma técnica.

4 REFERÊNCIAS

4.1 Referências Regulatórias

- Resolução Normativa 956, de 07 de dezembro de 2021 - Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST;
- Resolução Normativa 1.000, de 07 de dezembro de 2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;
- OFÍCIO CIRCULAR nº 0019/2021-SRD/ANEEL;
- Procedimentos de Rede - Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS);
- Resolução Normativa 1.059, de 07 de fevereiro de 2023 - Regulamenta a Lei 14.300/2022 e aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

- Resolução Homologatória Nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023 - Homologa o modelo do Formulário de Orçamento de Conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída e os valores de referência dos custos de investimento;
- PORTARIA Nº 515, DE 10 DE NOVEMBRO DE 2023 - aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos - Consolidado

4.2 Normas Técnicas Brasileiras

- NBR 14039, Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- NBR 16149, Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150, Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR 16690, Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto;
- NBR 16274, Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- NBR 17193, Segurança contra incêndio em instalações fotovoltaicas - Requisitos e especificações de projetos - Uso em edificações;
- NBR IEC 62116, Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

4.3 Normas técnicas do Grupo Energisa

- NDU 001 - Fornecimento de Energia Elétrica a Edificações Individuais;
- NDU 002 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária;
- NDU 013 - Critérios para Conexão em Baixa Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição;
- NDU 020 - Exigências Mínimas para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Energisa com Paralelismo Momentâneo;
- NDU 045 - Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia.

5 DEFINIÇÕES

5.1 Acessada

Distribuidora detentora das instalações às quais o usuário conecta suas instalações próprias. Para este documento, a acessada são as empresas do Grupo Energisa.

5.2 Acesso

Compreende a conexão e o uso do sistema elétrico de distribuição de energia elétrica pelas instalações dos usuários, mediante o resarcimento dos custos de uso e, quando aplicável, de conexão.

5.3 Autoconsumo Local

Modalidade de minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora.

5.4 Autoconsumo Remoto



Modalidade de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial, que possua unidade consumidora com minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que recebem excedentes de energia, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

5.5 Baixa Tensão de Distribuição (BT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 2,3 kV.

5.6 Central Geradora

Agente concessionário, autorizado ou registrado de geração de energia elétrica.

5.7 Central Geradora de Fonte Despachável

Central geradora que pode ser despachada por meio de um controlador local ou remoto, com as seguintes características: Hidrelétrica de até 5 MW de potência instalada, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia. Termelétrica de até 5 MW de potência instalada e classificadas como cogeração qualificada, ou movida à biomassa ou biogás. Ou fotovoltaica de até 3 MW de potência instalada, que apresentem capacidade de modulação de geração por meio de armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal das unidades de geração fotovoltaicas, nos termos do art. 655-B.

5.8 Central Geradora Flutuante de Fonte Fotovoltaica

Central geradora instalada sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais, caso em que o ponto de conexão se situará em estrutura definida pela distribuidora entre o limite da via pública e a margem da superfície de lâmina d'água.

5.9 Comissionamento



Procedimento realizado pela distribuidora nas obras executadas pelo interessado com o objetivo de verificar sua adequação ao projeto aprovado e aos padrões técnicos da distribuidora.

5.10 Consórcio de Consumidores de Energia Elétrica

Reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

5.11 Consumidor-Gerador

Titular de unidade consumidora com minigeração distribuída (Lei Nº 14.300/2022, Art. 1º). Nesta norma, é também referido como “Usuário” ou “Acessante”.

5.12 Curtailment

Ato de limitar, reduzir ou cessar a injeção de potência ativa por unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico, de forma total ou parcial, de maneira programada ou emergencial, em função de restrições operativas, de segurança, de manutenção ou de contingências no sistema que visa garantir a estabilidade elétrica, integridade dos ativos da rede e qualidade do fornecimento aos consumidores, evitando danos e desconformidades operacionais.

5.13 Elemento de Seccionamento (ES)

Chave seccionadora visível e acessível instalada junto à central geradora, que a acessada usa para garantir a desconexão física de todos os condutores ativos da usina, também chamada de Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV).

5.14 Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC)

Conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais



se conecta a minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta das demais, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento pela unidade consumidora em que se conecta a minigeração distribuída.

5.15 Geração Compartilhada

Modalidade de participação no SCEE caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com minigeração distribuída.

5.16 Geração Distribuída (GD)

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS. (REN 956/2021, Seção 1.1)

5.17 Ilhamento

Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. O mesmo que operação ilhada (REN 956/2021, Seção 1.1).

Em nenhuma hipótese o Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) poderá operar em modo ilhado, energizando a rede de distribuição da Distribuidora e alimentando as cargas da concessionária quando essa estiver desenergizada. Para isso devem ser tomadas todas as medidas técnicas necessárias para restringir essa possibilidade.

O ilhamento poderá, estritamente, acontecer dentro da instalação do acessante à jusante do medidor de energia, se estiver alimentando apenas as cargas de sua



unidade consumidora, assumindo total responsabilidade pelo atendimento aos critérios de qualidade de fornecimento, conforme o PRODIST Módulo 8.

Na ocorrência de falta de energia na rede da distribuidora, o SAE deverá contar com sistema de proteção anti-ilhamento, que promova o intertravamento eletromecânico, que garanta a desconexão física entre a rede de distribuição da Distribuidora e as instalações elétricas internas, incluindo carga e geração, evitando assim a energização da rede elétrica da distribuidora.

5.18 Instalações de Conexão

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

5.19 Instalações de Interesse Restrito

Instalações de central geradora, exportador ou importador de energia, que tenham a finalidade de interligação até o ponto de conexão, podendo ser denominadas de instalações de uso exclusivo.

5.20 Minigeração Distribuída

Central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme REN 1.031/2022, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fonte fotovoltaica e para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis.

5.21 Normas e Padrões da Distribuidora

Normas, padrões e procedimentos técnicos praticados pela distribuidora, que apresentam as especificações de materiais e equipamentos, e estabelecem os



requisitos e critérios de projeto, montagem, construção, operação e manutenção dos sistemas de distribuição, específicos às peculiaridades do respectivo sistema.

5.22 Obra de 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.

5.23 Obra de 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.

5.24 ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

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).

5.25 Orçamento de Conexão

É o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o usuário, em que são informadas as condições de acesso, custos e prazos para a conexão das instalações do usuário ao sistema de distribuição. Neste orçamento é contemplado de forma conjunta a conexão da carga e da geração.

5.26 Orçamento Estimado

Documento por meio do qual a distribuidora acessada apresenta a alternativa de conexão da central geradora, selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global, e esclarece os procedimentos a serem seguidos pela central geradora para posterior formalização do orçamento de conexão.

5.27 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 Energisa.

5.28 Ponto de Conexão

Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão entre as instalações da distribuidora e do consumidor e demais usuários.

5.29 Relacionamento Operacional

Documento emitido pela Acessada, que descreve e define as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional e comercial do ponto e conexão e instalações de conexão.

5.30 Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE

Sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema, conforme Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059.

5.31 Sistema de Armazenamento de Energia

O Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) são tecnologias utilizadas para o armazenamento de energia elétrica através de baterias de estado sólido, baterias de fluxo, rodas iniciais, ar comprimido, bombeamento de água, armazenamento térmico, entre outros, sendo utilizados para suprimento de energia em regiões



remotas sem acesso à rede elétrica ou para suprir as cargas internas da instalação em momentos de ausência da rede da Distribuidora, causado pela ocorrência de faltas de energia.

5.32 Sistema de Conversão de Potência

Conjunto de equipamentos destinados à conversão e ao controle bidirecional do fluxo de energia elétrica entre o sistema de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage System - BESS*) e a rede elétrica.

O Sistema de Conversão de Potência realiza a conversão entre corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA), assegurando o sincronismo com a rede elétrica, o controle da potência ativa e reativa, e a proteção dos equipamentos e do sistema elétrico.

5.33 Sistema de Alarme e Monitoramento

O SAE deve incluir um sistema de monitoramento, sistema de alarme e procedimentos de manutenção prescritos para detectar condições anormais da bateria e notificar o responsável por sua ocorrência. Além disso, este sistema deve suprimir automaticamente qualquer condição perigosa, como altas temperaturas ou fogo. O monitoramento da bateria deve ser especificado para alertar o pessoal apropriado em tempo hábil de que existe ou pode existir uma condição anormal da bateria.

5.34 Unidade Consumidora

Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação, sendo caracterizado por recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão, medição individualizada, pertencente a um único consumidor e localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos.

5.35 Unidade Consumidora Beneficiária



É aquela indicada pelo titular da unidade consumidora com minigeração distribuída que receberá os créditos excedentes de energia.

5.36 Usuário

Pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público de distribuição de energia elétrica, a exemplo de consumidor, gerador, produtor independente, autoprodutor, outra distribuidora e agente importador ou exportador (REN 1.000/2021, Art. 2º). No caso desta norma, o termo usuário se restringe a consumidores que possuam minigeração, que façam a adesão ao sistema de compensação de energia.

6 CONDIÇÕES GERAIS

Para a conexão dos minigeradores de geração distribuída, deverão ser seguidas as condições a seguir:

- As tensões primárias das empresas do Grupo Energisa estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Tensões primárias nominais do Grupo Energisa

Tensão nominal (kV)	EAC	EMR	EMS	EMT	EPB	ERO	ESE	ESS	ETO
11,40	-	X	-	-	-	-	-	X	-
13,80	X	-	X	X	X	X	X	X	X
22,00	-	X	-	-	-	-	-	-	-
34,50	X	-	X	X	-	X	-	X	X
40,00	-	-	-	-	-	-	-	X	-

Legenda:

EAC - Energisa Acre

EPB - Energisa Paraíba

EMR - Energisa Minas Rio

ERO - Energisa Rondônia

EMS - Energisa Mato Grosso do Sul

ESE - Energisa Sergipe

EMT - Energisa Mato Grosso

ESS - Energisa Sul-Sudeste

- b) O projeto de minigeração distribuída deve considerar a implantação de uma central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, com potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fonte fotovoltaica e para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis, conforme REN 1.059 da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;
- c) Para fins de faturamento e aplicação de benefícios tarifários, as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída são classificadas como GD I, GD II ou GD III. As conexões existentes antes de 7 de janeiro de 2022 ou cuja solicitação de orçamento de conexão tenha sido protocolada na Distribuidora até 7 de janeiro de 2022, são classificadas como GD I. As conexões cuja solicitação de orçamento de conexão tenha sido protocolada na Distribuidora até 7 de janeiro de 2023, são classificadas como GD I, desde que observado o prazo limite para início da injeção de energia elétrica na rede de distribuição. Para conexões solicitadas a partir de 8 janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade de autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que haja um ou mais beneficiados com percentual igual ou maior a 25% de participação no excedente de energia, será classificado como GD III. Para conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições descritas da GD III, será classificada como GD II. A classificação pode ser alterada conforme legislação em vigor;
- d) A conexão de acessantes geradores em MT não será realizada em instalações de caráter provisório, a não ser que as alterações futuras possam ser efetuadas sem a necessidade de mudanças nas instalações de conexão;

- 
- e) A Energisa deverá definir o ponto de acesso ao sistema elétrico, com base em análises de mínimo custo global, e considerando os critérios e padrões técnicos desta Distribuidora, em conformidade com a legislação em vigor;
 - f) A viabilidade da conexão dependerá da localização geográfica do acesso e da topologia do sistema de distribuição da região elétrica envolvida, bem como ao atendimento aos requisitos técnicos da proteção, operação, controle, qualidade da tensão e confiabilidade do sistema elétrico da Energisa;
 - g) 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;
 - h) A Distribuidora poderá desconectar a unidade consumidora possuidora de sistema de microgeração de seu sistema elétrico nos casos em que:
 - a. a qualidade da energia elétrica fornecida pelo proprietário do micro ou minigerador não obedecer aos padrões de qualidade dispostos no PRODIST;
 - b. o ONS determinar o corte de carga. Situação em que a distribuidora selecionará as unidades consumidoras, subestações e alimentadores que estarão sujeitos às ações de controle de carga transitórias baseada nas diretrizes de priorização e montantes de corte de carga determinadas pelo ONS; e
 - c. quando a operação do sistema de micro ou minigeração representar perigo à vida e às instalações da Distribuidora neste caso, sem aviso prévio.
 - i) A Energisa deve, se necessário realizar estudos relacionados a conexão solicitada, conforme Art. 73 da REN 1.000/2021. Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada da minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para



identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão e será apresentado no orçamento de conexão;

- j) O acessante deverá comprovar a obtenção de autorização oficial, nos níveis federal, estadual e municipal, e se responsabilizar pelas eventuais negociações e eventuais indenizações ou aquisições de proprietários particulares necessárias para a construção dos alimentadores de distribuição e/ou subestações de propriedade do acessante que se fizerem necessárias para a efetuação das conexões pretendidas. Para central geradora flutuante de fonte fotovoltaica, o documento de comprovação de posse ou propriedade, deve, conforme o caso, ser dispensado ou substituído por autorização, licença ou documento equivalente exigível pelas autoridades competentes;
- k) A Energisa, através de seus escritórios locais, 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 e padrões técnicos;
- l) Todos os consumidores estabelecidos na área de concessão das empresas do grupo Energisa, independente da classe de tensão de fornecimento que tenham instalados grupo geradores de energia em sua unidade consumidora, devem ser indicados no projeto de geração distribuída;
- m) Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel (Art. 11 §1, Lei 14.300/2022);
- n) É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração 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 e cancelar o orçamento de conexão e os



contratos, caso a constatação ocorra antes do início do fornecimento; ou aplicar o estabelecido no art. 655-F, caso a constatação ocorra após o início do fornecimento; (Art. 655-E, REN 1.059/2023)

- o) A vedação de divisão de central geradora não se aplica à central geradora flutuante de fonte fotovoltaica instalada sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais, desde que cada uma das centrais geradoras derivadas da divisão: Observe os limites máximos de potência instalada de microgeração ou minigeração distribuída; Disponha de equipamentos inversores, transformadores e medidores autônomos com identificação georreferenciada específica; e tenha solicitado a conexão perante a Distribuidora de distribuição de energia elétrica da mesma área de concessão que atenderá a unidade consumidora beneficiária dos excedentes de energia; (Art. 655-E, REN 1.059/2023)
- p) Após a liberação pela Energisa, não devem ser executadas quaisquer alterações no sistema de interligação de gerador particular com a rede, sem que sejam aprovadas as modificações por parte da Energisa. Havendo alterações, o interessado deve encaminhar uma nova solicitação de orçamento de conexão para análise, inspeção, teste e liberação por parte desta Distribuidora;
- q) As solicitações de conexão que perderam sua validade ou que foram indeferidas, quando forem novamente solicitadas, serão analisadas mediante os critérios e padrões estabelecidos na versão em vigor desta Norma Técnica, na data de sua reapresentação, e somente serão aprovados se estiverem em conformidade com a versão em vigor desta Norma Técnica;
- r) A Distribuidora reserva-se o direito de solicitar documentos (manuais, datasheet, entre outros) que demonstrem que os materiais e equipamentos instalados estejam de acordo com os requisitos estabelecidos por esta Norma Técnica;

- 
- s) A Distribuidora reserva o direito de indeferir um sistema de interligação de gerador distribuído com sua rede caso exista a utilização de materiais e/ou equipamentos não certificados para os casos em que o INMETRO exige;
 - t) A distribuidora pode solicitar as informações complementares do Anexo 3.F do Módulo 3 do PRODIST, conforme o tipo de usuário, desde que estritamente necessárias à realização dos estudos de sua responsabilidade, elaboração do projeto e orçamento da conexão;
 - u) Para aprovação do projeto do padrão de entrada, deve, obrigatoriamente, estar de acordo com as normas e padrões da Distribuidora, com as normas da ABNT e com as normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes;
 - v) A liberação do funcionamento da geração pela Energisa limita-se, exclusivamente, ao que se refere à conexão elétrica, cabendo ao interessado obter as licenças de funcionamento junto aos demais órgãos públicos, tais como ambientais, corpo de bombeiros, prefeituras, entre outros;
 - w) Para o caso de autoconsumo remoto, geração compartilhada ou empreendimento com múltiplas unidades, o acessante poderá informar, no momento da solicitação de acesso, a quota correspondente de excedente de energia elétrica (em porcentagem) atribuível a cada unidade consumidora. Encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, eventuais excedentes de energia não compensados devem permanecer na unidade consumidora à qual foram destinados na forma de crédito de energia;
 - x) O percentual de excedente de energia alocado para cada unidade poderá ser modificado pelo consumidor responsável pela unidade na qual a central geradora esteja localizada, desde que a solicitação de mudança seja efetuada por escrito, através do formulário do Anexo VI, e com antecedência mínima de 30 dias para a operacionalização do procedimento;
 - y) Os créditos de energia expiram em 60 meses após a data do faturamento em que foram gerados. Ao final do prazo de validade, os créditos serão revertidos



para a modicidade tarifária, sem que o consumidor tenha direito a qualquer forma de compensação após esse prazo; (REN 1.059, Art. 655-L)

- z) Eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela Distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 meses, contados da data em que foram gerados 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;
- aa) Para potências de Geração acima de 2,5 MW fica a critério da Energisa a conexão em Alta Tensão;
- bb) Não será permitida a instalação do sistema de geração distribuída nas seguintes configurações:
- a. Ligação de mais de um ponto de conexão para o atendimento de uma mesma unidade consumidora;
 - b. Qualquer tipo de interligação entre instalações elétricas de unidades consumidoras diferentes;
 - c. Extensão das instalações elétricas além dos limites da propriedade do consumidor, bem como a propriedade usufruto de terceiros, mesmo que o fornecimento seja gratuito;
 - d. Mudanças das características do sistema de geração distribuída sem prévia comunicação à Energisa.
- cc) A Energisa irá interromper imediatamente o fornecimento de energia elétrica se for constatada deficiência técnica ou de segurança nas instalações do usuário, que caracterize risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico, de acordo com os termos estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000 (Art. 353, REN 1.000/2021);

- 
- dd) Cabe à distribuidora exercer o controle operacional sobre as centrais geradoras conectadas ao seu sistema, assegurando o gerenciamento adequado da carga e a adoção das medidas necessárias à segurança e à confiabilidade do sistema de distribuição;
 - ee) A distribuidora é responsável por gerenciar a carga e/ou geração do sistema de distribuição, podendo solicitar o auxílio de geração às centrais geradoras, bem como coordenar, supervisionar, comandar e executar as ações operativas por meio do Centro de Operação Integrado (COI);
 - ff) A central geradora acessante deve atender às determinações emitidas pelo Centro de Operação Integrado (COI), executando as ações operacionais que lhe forem solicitadas, incluindo, quando aplicável, a limitação da potência injetada e a desconexão da unidade geradora sempre que necessário para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema de distribuição;
 - gg) No que se refere às unidades consumidoras, incluindo aquelas com micro e minigeração distribuída (MMGD), o Módulo 4 do PRODIST estabelece que os consumidores devem atender às solicitações da distribuidora quanto ao corte de carga e/ou geração, sempre que necessário para a segurança operacional do sistema elétrico;
 - hh) Cabe à distribuidora definir as unidades consumidoras, subestações e alimentadores que serão submetidos às ações de controle transitório de carga e/ou geração, conforme as diretrizes de priorização e os montantes de corte estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- ii) O corte direto da unidade consumidora, seja de forma manual ou automática, é caracterizado pelo PRODIST como uma das ações de controle de carga previstas para situações de contingência do sistema elétrico.

7 ATENDIMENTO AO CLIENTE

7.1 Canais de Atendimento



As informações necessárias para o estabelecimento da conexão poderão ser obtidas, prioritariamente, no site da Energisa (www.energisa.com.br).

A solicitação de orçamento de conexão deverá ser formalizada pelo acessante por meio da plataforma eletrônica, Web site de Gestão de Projetos Elétricos - WSGPE disponível no endereço <https://servicos.energisa.com.br/login>, na opção “Cadastro de Projeto Solar”, ou mediante o preenchimento do formulário específico previsto no **Anexo I** desta norma.

NOTA:

1. Para a ETO e a EPB, a solicitação do orçamento de conexão deverá ser formalizada através da plataforma WSGPE, apenas;
2. Caso as tratativas junto à Energisa sejam feitas por meio de responsável técnico ou qualquer pessoa física ou jurídica distinta do titular da UC, inclusive o protocolo de projetos elétricos e de solicitações de orçamento, obrigatoriamente, deve-se apresentar uma procuração assinada e reconhecida em cartório ou com assinatura digital no padrão da Infraestrutura de Chaves Públicas (ICP). Nesta deve ser especificado o profissional ou a empresa de engenharia, habilitados pelo conselho de classe local, contratados como responsáveis técnicos, autorizados para tratar das questões técnicas e comerciais relativas ao processo de solicitação de acesso;
3. Os endereços eletrônicos citados nesta norma poderão ser atualizados sem aviso prévio. Recomenda-se consulta ao site oficial da Energisa.

7.2 Procedimento de acesso

Os procedimentos de acesso para minigeração são obrigatórios e se constituem de várias as etapas para obtenção do Orçamento de Conexão, conforme Resolução Normativa ANEEL 1.000/2021. O fluxo com as etapas pode ser visto na Figura 1, com maior detalhamento de prazos na Tabela 2. A obtenção de acesso de centrais geradoras ao sistema de distribuição da Energisa aplica-se tanto a novos Acessantes quanto à alteração de carga/geração.

Figura 1 - Fluxo das etapas da Jornada de Acesso para conexão de Minigeração Distribuída

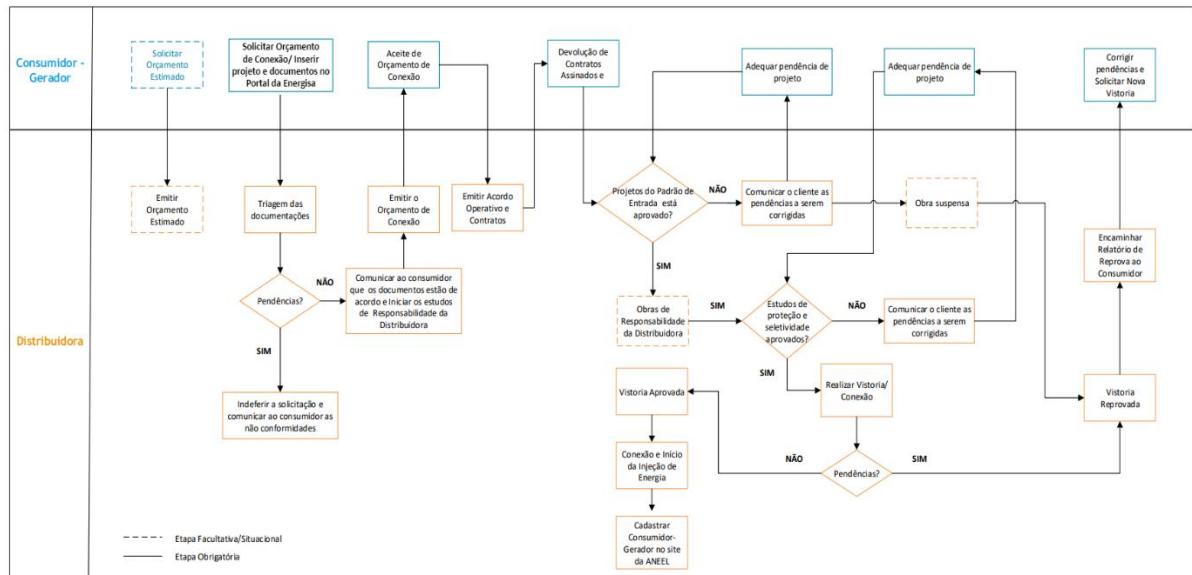


Tabela 2 - Prazos da Jornada de Acesso para conexão de Minigeração Distribuída

Descrição da Etapa	Responsável	Prazo
Solicitar Orçamento Estimado	Consumidor-Gerador	-
Emitir Orçamento Estimado	Distribuidora	30 dias (Art. 56, REN 1.000/2021)
Solicitar Orçamento de Conexão e inserir a documentação no Sistema para análise técnica	Consumidor-Gerador	-
Triagem das Documentações	Distribuidora	5 dias úteis, contados a partir da solicitação (Art. 71, REN 1.000/2021)
Emitir Orçamento de Conexão	Distribuidora	45 dias, contados a partir da solicitação (Art. 64, REN 1.000/2021)
Aceite de Orçamento de Conexão	Consumidor-Gerador	Conforme estabelecido no Art. 83 da REN 1.000/2021
Emitir Acordo Operativo e Contratos	Distribuidora	5 dias úteis (Art. 84, REN 1.000/2021)
Devolução de Contratos Assinados	Consumidor-Gerador	30 dias (Art. 85, REN 1.000/2021)
Obras de responsabilidade da Distribuidora	Distribuidora	Conforme estabelecido no Art. 88 da REN 1.000/2021
Estudos de Proteção e Seletividade	Consumidor-Gerador	Conforme estabelecido no Art. 32 da REN 1.000/2021
Realizar Vistoria/Conexão	Distribuidora	10 dias úteis para tensão entre 2,3 kV e 69 kV (Art. 91, REN 1.000/2021)
Entregar o Relatório da Vistoria	Distribuidora	Até 3 dias úteis (Art. 94, REN 1.000/2021)

Descrição da Etapa	Responsável	Prazo
Cadastrar Consumidor-Gerador no site da ANEEL	Distribuidora	Os dados para registro da UC devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês subsequente.

7.2.1 Orçamento Estimado

A consulta sobre o orçamento estimado é opcional, mas deve ser elaborada e fornecida gratuitamente pela distribuidora ao consumidor no prazo de 30 dias a partir de sua solicitação (Art. 56 e Art. 57, REN 1.000/2021). O orçamento estimado deve conter os requisitos mínimos estabelecidos pela REN 1.000/2021.

7.2.2 Solicitação de Orçamento de Conexão

Nesta etapa, ocorre a solicitação formal, pelo usuário, de acesso ao sistema de distribuição da Energisa.

A solicitação é formalizada através de formulário específico a ser encaminhado obrigatoriamente à Energisa pelo usuário, que se propõe a interligar sistemas de minigeração ao sistema de distribuição. O formulário e a plataforma eletrônica reúnem as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes ao acesso, bem como os dados que posteriormente serão enviados à ANEEL para fins de registro da unidade de geração. O formulário está disponibilizado no anexo I desta norma e no site da Energisa e bem como na plataforma eletrônica WSGPE.

O formulário, devidamente preenchido e assinado pelo responsável técnico e/ou titular da Unidade Consumidora, com o restante da documentação do projeto, deverá ser entregue por meio eletrônico, através do portal de projetos elétricos presente no site da Energisa <https://servicos.energisa.com.br/login>.

Para o atendimento dos pedidos de ligação de minigeração pelos acessantes, serão exigidas as seguintes informações e documentos, sendo eles: (REH 3.171/2021)

- 
- a) Documentos de identificação do consumidor, conforme incisos I e II do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Para pessoa física deverá ser apresentado o Cadastro de Pessoa Física - CPF, por meio de apresentação de documento de identificação com fé pública em que conste o número de inscrição no CPF, que esteja em situação cadastral “regular” ou “pendente de regularização; Em caso de pessoa jurídica, deverá ser apresentado os documentos relativos à sua constituição, ao seu registro e dos seus representantes legais, incluindo o número do Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ em situação cadastral ativa;
 - b) Endereço das instalações (ou número de identificação das instalações já existentes) e o endereço ou meio de comunicação para entrega da fatura, das correspondências e das notificações;
 - c) Declaração descritiva da carga instalada e de cargas que podem provocar perturbações no sistema de distribuição;
 - d) Informação e documentação das atividades desenvolvidas nas instalações;
 - e) Licença ou declaração emitida pelo órgão competente caso as instalações ou a extensão de rede de responsabilidade do consumidor e demais usuários ocuparem áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas;
 - f) Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora e, no caso de unidade flutuante, deve ser complementado por autorização, licença ou documento equivalente exigível pelas autoridades competentes para a instalação flutuante, observada a possibilidade de dispensa prevista no §5º do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000/2021;
 - g) Indicação de um ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e das características de qualidade desejadas, que devem ser objeto da análise de viabilidade e de custos pela distribuidora; (Opcional)

- 
- h) Documento de responsabilidade técnica (projeto e execução) do conselho profissional competente, que identifique o número do registro válido e o nome do responsável técnico, o local da obra ou serviço e as atividades profissionais desenvolvidas, caso seja exigível na legislação específica e na forma prevista nessa legislação;
 - i) Indicação do local do padrão ou da subestação de entrada no imóvel, exclusivamente nos casos em que ainda não estiverem instalados ou houver previsão de necessidade de aprovação prévia de projeto na norma técnica da distribuidora;
 - j) Diagrama unifilar e de blocos e memorial descritivo do sistema de geração e proteção;
 - k) Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores;
 - l) Dados necessários ao registro da central geradora distribuída conforme disponível no site da ANEEL;
 - m) Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, indicando o percentual de utilização dos excedentes; (Opcional)
 - n) Cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes para os casos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada; (Caso aplicável)
 - o) Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada; (Caso aplicável)
 - p) Dados de segurança das barragens no caso do uso de sistemas com fontes hídricas, conforme Resolução Normativa nº 696/2015; (Caso aplicável)

- 
- q) Para centrais fotovoltaicas enquadradas como despacháveis, comprovação de que o sistema de armazenamento atende o disposto no art. 655-B da Resolução Normativa nº 1.000/2021; (Caso aplicável)
 - r) Documento que comprove o aporte da Garantia de Fiel Cumprimento, se aplicável, conforme previsto no art. 655-C da Resolução Normativa nº 1.000/2021; (Caso aplicável)
 - s) Também deverão ser informados pelo usuário, os seguintes dados técnicos: Tipo de Fonte Primária (Solar fotovoltaica, Hidráulica, Eólica, Biomassa, Cogeração qualificada ou outra), Potência Instalada total de geração (em kW), Tipo de geração (Empregando máquina síncrona sem conversor, Empregando conversor eletrônico/inversor, Mista ou outra), Dados do inversor (Fabricante, Modelo, Quantidade, Tensão e Potência de conexão à rede) e Modalidade de compensação de excedentes (Ex: Compensação local, Autoconsumo remoto, Múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada);
 - t) O usuário deverá declarar que as instalações internas da sua unidade consumidora, incluindo a geração distribuída, atendem às normas e padrões da distribuidora, às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e às normas dos órgãos oficiais competentes, e ao art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, naquilo que for aplicável.
 - u) Nos casos de aumento de potência de geração distribuída (que observe inclemento de módulos e/ou inversores, ou qualquer outro equipamento relacionado ao tipo de geração) em unidade consumidora que já possua sistema de GD instalado, o consumidor deverá apresentar solicitação de projeto elétrico que atenda as seguintes condições:
 - a) O dimensionamento e a apresentação do projeto devem considerar a **potência total do sistema**, e não apenas o valor correspondente ao acréscimo de potência;
 - b) Quando houver **substituição ou modificação de módulos fotovoltaicos e/ou inversores** originalmente instalados, essas alterações deverão ser



claramente indicadas no projeto de aumento de geração, acompanhadas da documentação técnica atualizada dos equipamentos modificados;

- c) O projeto deverá apresentar o **diagrama unifilar completo** do sistema de geração instalado na unidade consumidora, contemplando tanto a geração já existente quanto a referente ao aumento solicitado;

De forma opcional, na solicitação do orçamento de conexão, o usuário poderá:

- a) Solicitar que a contagem do prazo para realização da vistoria pela distribuidora, conforme art. 91 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, inicie-se somente após sua solicitação;
- b) Renunciar ao direito de desistir do orçamento de conexão nos termos dos §§ 7º e 8º do art. 89 da Resolução Normativa nº 1.000/2021;
- c) Autorizar a distribuidora a entregar junto com o orçamento de conexão os contratos e o documento ou meio para pagamento de custos de responsabilidade do usuário;
- d) Solicitar dispensa da análise de inversão de fluxo por enquadramento no art. 73-A, na regra de não injeção na rede de distribuição de energia elétrica (“Grid Zero”);
- e) Solicitar dispensa da análise de inversão de fluxo por enquadramento no art. 73-A, na regra de enquadramento nos critérios de gratuidade da REN 1.000/2021 e potência de geração compatível com o consumo no horário de geração;
- f) Solicitar dispensa da análise de inversão de fluxo por enquadramento no art. 73-A, na regra de modalidade autoconsumo local, com potência instalada de geração igual ou inferior a 7,5 kW, observado termo de aceite das condições para afastamento da análise de inversão de fluxo da REH 3.171/2021.7.2.3

7.2.3 Garantia de Fiel Cumprimento

O consumidor interessado em implantar minigeração distribuída com potência instalada superior a 500 kW deve apresentar à distribuidora a garantia de fiel cumprimento na ocasião do protocolo da solicitação de orçamento de conexão, nos seguintes termos de acordo com o Art. 655-C da REN 1000/2021.

O valor da garantia de fiel cumprimento deve ser calculado pela seguinte equação:

$$\text{Garantia de Fiel Cumprimento} = \text{Percentual} \times \text{Potência} \times \text{Preço}$$

Em que:

O percentual é definido como sendo:

- a) 2,5% do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW;
- b) 5% do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW;

A Potência é definida como sendo a potência a ser conectada objeto da solicitação de orçamento de conexão;

O Preço é definido em R\$/kW, conforme anexo III desta norma, estabelecido em ato da ANEEL. (REH 3.171/2023)

- Os montantes recolhidos dos valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento deve ser revertidos em prol da modicidade tarifária, no âmbito da concessão ou permissão de distribuição;
- O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada no caso de desistência da conexão formalizada pelo consumidor à distribuidora após 90 dias contados da emissão do orçamento de conexão;

- A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 dias após a conclusão do processo de conexão da minigeração distribuída ao sistema de distribuição;
- Ficam dispensados do fiel cumprimento os usuários interessados em implantar projetos de geração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras com minigeração distribuída.

A distribuidora deve restituir a garantia de fiel cumprimento em até 30 dias contados da:

- a) Realização da vistoria e instalação dos equipamentos de medição, nos termos do art. 91, observado o §14 do Art. 655-C; ou
- b) Desistência da conexão, desde que formalizada pelo consumidor à distribuidora em até 90 dias contados a partir do fornecimento do orçamento de conexão. (Art. 655-C, REN 1000/2021)

Nota:

1. As condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada, deverá ser consultada com a Distribuidora local através do e-mail informado no Anexo IV;

7.2.4 Memorial Descritivo

O orçamento de conexão deve conter o memorial descritivo das instalações de conexão, da proteção, os dados e as características do Acessante.

O memorial descritivo deve ser elaborado através de formulário específico a ser encaminhado obrigatoriamente à Energisa ou através do preenchimento de todas as páginas da plataforma eletrônica WSGPE pelo usuário, juntamente com a solicitação do orçamento de conexão.



O memorial deve relacionar os seguintes itens:

- a) Normas e padrões técnicos e documentação relacionada (certificação dos equipamentos);
- b) Identificação da unidade consumidora (UC);
- c) Dados do ponto de entrega: tensão e disjuntor de entrada;
- d) Descrição das cargas a serem atendidas;
- e) Levantamento da carga instalada;
- f) Demanda de carga e Demanda de geração para cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora - ERD;
- g) Dimensionamento do gerador, do inversor (se houver), dos equipamentos de proteção (disjuntor, fusíveis, DPS), disjuntor de entrada e dos condutores;
- h) Descrição do sistema de aterramento, equipotencializações;
- i) Descrição das funções de proteção utilizadas (sub e sobre tensão, sub e sobre frequência, sobre corrente, sincronismo e anti-ilhamento) e seus respectivos ajustes;
- j) As características técnicas do gerador e inversores (se houver), principais informações do datasheet, tais como tensão (V), corrente (A), potência (W e VA), fator de potência, distorção harmônica total de corrente e tensão, eficiência, dentre outras;
- k) Lista de materiais e equipamentos.
- l) Previsão de ligação (mês/ano)

7.2.5 Triagem de documentação

Após o protocolo de solicitação do orçamento de conexão, a distribuidora tem o prazo de até 5 dias úteis, contados a partir da solicitação, para verificar a entrega



das informações e documentos necessários e adotar uma das seguintes providências: (REN 1.059, Art. 71)

- I. comunicar ao consumidor e demais usuários que as informações e documentação recebida estão de acordo com a regulação e que realizará os estudos, elaboração do projeto e orçamento; ou
- II. indeferir a solicitação e comunicar ao consumidor e demais usuários as não conformidades, observado o art. 416 da REN 1.000/2021.

7.2.6 Orçamento de Conexão

Não existindo pendências impeditivas por parte do acessante, a Energisa deve emitir o resultado do orçamento de conexão e encaminhá-lo por escrito ao acessante, sendo permitido o envio por meio eletrônico, em até 45 dias após o recebimento da solicitação de acesso, para minigeração distribuída, contados a partir da data de recebimento da solicitação de orçamento de conexão.

Para os casos de minigeração distribuída, deverá conter:

- a) As características do ponto de entrega, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- b) As características do sistema de distribuição acessado, incluindo requisitos técnicos, tensão nominal de conexão, e padrões de desempenho;
- c) Orçamento da obra, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor;
- d) A relação das obras de responsabilidade da acessada, com correspondente cronograma de implantação;
- e) As informações gerais relacionadas ao local da ligação, como tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis;

- 
- f) As responsabilidades do consumidor-gerador;
 - g) Eventuais informações sobre equipamentos ou cargas susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros acessantes.
 - h) A distribuidora deve elaborar um único orçamento de conexão para a conexão de unidade consumidora com minigeração distribuída, contemplando de forma conjunta a conexão da carga e da geração. (REN ANEEL 1.059/2023)

Nos casos em que for aplicável e que se avalie que a conexão da minigeração cause ou agrave inversão do fluxo de potência, no posto de transformação da Distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a Distribuidora deve enviar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão dentro do orçamento de conexão.

A partir da apresentação do orçamento de conexão com o estudo de inversão de fluxo de potência o consumidor-gerador deverá manifestar sua escolha entre as opções viáveis apresentadas no prazo de validade disposto no documento.

Caso opte por alternativas que modifiquem as características da central geradora inicialmente informada, o consumidor deverá apresentar de que forma seu empreendimento de MMGD irá atender às restrições de potência injetável indicadas na opção selecionada, inclusive se haverá instalação de sistemas de armazenamento de energia.

A distribuidora também poderá apresentar alternativas de conexão diferentes daquela apresentada pelo consumidor nos casos em que a distribuidora não possa realizar a conexão por motivo que não seja de sua responsabilidade, a exemplo das situações de ausência de capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração.

Para aceitar as opções de eliminação da inversão do fluxo de potência, o consumidor pode sugerir a implementação de sistemas de controle de despacho configurados para não injetar energia na rede de distribuição (grid-zero). Além disso, pode-se



instalar sistemas de armazenamento para permitir a injeção nos períodos do dia em que a rede de distribuição suporta essa injeção sem que haja inversão do fluxo de potência.

Após a manifestação do consumidor pela alternativa escolhida, com a apresentação das adequações listadas, o processo de conexão prosseguirá nos prazos regulamentados.

7.2.6.1 Recusa do Orçamento de Conexão

O pedido de orçamento de conexão pode ser recusado caso não seja apresentado, no ato da solicitação, as informações de responsabilidade do consumidor e demais usuários (REN 1.000/2021, Art. 70).

7.2.6.2 Suspensão e indeferimento do Orçamento de Conexão

A distribuidora pode suspender os prazos dispostos no item 7.2.4 desta norma, se:

- a) Houver necessidade de consulta a outra distribuidora ou avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, conforme art. 76; (REN 1.000/2021, Art. 64 §2)
- b) A distribuidora não obtiver as informações ou autorizações da autoridade competente, desde que estritamente necessárias à realização do orçamento. (REN 1.000/2021, Art. 64 §2)

Deve ser comunicado previamente ao consumidor caso ocorra a suspensão dos prazos dispostos (REN 1.000/2021, Art. 64). Após cessado o motivo da suspensão, o prazo deve voltar a ser contado imediatamente.

A distribuidora pode indeferir a solicitação do orçamento de conexão, caso:

- a. A distribuidora não possa realizar a conexão por motivo que não seja de sua responsabilidade; e
- b. O consumidor não apresentar as informações e documentos que sejam obrigatórios para continuidade do processo de conexão.

7.2.7 Acordo Operativo

O Acordo Operativo deverá ser encaminhado pela distribuidora ao acessante junto ao Orçamento de Conexão ou após seu aceite, cujas diretrizes exigidas constam no Anexo 3.E do Módulo 3 do PRODIST. (Art. 84, REN 1.000/2021)

7.2.8 Projeto Elétrico das Instalações de Entrada

Deverá ser encaminhado, pelo usuário, o projeto elétrico das instalações de entrada, contendo:

- a) Planta de Localização, georreferenciada em coordenadas em UTM com no mínimo 6 (seis) casas decimais de precisão da centróide da área de implantação da geração distribuída, identificando a localização da Unidade Consumidora, com Ruas Adjacentes/delimitações, ponto de derivação da rede da Distribuidora, ramal de ligação e o Ponto de Entrega/Conexão (conforme desenhos 1 a 15 de acordo com a potência de geração em anexo);
- b) Diagrama trifilar das instalações, contemplando da planta geradora ao ponto de entrega, mostrando as ligações, identificando os condutores, conexões e elementos de proteção entre os diversos equipamentos;
- c) Esquema elementar de comando;
- d) Esquema e estudos de proteção e seletividade;
- e) Esquemas funcionais (ou esquemas lógicos), devendo ser específicos e detalhados, não sendo aceito modelos apresentados genericamente pelo fabricante, além de estar inclusos os componentes necessários, como:
 - Disjuntor de média tensão;
 - Ligação dos TCs e TPs de proteção;
 - Bobina de abertura e fechamento;
 - Linhas da função BF (esta, para a ETO).

- 
- f) Planta baixa ou *layout*, contemplando a localização do padrão de entrada e o arranjo físico/elétrico do sistema de geração, apresentando a localização física dos equipamentos na unidade consumidora (UC), planta geradora, inversor, quadro de distribuição, *string box* e ponto de medição;
 - g) Representação da medição contemplando os detalhes da entrada vista frontal do padrão de entrada, identificando medidor e ramal de entrada, e sistema de aterramento, incluindo equipotencializações e instalação da placa de advertência com as devidas dimensões, de acordo com item 10.9, desta Norma Técnica;
 - h) Para os casos de apresentação de projetos à Energisa Tocantins em que o lado de média tensão do cliente seja conectado em configuração Y (**estrela**), o projeto de proteção deverá ser apresentado conforme as diretrizes a seguir:
 - a. **Projeto de Curto-Circuito:** Deve apresentar a avaliação dos níveis de curto-circuito trifásico e monofásico com a conexão do acessante, subsidiando o dimensionamento dos equipamentos, a verificação de superação de capacidades e a análise de coordenação e seletividade das proteções. O tipo de conexão do transformador de acoplamento deve garantir que as proteções do acessante não atuem indevidamente para curtos-circuitos externos.
 - b. **Projeto de Fluxo de Potência:** Deve avaliar, em regime permanente, as condições de operação normal, manobras e contingências, definindo estratégias de controle de tensão e carregamento e analisando os impactos da conexão do acessante. Os resultados devem subsidiar o estudo de proteção da cabine de média tensão, considerando cenários com e sem a usina conectada.
 - c. **Projeto de Qualidade de Energia:** Deve identificar as distorções harmônicas introduzidas pela usina do acessante, avaliando a necessidade de mitigação quando ultrapassados os limites das normas



vigentes e do item 10 desta NDU 015, bem como subsidiar o cálculo do fator K do transformador de acoplamento/isolação.

- d. **Projeto de Transitórios Eletromecânicos (exclusivo para acessantes hídricos):** Deve avaliar a estabilidade transitória e eletromecânica, contemplando a estabilidade de tensão e frequência, a resposta das principais variáveis elétricas no domínio do tempo e as respostas do sistema a perturbações, incluindo rejeição de carga.

NOTAS:

1. As pranchas do projeto elétrico deverão ser encaminhadas no formato A1 de acordo com a escala utilizada para facilitar a visualização e fiscalização, conforme modelos disponíveis no site da Energisa - www.energisa.com.br;
2. Todos os documentos necessários para a análise e aprovação do projeto elétrico, devem ser apresentados e assinados, em forma digital, pelo responsável técnico legalmente habilitado. Os arquivos devem ser identificados com os nomes dos respectivos documentos;
3. Deverá ser informado no projeto se o sistema de minigeração distribuída já está instalado;
4. A Energisa poderá solicitar diagramas unifilares adicionais para Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras.

A apresentação do projeto deverá ser feita em meio digital, através do website www.energisa.com.br, dentro da Agência virtual pelo portal de projetos elétricos. A resposta da análise será feita também em meio digital pela Concessionária. O responsável técnico deve acessar o sistema através do site www.energisa.com.br na seção Agência Virtual, fazendo o login através do seu CPF. O acesso ao portal de projetos elétricos, deve ser feito através do link no menu “Solicitações” ou na seção “Acesso Rápido”, onde será cadastrado o projeto elétrico. O andamento da análise do projeto poderá ser acompanhado neste mesmo portal de projetos.

7.2.9 Obras de Responsabilidade do Usuário



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

Em função dos serviços a serem executados e das vistorias realizadas pela distribuidora, para os casos das centrais geradoras que se conectam por meio de inversores, os mesmos deverão ser instalados em local de fácil e permanente acesso.

NOTAS:

1. Não será aceita a instalação de inversores em locais de difícil acesso, com má iluminação e sem condições de segurança, tais como: locais sujeitos a gases corrosivos, inundações, poeiras, trepidações excessivas ou sob escadarias etc.

7.2.10 Obras de responsabilidade da Distribuidora

Para execução das obras de responsabilidade da distribuidora, devem ser observadas as regras de custos de conexão. O consumidor e demais usuários, observado os critérios de gratuidade dispostos nos art. 104 e art. 105 da REN 1.000/2021 e as obras de responsabilidade exclusiva, são responsáveis pela participação financeira nas obras de responsabilidade da distribuidora.

Os prazos de conclusão das obras de conexão seguem o disposto no Art. 88 da REN 1.000/2021 e os prazos estabelecidos, para início e conclusão das obras a cargo da distribuidora, devem ser suspensos, quando:

- a) O consumidor e demais usuários não apresentarem as informações ou não tiverem executado as obras, de sua responsabilidade, desde que tais informações e obras inviabilizem a execução das obras pela distribuidora;
- b) Cumpridas todas as exigências legais, não for obtida licença, autorização ou aprovação de autoridade competente;
- c) Não for obtida a servidão de passagem ou via de acesso necessária à execução dos trabalhos;

- 
- d) Em caso de central geradora: Que não apresente o ato de outorga e parecer do ONS, nos casos em que não está dispensada de permissão do poder concedente;
 - e) Enquanto não tiver apresentado o certificado de registro emitido pela ANEEL, no caso em que é dispensada de autorização do poder concedente; e em processo de alteração das características da conexão dispostas no ato de outorga, enquanto não for apresentada a alteração realizada pela ANEEL;
 - f) Em casos fortuitos ou de força maior, os prazos continuam a fluir depois de sanado o motivo da suspensão.

A execução física do projeto de geração distribuída deve obedecer fielmente ao projeto analisado e aprovado, sendo a vistoria recusada caso ocorram discrepâncias. Serão verificados e testados todos os mecanismos e equipamentos que compõem o sistema de Geração e serão realizadas diversas operações de entrada e saída do paralelismo da geração para certificar-se do bom desempenho do sistema, com acompanhamento do corpo técnico da Energisa;

Às Distribuidoras do Grupo Energisa é reservado o direito de efetuar, em qualquer momento, inspeções nas instalações do consumidor para averiguação das condições do sistema de paralelismo. Para clientes de média tensão (MT), na ocasião da instalação do medidor adequado para a medição da Central Geradora for apurado que existe alguma inviabilidade técnica devidamente comprovada, será de total responsabilidade do cliente a correção.

7.2.11 Vistoria e Conexão

Para as etapas de vistoria e conexão se faz necessário que o projeto elétrico das instalações de entrada da unidade consumidora esteja aprovado pela distribuidora, bem como o estudo de proteção e seletividade, em caso aplicável.

A vistoria e a instalação dos equipamentos de medição do consumidor devem ser realizadas em até 10 dias úteis para tensão entre 2,3 kV e 69 kV. A contagem dos prazos inicia automaticamente no primeiro dia útil subsequente a partir da (Art. 91, REN 1.000/2021):

- 
- a) No caso em que não haja necessidade de realização de obras: Aprovação do orçamento de conexão, se não há contratos e/ou documentos para serem assinados ou devolvidos; ou devolução dos contratos e/ou demais documentos assinados;
 - b) Conclusão das obras realizadas pela distribuidora para atendimento ao pedido de conexão, conforme Art. 88 da REN 1.000/2021, ou do comissionamento da obra executada pelo consumidor e demais usuários, conforme art. 112;
 - c) Nova solicitação da vistoria em caso de reprovação de vistoria anterior, ou de solicitação da primeira vistoria em caso de opção na solicitação de conexão, conforme os Art. 94 e Art. 68. (REN 1.059/2023)

Caso sejam detectadas pendências nas instalações da unidade consumidora com minigeração distribuída, que impeçam sua conexão à rede, a distribuidora deve encaminhar ao interessado, em até 3 dias úteis após a conclusão do procedimento, o relatório da vistoria contendo as providências corretivas necessárias. O relatório de vistoria deve conter, caso aplicável, os requisitos mínimos estabelecidos pelo Art. 93 da REN 1.000/2021.

Após sanadas as pendências detectadas no relatório/formulário de vistoria, o Acessante deve formalizar nova solicitação de vistoria à distribuidora via os canais de atendimento comercial.

A execução física do projeto de geração distribuída deve obedecer fielmente ao projeto analisado e aprovado, sendo a vistoria recusada caso ocorram discrepâncias. Serão verificados e testados todos os mecanismos e equipamentos que compõem o sistema de geração e serão realizadas diversas operações de entrada e saída do paralelismo da geração para certificar-se do bom desempenho do sistema, com acompanhamento do corpo técnico da Energisa.

Às Distribuidoras do grupo Energisa é reservado o direito de efetuar, em qualquer momento, inspeções nas instalações do consumidor para averiguação das condições do sistema de paralelismo.

NOTAS:

1. A não realização da solicitação da vistoria dentro dos prazos determinados pelos Art. 68 e Art. 94, e a ocorrência de nova reprovação por motivo apresentado no relatório anterior, implica cancelamento do orçamento de conexão. (REN 1.059/2023)

8 CRITÉRIOS E PADRÕES TÉCNICOS

8.1 Características do sistema de distribuição da Energisa em média tensão (MT)

As redes de distribuição trifásicas e monofásicas de MT possuem neutro comum, contínuo, multi e solidamente aterrado. O sistema de distribuição de média tensão deriva do secundário dos transformadores trifásicos das subestações, conectados em estrela aterrada. A configuração do sistema de média tensão é sempre radial, admitindo-se a transferência quando possível.

8.2 Forma de conexão para as centrais geradoras

Os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico de média tensão (MT) da Energisa através das seguintes formas:

- a) Consumidor existente que pretende se tornar autoprodutor;
- b) Acessante conectado em um alimentador existente;
- c) Acessante conectado em média tensão a subestação existente.

Consumidor existente que pretende se tornar autoprodutor

Neste caso, o consumidor existente instala geradores em sua unidade, podendo ou não manter o transformador de acoplamento existente. Deverão ser feitas adequações de proteção, medição e automação, as quais serão detalhadas nos próximos itens deste documento.



Deverá ser instalado um religador automático de linha (RL) no ponto de conexão. Esse religador automático de linha (RL) deverá ser operado pelo Centro de Operações Integradas (COI) conforme Acordo Operativo celebrado entre as partes.

A instalação desse religador automático de linha (RL) tem por objetivo possibilitar o total isolamento do sistema do autoprodutor em relação ao alimentador da Distribuidora, em qualquer oportunidade que isso se fizer necessário.

A interligação deverá seguir as recomendações do item 8.2.4, “padrões técnicos do religador automático de linha (RL) da conexão”. Esta configuração está esquematizada nos diagramas em anexo de acordo com a potência da central geradora.

Acessante novo conectado a um alimentador existente

A solução dada para a interligação do acessante é a conexão a um alimentador da Energisa. Neste caso, o acessante é o proprietário e o responsável pela construção e manutenção do trecho de alimentador entre as suas instalações e o ponto de conexão.

Deverá ser instalado um religador automático de linha (RL) no ponto de conexão. Esse religador automático de linha (RL) deverá ser operado pelo Centro de Operações Integradas (COI) conforme Acordo Operativo celebrado entre as partes.

A interligação deverá seguir as recomendações do item “Padrões técnicos do religador automático de linha (RL) da conexão”. O trecho de alimentador para interligação do acessante deverá ser instalado conforme as recomendações do item “Padrões técnicos para o trecho de alimentador de interligação”.

Esta configuração está esquematizada nos diagramas em anexo de acordo com a potência da central geradora.

Acessante novo conectado em média tensão a subestação

O acessante será conectado diretamente na barra de média tensão (MT) de uma subestação existente da Energisa, através de um alimentador expresso. Deverá ser



instalada uma nova seção de média tensão (MT) na subestação de distribuição (SED), podendo ser com religador automático de subestação (RS) ou disjuntor, dependendo do padrão utilizado na subestação, bem como participação financeira por parte do acessante no trecho que interliga as suas instalações à subestação de distribuição (SED) da Energisa.

No caso de conexão na barra de média tensão de uma SE já existente de distribuição da Energisa, deverão ser seguidas as características de projeto, equipamentos e instalações da se na qual se der o acesso. Deverão ser consideradas as características técnicas da interligação, a configuração da subestação de distribuição (SED) e do barramento de média tensão.

Os equipamentos dessa seção de média tensão (MT) deverão ser transferidos sem ônus para a Energisa, que será responsável pela manutenção destes equipamentos. O acessante deverá instalar medição no ponto de conexão, em conformidade com os requisitos de medição detalhados nesta norma.

O acessante deverá projetar a medição no ponto de conexão conforme detalhado no item 8.9. A medição será instalada no lado da média tensão (MT) da subestação de distribuição (SED) da Energisa. Os detalhes técnicos de projeto desse tipo de solução, bem como as questões da manutenção e operação dos equipamentos da conexão instalados dentro da subestação de distribuição (SED) da Energisa deverão ser definidos caso a caso.

Esta configuração está esquematizada nos diagramas em anexo de acordo com a potência da central geradora.

8.3 Forma de conexão para minigeração

Os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico de média tensão (MT) da Energisa através das seguintes formas:

- Conexão de geradores por meio de inversores;
- Conexão de geradores que não utilizam inversores.

Conexão de geradores por meio de inversores

Para conexão de geradores que utilizam um inversor como interface de conexão, como os geradores eólicos ou os geradores solares ou microturbinas, deverão se basear nos diagramas (conforme Desenhos 1 a 15 de acordo com a potência de geração em Anexo) na norma técnica. Deverão ser anexados na solicitação do orçamento de conexão, os relatórios de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os inversores para a tensão nominal de conexão com a rede.

Os inversores utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos, de acordo com os itens a seguir.

Só serão aceitos inversores cujos certificados de testes forem emitidos por laboratórios acreditados pelo INMETRO ou acreditados em outros países que sejam signatários do acordo de reconhecimento mútuo da *International Laboratory Association* (ILAC MRA), e que possuam em seu escopo as referidas normas técnicas, na tensão nominal de conexão, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos no módulo 3 do PRODIST. No caso de certificados internacionais, devem também ser apresentadas as especificações de tensão e frequência nominal na saída do inversor.

É responsabilidade do consumidor, averiguar junto ao fornecedor a existência de certificação para o inversor a ser utilizado na instalação.

Conexão de geradores que não utilizam inversores

Para conexão de geradores que não utilizam um inversor como interface de conexão, como os geradores síncronos ou assíncronos, normalmente utilizados para turbinas hidráulicas ou térmicas, deverão se basear nos diagramas (conforme Desenhos 1 a 10 de acordo com a potência de geração em Anexo) na Norma Técnica. A Energisa pode solicitar proteções adicionais caso necessário.

É necessária a utilização de fonte auxiliar para alimentação do sistema de Proteção. Deverá ser utilizado um sistema “nobreak” com potência mínima de 1.000 VA de forma que não haja interrupção na alimentação do sistema de proteção.



Opcionalmente, poderá ser instalado conjunto de baterias, para suprir uma eventual ausência do “nobreak”. Adicionalmente, deverá ser previsto o trip capacitivo.

O painel de proteção deverá possuir dispositivo para instalação de lacre da Energisa.

8.4 Padrões técnicos do religador automático de linha (RL) da conexão

A ligação do acessante ao alimentador de distribuição da Energisa é realizada por meio de uma saída em derivação, incluindo religador automático de linha (RL), chaves seccionadoras, para-raios, proteção contra surtos e transformador de distribuição de 5,0 kVA, conforme NDU-004.1, NDU-004.2 e NDU-005.

Ressalta-se que, a alimentação do comando do religador automático de linha (RL) trifásico para pontos de conexão deverá ser feita a partir do lado da rede da Energisa e os sensores de tensão deverão ser instalados do lado do acessante.

8.5 Padrões técnicos para o trecho de alimentador de interligação

O trecho de alimentador construído com a finalidade de interligar o sistema da Energisa às instalações do acessante deverá ser construído segundo as Normas de Distribuição Unificadas (NDU) da Energisa, correspondentes aos níveis de tensão definidos para a conexão na informação de acesso. O acessante deverá apresentar o projeto do trecho a ser construído para aprovação prévia da distribuidora.

As normas da Energisa para alimentadores em média tensão estão relacionadas a seguir:

- NDU-004.1, Instalações básicas para construção de redes de distribuição protegida em área urbana;
- NDU-004.2, Instalações básicas para construção de redes de distribuição convencional em área urbana;
- NDU-005, Instalações básicas para construção de redes de distribuição convencional em área rural;

- NDU-006, Critérios básicos para elaboração de projetos de redes urbanas;
- NDU-007, Critérios básicos para elaboração de projetos de redes rurais;
- As normas relacionadas estão disponíveis para aquisição pelos acessantes na internet no site da Energisa.

8.6 Determinação da forma de conexão

A escolha da alternativa de interligação de centrais geradoras ao sistema elétrico deverá se basear primeiramente no critério de mínimo custo global, conforme preconizado pela ANEEL.

Nenhuma alternativa proposta para a conexão poderá acarretar redução da flexibilidade operativa da rede da acessada. Por esse motivo, em condição de emergência não será permitida a transferência de acessantes de um alimentador para outro.

Além disso, visando evitar a degradação dos níveis de qualidade e a redução da flexibilidade operativa do sistema de distribuição, além das análises técnicas para determinação das alternativas para a interligação da geração, serão realizadas análises para a determinação dos máximos valores esperados de variações de tensão. Para tanto, serão necessárias as análises descritas a seguir.

Máxima geração a ser conectada ao alimentador

A potência instalada da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada.

Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no parágrafo anterior, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos da Resolução Normativa ANEEL N° 1.000/2021, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

Tensão mínima após o religamento do alimentador

A tensão mínima em qualquer ponto do alimentador imediatamente após o religamento deverá ser maior ou igual a 90% da tensão nominal.

Este limite foi definido considerando o valor crítico de tensão estabelecido no PRODIST, e considerando também o valor de referência (V_r) igual à tensão nominal.

No momento do religamento, supõe-se que todos os geradores do alimentador desligado, estão a recuperação de 80% da carga pré-falta e os tapes dos reguladores de tensão estão na posição do momento do desligamento. Na análise será considerada a máxima geração e 80% da carga máxima do alimentador.

A condição a ser analisada é a variação das tensões do alimentador antes de um curto franco e após o restabelecimento. O critério definidor é o perfil de tensão do alimentador imediatamente após o religamento, ocorrido este após a eliminação de um curto-círcuito franco na saída da subestação, com o desligamento do alimentador e a retirada de toda a geração a ele conectada e a ser conectada, considerando-se todos os transformadores e reguladores do alimentador e da subestação com as mesmas posições de tapes da condição pré-falta.

Para se atender a esse critério, poderá ser imposta a condição de desligamento intertravado da carga e da geração do acessante. Dessa forma a carga e a geração do acessante seriam desligadas sempre simultaneamente, reduzindo a amplitude da variação de tensão no religamento.

Caso não seja possível se definir uma alternativa que atenda ao critério da tensão mínima após o religamento, a conexão deverá ser realizada diretamente na barra de média tensão da se, por meio de alimentador exclusivo, ou, caso não seja suficiente, no sistema de alta tensão.

8.7 Transformadores de acoplamento

Os geradores da central geradora de energia devem ser interligados ao sistema de distribuição da Energisa através de um ou mais transformadores de acoplamento,



cuja potência é definida em função dos requisitos do acessante para a interligação. A conexão do transformador de acoplamento deve ser delta do lado de conexão com a Distribuidora.

NOTA:

A depender do tipo de conexão do acessante, o Grupo Energisa avaliará a melhor alternativa da ligação do transformador de acoplamento com a rede elétrica.

Proteção do transformador de acoplamento

O transformador ou os transformadores de acoplamento não podem ser protegidos por meio de fusíveis. A proteção do transformador deverá ser realizada por disjuntor ou religador automático de linha (RL) com função de religamento bloqueada.

Ligação dos enrolamentos do transformador de acoplamento

A conexão do transformador de acoplamento deve ser delta do lado Energisa e o acessante deverá prover uma referência de terra no lado da Energisa, para evitar sobretensões nas fases não faltosas, após a ocorrência de curto-círcuito fase-terra e abertura do terminal da Energisa, que deve constar em projeto.

Tapes dos transformadores de acoplamento

O transformador de acoplamento ou os transformadores de acoplamento deverão sempre possuir tapes fixos do lado da Energisa, com faixa mínima de 2 x 2,5% acima e abaixo da tensão nominal.

Os recursos de tape fixo são necessários para a obtenção de um melhor acoplamento entre os níveis de tensão nos terminais dos geradores e os limites admitidos no sistema de distribuição.

8.8 Requisitos de proteção para a conexão

A seguir são apresentados os princípios gerais, requisitos mínimos, funções de proteção e recomendações técnicas para o esquema de proteção.

- 
- a) É de total responsabilidade do acessante, prover proteção para os equipamentos de sua propriedade, assim como definir e implementar um esquema de proteção adequado entre o seu disjuntor de interligação com o sistema da Energisa e suas unidades geradoras e de cargas.
 - b) Toda a análise de proteção para conexão do acessante deve levar em consideração a potência total nominal das máquinas e não a potência total despachada.
 - c) O esquema de proteção instalado pelo acessante deverá garantir a eliminação da contribuição de sua planta para todos os tipos de faltas na rede de interligação com o sistema da Energisa, assim como a eliminação da contribuição do sistema Energisa para faltas em sua planta.
 - d) Todas as funções de proteção instaladas para viabilizar a ligação do acessante deverão ser aprovadas pela Energisa.
 - e) O acessante deverá prever um esquema de proteção que desconecte o seu sistema de geração no caso de perda do sistema Energisa, de modo a permitir o religamento automático deste último. O tempo de religamento é definido no acordo operativo.
 - f) O acessante deve fornecer as informações de impedância e grupo de ligação do transformador que se interliga com o sistema Energisa; características elétricas dos geradores (potência nominal, reatâncias $x'd$, $x'd$, xd e $x0$).
 - g) No caso da conexão em derivação sem seccionamento da rede, a Energisa não pode garantir a abertura do sistema de geração em casos de curtos-circuitos nas linhas do acessante, pois não é responsável por manutenções e verificações de operações no sistema de proteção do acessante. Caso ocorra problemas com prejuízos materiais ou acidentais com pessoas e/ou animais devido a não atuação do sistema de proteção do acessante, a responsabilidade civil e criminal é do mesmo.

- 
- h) O religamento do acessante só poderá ser realizado com supervisão de sincronismo, após a recomposição do sistema da Energisa e do contato com o centro de operação da Distribuidora
 - i) Os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor responsável pelo paralelismo, bem como as relações dos transformadores de corrente que os suprem, devem ser definidos pelo acessante e aprovados pela acessada, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.
 - j) O paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo.
 - k) Os disjuntores que não possuem supervisão por relé de verificação de sincronismo – isto é, sem a instalação de três transformadores de potencial (TPs) em cada lado do disjuntor, capazes de monitorar as diferenças de frequência, tensão e ângulo de fase entre os barramentos – devem possuir mecanismos adicionais de bloqueio ou intertravamento que impeçam o fechamento fora de sincronismo, de forma a garantir a segurança operacional e a integridade dos equipamentos.
 - l) Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monopolares entre o disjuntor de entrada e os geradores.
 - m) Deverá ser instalada proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo.
 - n) Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.
 - o) O religamento do disjuntor ou religador automático de linha (RL) instalado no ponto de conexão deverá sempre ser realizado com esquema de supervisão de linha morta, podendo ser automático ou manual, a critério do acessante. O disjuntor ou religador automático de linha (RL) instalado no ponto de conexão deverá ter 6 (seis) transformadores de potencial (TP) (conforme especificação



de projeto aprovado durante orçamento de conexão e informado através do departamento de suprimento da Energisa) para verificação das condições de religamento, sendo que para a geração deverá religar na condição de distribuidora linha viva (vivo) para o acessante de geração distribuída linha morta (morto), para depois executar o sincronismo na casa de controle de máquinas do cliente.

- p) A utilização de transformador de potencial com a finalidade de proteção requer classe de exatidão 0,6 ou 1,2, conforme ABNT NBR 6855.
- q) As funções de proteção a serem implementadas nas instalações do acessante estão listadas no item 8.8.1.
- r) O acessante pode instalar, no ponto de conexão, funções de proteção adicionais, além das exigidas pela Energisa, desde que sua aplicação seja justificada tecnicamente, e que a habilitação das funções adicionais não interfira na operação normal do sistema da Energisa.
- s) Todas as funções de proteção instaladas para viabilizar a ligação do acessante deverão ser aprovadas pela Energisa e deverão atuar sempre no disjuntor de entrada da subestação principal do acessante.

Funções mínimas de proteções no ponto de conexão

Segue-se a relação de funções mínimas de proteções a serem instaladas no ponto de conexão.

Elemento de Seccionamento (ES)

O Elemento de Seccionamento (ES) é um dispositivo de manobra que deverá ser constituído por uma chave seccionadora visível e acessível que a Energisa utiliza a fim de garantir a desconexão da minigeração distribuída durante manutenção em sua rede de distribuição, exceto para minigeneradores distribuídos que se conectam à rede de distribuição através de inversores conforme módulo 3 do PRODIST.

O Elemento de Seccionamento deve ser instalado e mantida pelo acessante.



A chave seccionadora deverá atender as seguintes condições:

- Não possuir elementos fusíveis;
- Ter capacidade de abertura manual;
- Ser visível permanentemente;
- Ser facilmente acessível para operação e bloqueio pelo pessoal da Energisa;
- Ser capaz de permanecer travada na posição aberta através de cadeado da Energisa e fornecer indicação clara de que o dispositivo está aberto ou fechado;
- Deve ser dimensionada de acordo com a tensão da rede de média tensão que atende à unidade consumidora e a corrente da central de geração;
- As partes móveis do dispositivo devem estar conectadas no lado do acessante;
- Deve permitir que seja manuseado externamente sem expor o operador ao contato com as partes vivas.

O elemento de desconexão poderá ser aberto pela Energisa a qualquer instante por qualquer das seguintes razões:

- Para eliminar as condições que potencialmente podem colocar em risco a segurança do pessoal da Energisa e do público em geral;
- Em condições de pré-emergência ou emergência originadas da rede de distribuição;
- Adulteração dos dispositivos de proteção;
- Operação em paralelo antes da aprovação para interconexão pela Energisa;
- O elemento de desconexão poderá ser aberto pela Energisa, pelas seguintes razões, após notificar o responsável pela central de geração;

- O responsável pela geração não disponibilizou os registros (relatórios) dos testes de verificação e manutenção de seus equipamentos de proteção;
- A central de geração impacta negativamente no funcionamento dos equipamentos da Energisa ou equipamentos pertencentes a outros consumidores.

Elemento de Interrupção (EI)

O Elemento de Interrupção (EI) é um elemento de interrupção automático constituído por um disjuntor sobre o qual atuarão os elementos de proteção.

Os elementos de proteção devem garantir, ao mesmo tempo, que as faltas na instalação do acessante não perturbem o correto funcionamento da rede de distribuição e que defeitos na rede de distribuição não coloquem em risco as instalações da geração, promovendo a abertura do disjuntor desfazendo a interconexão com a rede de distribuição. Uma vez feita a desconexão, o sistema de proteção, deverá garantir que o disjuntor não possa ser religado até que exista tensão estável na rede de distribuição. O Elemento de Interrupção (EI) deverá ser equipado com bobina de disparo remoto.

Verificação de sincronismo (Função 25)

A função de verificação de sincronismo é empregada para monitorar sincronização de 2 (dois) circuitos, impedindo o paralelismo em condições inaceitáveis. Assim sendo, a mesma permite o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites preestabelecidos de tensão, frequência e ângulo de fase:

- a) Poderá ser instalada em disjuntor na baixa tensão do acessante;
- b) Os disjuntores sem supervisão do relé de check de sincronismo deverão possuir intertravamento que evitem o fechamento do paralelismo por esses disjuntores.



A sincronização da geração é de responsabilidade do acessante. O sincronismo poderá ser automaticamente, nos casos em que a planta não for operada localmente. Deverá ser instalado relé de cheque de sincronismo com os seguintes ajustes recomendados:

- Diferença de frequência: 0,3 Hz;
- Diferença de tensão: 10%;
- Diferença de ângulo de fase: 10°.

Relé de subtensão (Função 27)

O relé de proteção de subtensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados.

O proprietário de central de geração distribuída deve garantir a sua desconexão quando houver variações anormais de tensão na rede de distribuição acessada.

Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente (Função 46)

A filosofia geralmente empregada para o ajuste desta função é a de assegurar a coordenação entre a mesma e a proteção do gerador, de tal modo que a sensibilidade do relé de interconexão em ocasiões de desequilíbrio das correntes de fase seja maior que a sensibilidade de proteção da máquina. Desta forma o relé do gerador irá operar como retaguarda à proteção efetuada pelo relé da interconexão. Assim, se o desequilíbrio de corrente for proveniente do sistema de distribuição, o paralelismo será desfeito protegendo o gerador distribuído. Além disso, se o desequilíbrio de corrente for originado da geração distribuída, o paralelismo será desfeito para proteger os equipamentos do sistema de distribuição e em seguida o sistema de proteção do gerador se encarregará de desligá-lo.

NOTA:

1. Proteção opcional para unidades geradoras maiores que 75 kW e menores ou iguais a 500 kW.

Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão (Função 47)

O desequilíbrio de tensão é definido como sendo a diferença entre os valores eficazes das tensões de fase do circuito dividido pela média dos valores eficazes das tensões ou como a razão entre a componente de sequência 0 pela componente de sequência positiva das tensões.

Esta função é empregada para evitar aberturas indevidas nos equipamentos de proteção, por motivos de desequilíbrio de tensão, ou inversão de sequência de fases.

NOTA:

1. Proteção opcional para unidades geradoras maiores que 75 kW e menores ou iguais a 500 kW.

Sobrecorrente com restrição de tensão (Função 51V)

A função 51V por operar através do monitoramento de componentes de corrente e de tensão oferece aumento da sensibilidade da proteção de sobrecorrente de um sistema.

Esta função é temporizada e por apresentar maior sensibilidade pode ser utilizada em sistemas sensíveis a correntes elevadas.

Relé de sobretensão (Função 59)

O relé de proteção de sobretensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados.

O proprietário de central de geração distribuída deve garantir a sua desconexão quando houver variações anormais de tensão na rede de distribuição acessada.

Relé de sobretensão de neutro (Função 59N)

É de uso obrigatório, quando a conexão do transformador for em delta do lado Energisa.

A Energisa, geralmente, utiliza transformadores com conexão delta-estrela para alimentar as cargas dos consumidores trifásicos conectados aos seus sistemas de transmissão e alimentadores da distribuição. Esta configuração oferece diversos benefícios, entre eles a melhoria do balanceamento de cargas e o bloqueio de corrente de sequência zero, o que simplifica a proteção de faltas à terra.

No entanto as instalações de geração distribuída que operam em paralelo com a rede podem alterar o comportamento do sistema em ocasiões de faltas na rede, o que dificulta consideravelmente a identificação do defeito e sua eliminação do sistema. Este é o caso de faltas fase-terra, que causam a abertura do disjuntor da Energisa, que devido à conexão delta-estrela do transformador de interconexão, faz com que surja a possibilidade de o gerador distribuído operar sem causar alterações evidentes nas variáveis elétricas do sistema, o que não aciona a proteção. Neste caso se caracteriza uma situação de ilhamento, onde o gerador distribuído assume a carga sem a presença da Distribuidora, a qual não pode restabelecer o serviço devido à falta fase-terra no circuito. A solução neste caso é a retirada do gerador do sistema.

Em situações normais de operação, a componente de sequência zero da tensão tem valor nulo. Entretanto, a ocorrência de faltas fase-terra no sistema causa desbalanço nos componentes da tensão, sem alterar o módulo das tensões de fase da rede. Desta forma a tensão normal de sequência zero pode aumentar substancialmente quando o disjuntor da subestação da Distribuidora se abrir. Nesta situação, a função 59N conectada ao terminal delta aberto possibilita a detecção do componente 3V0 de acordo com a Figura 2.

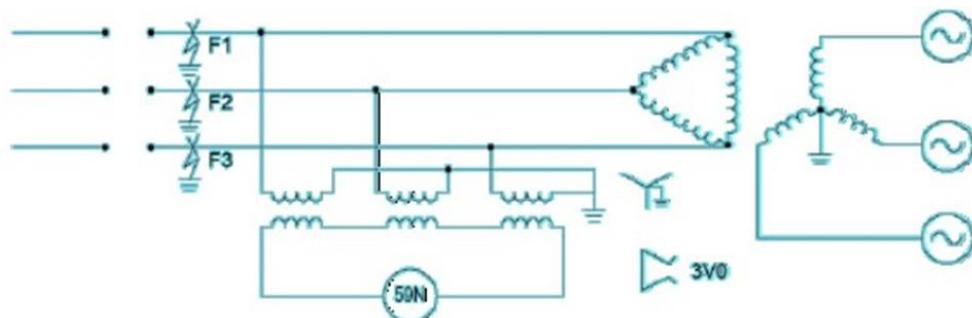


Figura 2 - Função 59N conectada ao terminal delta aberto

NOTA:

1. Essa função é aplicável apenas para o caso de minigerador com transformador em delta do lado da Energisa e transformador de aterramento;
2. Procurar a distribuidora Local para definição de filosofia de proteção.

Relé de sobrecorrente direcional de fase (Função 67)

A função 67 opera basicamente no mesmo princípio das funções 50/51. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em uma determinada direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

Caso o acessante tenha uma geração menor que a demanda de carga, a função 67 deverá ser destinada aos ajustes de geração, e a função 51 destinada à demanda de carga.

No caso de o acessante ter geração equivalente à demanda de carga, as funções 67 e 51 poderão ser iguais, sendo uma destinada ao *backup* da outra.

Relé de sobrecorrente direcional de neutro (função 67N)

A função 67N opera basicamente no mesmo princípio das funções 50N/51N. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em uma determinada direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

Poderá ser aceita a função 51N em substituição à 67N quando for possível a definição de ajustes que atendam de forma adequada a eliminação de faltas tanto na rede da Energisa quanto nas instalações do acessante.

Relé de sobrecorrente de neutro (Função 50N/51N)

A função 50N/51N será o backup da proteção 67N, para defeitos entre o disjuntor de média tensão e o transformador da unidade consumidora, visto que a maioria dos relés de proteção industriais não possuem 2 relés com função 67. No



entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em qualquer direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

Relé de sobrecorrente de fase (Função 50F/51F)

A função 50F/51F será o backup da proteção 67, para defeitos entre o disjuntor de média tensão e o transformador da unidade consumidora, visto que a maioria dos relés de proteção industriais não possuem 2 relés com função 67. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em qualquer direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

NOTA:

1. Para aquelas unidades consumidoras que possuir carga e geração, a função 50F/51F, ficará supervisionando a carga. Enquanto a função 67 deverá supervisionar a geração (sentido Distribuidora).

Relé de medição de ângulo de fase / Proteção contra falta de sincronismo (Função 78)

Relé de medição do ângulo da fase entre duas fontes diferentes (rede e gerador), para comandar o desligamento do disjuntor de acoplamento de rede, caso o ângulo entre a fase da rede e do gerador ultrapasse um valor predeterminado.

Relé de frequência (sub e sobre) (função 81)

A função de sobre/subfrequência opera quando a frequência da rede desvia do valor nominal, 60 Hz, e se mantém por um determinado tempo, aquém de certo valor pré-estabelecido ou instantaneamente após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.

DF/DT ou Rocof (Rate of change of frequency) (Função 81)

Este relé é considerado uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamentos quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente



quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado.

A Energisa não permite a operação isolada da unidade produtora (ilhamento) conectada ao seu sistema, assim sendo, o acessante deverá instalar também um relé com a Função 81 DF/DT.

Este relé deverá dar trip no relé principal do religador automático de linha (RL)/disjuntor assim como ativar a oscilografia do relé principal quando ocorrer a atuação.

Oscilografia

O acessante deverá instalar um relé com capacidade de coletar e registrar as formas de ondas de corrente e tensão antes, durante e logo depois da ocorrência de uma falta, por um período total de, no mínimo, 2 segundos.

O acessante deve estar ciente que quando solicitado, e deverá fornecer a Energisa estes registros, juntamente com o histórico de eventos, também registrado pelo relé para análise posterior da Distribuidora.

Elemento de proteção anti-ilhamento

Enquanto a minigeração estiver conectada à rede da Energisa, a operação ilhada da central de geração distribuída não será permitida nem para alimentação da própria carga da unidade consumidora através da qual faz a conexão na rede. Para tanto os elementos de proteção que monitoram a tensão da rede de distribuição devem impedir o fechamento do disjuntor que faz a interligação, enquanto a rede de distribuição da Energisa estiver desenergizada.

Estando a central de geração operando em paralelo com a rede da Energisa, e por qualquer razão a rede acessada for desenergizada, a geração, através da proteção anti-ilhamento, deve cessar de fornecer energia em até 2 segundos após o ilhamento.

As unidades consumidoras com minigeração distribuída podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição. Para tanto, o



responsável técnico pelo projeto deve garantir que quando da opção por geração isolada, o sistema esteja desconectado da rede da Energisa.

Relé direcional de potência (Função 32)

A função de verificação de potência reversa (ANSI 32) deve atuar nos casos em que ocorrer fluxo reverso para a rede da Energisa durante o tempo de paralelismo momentâneo. Deve ser ajustado com pick-up em valor correspondente a menor aceitável pelo dispositivo eletrônico, para o controle de acesso dos ajustes e/ou parametrização em qualquer um dos componentes são registrados em sistema de armazenamento de registro de alterações (log de eventos) e feitas através do uso de senha, para evitar desconfigurações indevidas.

Esta proteção deverá atuar no disjuntor de transferência ou no disjuntor de proteção geral de média tensão.

Para usuários com conexão de “grid zero” este dispositivo é obrigatório. Para as demais situações, fica a critério de avaliação da distribuidora.

Relé de distância de fase e neutro (opcional) (Função 21/21N)

Oferecer proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na rede de média tensão da Energisa.

Função religamento

O religamento do disjuntor ou religador automático de linha (RL) instalado no ponto de conexão deverá sempre ser realizado com esquema de supervisão de linha morta, podendo ser automático ou manual, a critério da Distribuidora.

Ajustes das proteções de frequência

A minigeração distribuída deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente sem atuação das funções de proteção de frequência de acordo com os valores de frequência e temporizações mínimas indicados pelo módulo 3 do PRODIST.



Os ajustes recomendados para as proteções de subfrequência e sobre-frequência instaladas no acessante são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência instaladas no acessante

Frequência [Hz]	Tempo Máximo de Atuação
$f \leq 57,0$	0,2 s
$57 < f \leq 57,5$	5 s
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s
$62,5 < f \leq 63,0$	10 s
$f > 63,0$	0,2 s

NOTAS:

1. Para a minigeração distribuída de fonte térmica, os valores da Tabela 3 podem ser flexibilizados, desde que haja comprovação técnica e concordância da distribuidora;
2. Não são permitidos ajustes para a função de proteção de subfrequência iguais ou superiores a 58,5 Hz, independentemente da temporização associada;
3. A minigeração distribuída baseada em máquinas síncronas deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente com taxas de variação de frequência de até 1,0 Hz/s, considerando a média de uma janela deslizante de medição de no mínimo 100 ms. E caso seja empregada a função de proteção de taxa de variação de frequência (81R ou 81df/dt) no sistema de proteção anti-ilhamento, esta função de proteção deve ter um ajuste superior a 1 Hz/s e com temporização superior a 100 ms;
4. A minigeração distribuída conectada via conversor eletrônico deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente com taxas de variação de frequência de até 2,0 Hz/s, considerando a média de uma janela deslizante de medição de no mínimo 100 ms. E caso seja empregada a função de proteção taxa de variação de frequência (81R ou 81df/dt) no sistema de proteção anti-ilhamento, esta função de proteção deve ter um ajuste superior a 2,0 Hz/s e com



temporização superior a 100 ms, independentemente do valor de frequência, de modo a evitar atuações inadvertidas diante perturbações no Sistema Interligado Nacional;

5. É desejável que as proteções de subfrequência e sobre-frequência instaladas no ponto de conexão tenham os mesmos ajustes que as proteções de frequência do acessante;
6. A Energisa poderá definir ajustes diferentes dos apresentados, se tecnicamente justificável;
7. Para conexão de centrais geradoras em nível de tensão superior a 69 kV, devem ser observados os requisitos técnicos mínimos apresentados nos Procedimentos de Rede.

Ajustes das proteções de tensão

A minigeração distribuída conectada via conversor eletrônico de potência deve continuar operando satisfatoriamente, sem desconexão, para qualquer tipo de distúrbio, diante de variações transitórias na tensão de acordo com os valores de tensão e mínimas indicados pelo módulo 3 do PRODIST. Os ajustes recomendados para as proteções de subtensão e sobretensão instaladas no acessante são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Ajustes recomendados para as proteções de subtensão e sobretensão instaladas pelo acessante

Tensão [p.u]	Tempo Máximo de Atuação
$V \leq 0,20$	0,2 s
$0,2 < V \leq 0,5$	0,5 s
$0,5 < V \leq 0,8$	2,5 s
$1,10 < V \leq 1,18$	1 s
$V > 1,18$	0,2 s

NOTAS

1. É desejável que as proteções de subtensão e sobretensão instaladas no ponto de conexão tenham os mesmos ajustes que as proteções de tensão do acessante.
2. Os valores de referência a serem adotados para os indicadores de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência são os estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST.
3. A Energisa poderá definir ajustes diferentes dos apresentados, se tecnicamente justificável.
4. Para conexão de centrais geradoras em nível de tensão superior a 69 kV, devem ser observados os requisitos técnicos mínimos apresentados nos Procedimentos de Rede.

Proteções de subtensão e sobretensão instaladas no ponto de conexão

As lógicas de trip das funções 27 e 59 devem ser preferencialmente trifásicas, ou seja, o trip deverá ocorrer somente para eventos dinâmicos e sistêmicos de subtensão ou sobretensão que envolvam as três fases simultaneamente.

Opcionalmente poderá ser aceita a lógica de trip fase-fase. O tempo morto de religamento automático de disjuntores/religador automático de linha (RL) es a montante da cabine de interligação deverá ser superior a 1,5 segundos (não poderá haver religamento automático instantâneo).

8.9 Sistema de medição

No sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação de energia, deverá ser utilizado um medidor bidirecional ou medidor de quadro quadrantes. Este equipamento fará a contabilização da energia ativa consumida pela unidade consumidora no fluxo direto

e fará contabilização da energia ativa injetada na rede de distribuição, no fluxo reverso.

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado. Os custos de adequação 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.

Conexão em MT e medição em BT

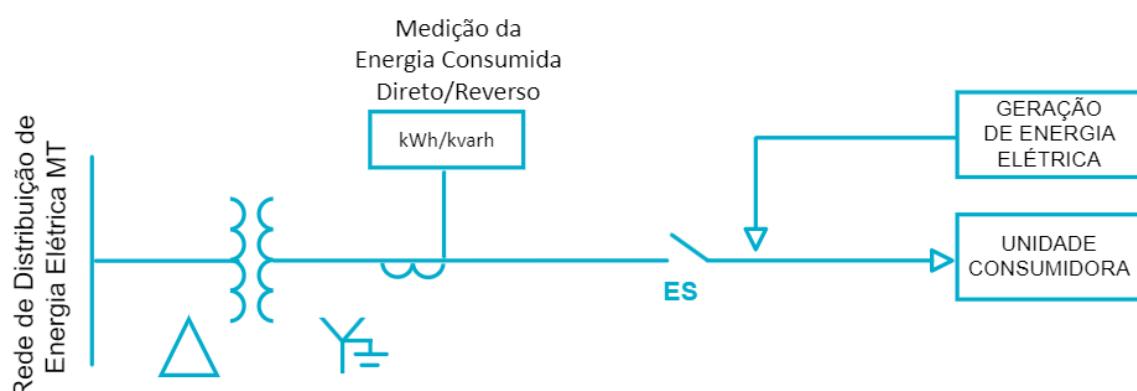


Figura 3 - Representação de ligação para centrais geradoras com conexão em MT e medição em BT

Conexão em MT e medição em MT

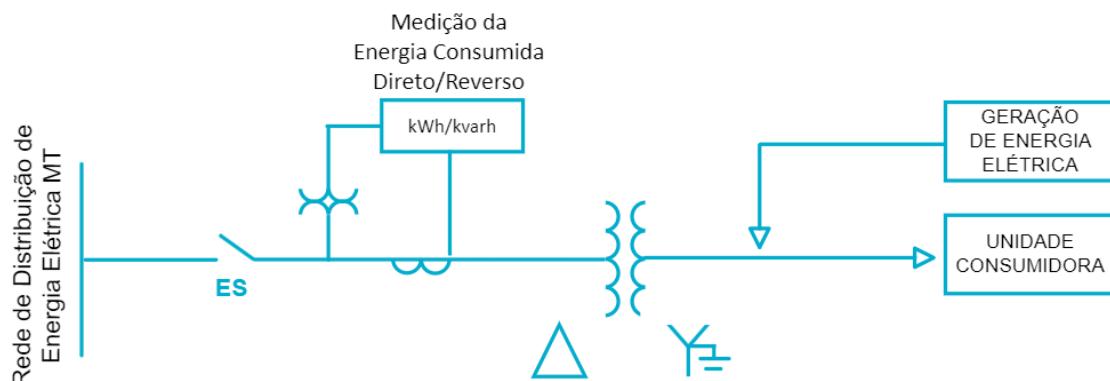


Figura 4 - Representação de ligação para centrais geradoras com conexão em MT e Medição em MT

Subestação de medição de faturamento

Para instalação dos materiais e equipamentos que compõem a subestação de medição em MT, bem como as obras civis necessárias à sua construção, deve ser executada pelo acessante de acordo com os requisitos estabelecidos a seguir:

- a) A subestação deverá ser construída dentro de propriedade particular do acessante a, no máximo, 5 metros do ponto de conexão;
- b) A subestação deverá ser provida de iluminação de segurança, com autonomia mínima de 2 horas;
- c) Não poderão passar pela subestação tubulações de água, esgoto, gás, vapor etc;
- d) A medição deve ser feita a 3 elementos, utilizando 3 transformadores de potencial (TP) e 3 transformadores de corrente (TC);
- e) Os transformadores para instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial) para medição de faturamento devem ser projetados e construídos especificamente para esse fim, não se admitindo o



compartilhamento desses transformadores para outras aplicações (proteção, por exemplo).

- f) Os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) devem ter classe de exatidão 0,3%. Caso venha a ser requerido pela legislação metrológica, os transformadores de corrente (TC) e os transformadores de potencial (TP) a serem utilizados na subestação de medição de faturamento deverão ter modelo previamente aprovado pelo INMETRO.
- g) Deverá ser instalada 1 chave de abertura tripolar sob carga dentro da subestação de medição e na baia localizada após a medição objetivando isolar visualmente o circuito da geração e o circuito da medição.

NOTA:

- 1. A medição poderá ser realizada em Baixa Tensão, conforme NDU 002, desde que seja atendido o item a) disposto e a capacidade instalada de geração for igual ou inferior a 300 kVA.

Conservação da subestação de medição de faturamento

- a) Os acessantes ficam obrigados a manter em bom estado de conservação os componentes de sua subestação. Caso contrário, a Energisa pode vir a exigir os reparos necessários ou até mesmo a substituição dos materiais inadequados ou danificados.
- b) Os acessantes são responsáveis pelos equipamentos de medição instalados na subestação e responderão pelos eventuais danos a eles causados por sua ação ou omissão.
- c) O local da subestação bem como o acesso a mesma, devem ser mantidos limpos e desimpedidos pelos acessantes, de modo a facilitar o acesso à subestação pela Energisa.

Acesso à subestação de medição de faturamento

- a) Os acessantes devem permitir, a qualquer tempo, o acesso livre e imediato dos funcionários da Energisa, devidamente identificados e credenciados, à subestação e fornecer-lhes os dados e informações relativos ao funcionamento dos equipamentos, transformadores para instrumentos, medidores, dispositivos de comunicação, dispositivos auxiliares e quaisquer outros que estejam no âmbito dessa subestação.
- b) Aos acessantes somente é permitido o acesso aos compartimentos da subestação e equipamentos que não são selados pela Energisa. Todo e qualquer acesso para intervenção em pontos selados, deverá ser avisado e agendado antecipadamente à Energisa.

Requisitos de automação e telecomunicação

A seguir são apresentados os aspectos que devem ser observados para viabilizar a supervisão e controle do disjuntor ou religador automático de linha (RL) a ser instalado no ponto de conexão, para acessantes de média tensão.

Canais de comunicação de dados

Acessante conectado em um alimentador existente da Energisa

Deverá ser disponibilizado um canal de comunicação de natureza pública ou não, dedicado ou compartilhado, interligando o ponto de conexão ao Centro de Operações Integradas (COI), com as seguintes características básicas:

- Disponibilidade: patamar mínimo de 80%;
- Taxa de transmissão mínima: 30 kbps.

Os equipamentos de comunicação de dados nos dois extremos (ponto de conexão e COI) são de responsabilidade do acessante gerador, devendo possuir, no lado do COI, as interfaces e conectores pertinentes ao sistema de supervisão e controle do COI.



A solução de comunicação proposta pelo acessante deverá ser avaliada e aprovada pela Energisa.

Todos os recursos necessários para a comunicação, incluindo infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação são de responsabilidade do acessante.

Acessante conectado em média tensão a subestação existente da Energisa

Havendo disponibilidade de recursos de telecomunicação na subestação, o acessante deverá fazer uso desses, provendo todas as ações pertinentes à integração, tais como: infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação.

Caso não haja disponibilidade de recursos de telecomunicação na subestação, deverá ser disponibilizado um canal de comunicação de natureza pública ou não, dedicado ou compartilhado, interligando o ponto de conexão ao Centro de Operações Integradas (COI), com as seguintes características básicas:

- Disponibilidade: patamar mínimo de 80%;
- Taxa de transmissão mínima: 30 kbps.

Os equipamentos de comunicação de dados nos dois extremos (ponto de conexão e COI) serão de responsabilidade do acessante gerador, devendo possuir, no lado do COI, as interfaces e conectores pertinentes ao sistema de supervisão e controle do COI.

A solução de comunicação proposta pelo acessante deverá ser avaliada e aprovada pela Energisa.

Os recursos necessários para a comunicação, incluindo infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação são de responsabilidade do acessante.

Canais de comunicação de voz

Deve ser disponibilizado um canal de comunicação de voz, entre a instalação ou o centro de operação do acessante e o Centro de Operações Integradas (COI).

Meios de comunicação

Os meios de comunicação, os equipamentos envolvidos e a respectiva manutenção são de responsabilidade do acessante.

Solução de automação

Acessante conectado em um alimentador existente da Energisa

Os requisitos de automação dos religador automático de linha (RL) devem atender aos padrões existentes e praticados pela Energisa.

Acessante conectado em média tensão a subestação existente da Energisa

É de responsabilidade do acessante garantir a integração do religador automático de linha (RL) ou disjuntor a ser instalado no ponto de conexão ao sistema de automação existente na subestação.

A solução dependerá do sistema de automação existente, podendo consistir, dentre outras, de uma das seguintes soluções:

- Integração do novo bay à unidade terminal existente, com o fornecimento de cartões (entradas analógicas e digitais, saídas digitais, comunicação, CPU etc.);
- Integração do novo bay ao sistema digital existente;
- Substituição da remota existente (caso seja constatada obsolescência e impossibilidade de ampliação).

Base de dados

O acessante deverá arcar com as despesas de configuração das bases de dados do sistema supervisório do Centro de Operações Integradas (COI).

As informações do ponto de conexão a serem disponibilizadas devem seguir o especificado pela Energisa e a base de dados (relação de pontos) padrão para subestações.

Requisitos técnicos da geração

Na operação interligada, a geração não poderá degradar os níveis da qualidade do produto e do serviço oferecido aos demais consumidores. Devido às características da rede de média tensão e das máquinas geradoras, poderão ocorrer impactos no perfil e controle da tensão, bem como na qualidade da tensão e na estabilidade dos sistemas de controle de tensão e potência.

Para evitar que seja afetada a qualidade do atendimento aos demais consumidores atendidos pelo sistema de distribuição, foram estabelecidos requisitos para geradores de corrente alternada, conectados ao sistema elétrico na frequência de 60 Hz do sistema Energisa, incluindo, portanto, a conexão de centrais utilizando máquinas síncronas e assíncronas ao sistema de distribuição, na condição de regime permanente e dinâmico.

Geradores síncronos

Devido às características construtivas dos geradores, a interligação de máquinas síncronas requer cuidados especiais, relativos às condições de sincronização, impactos no controle e perfil de tensão, proteção e estabilidade. Além disso, a especificação das máquinas deve levar em consideração os níveis de qualidade de energia do sistema de distribuição da Energisa previstos no ponto de conexão.

Sincronização

A sincronização das máquinas é responsabilidade do acessante.



O sincronismo poderá se dar automaticamente, nos casos em que a planta não for operada localmente. Deverá ser instalado relé de cheque de sincronismo (função ANSI 25). Com objetivo de se reduzir os impactos eletromecânicos nas máquinas e as oscilações de tensão e potência na rede, recomendam-se como condições mínimas para a sincronização:

- Diferença de frequência: 0,3 Hz;
- Diferença de tensão: 10%;
- Diferença do ângulo de fase: 10°.

Controles de tensão e fatores de potência no ponto de conexão

Conforme indicado no PRODIST, toda central geradora com potência nominal superior a 300 kW deverá possuir controle de tensão, sendo que a distribuidora pode solicitar às unidades consumidoras com microgeração ou minigeração a aplicação das disposições referentes a centrais geradoras desde que justificado tecnicamente.

As tensões terminais das máquinas deverão ser ajustadas de acordo com as definições dos departamentos de planejamento da operação da distribuição na Energisa, segundo as faixas de operação estabelecidas no acordo operativo.

O sistema de controle de tensão das máquinas deverá permitir o controle da tensão ajustada constante ou fator de potência constante. Em condição normal o fator de potência na conexão poderá variar na faixa de 0,90 (máquina sobre-excitada) e 0,95 (máquina subexcitada). Os sistemas de excitação e controle de tensão das máquinas deverão ser especificados considerando-se uma faixa de operação em condição normal de 95% a 105% para a tensão nominal. O regulador de tensão deverá ser especificado de forma a admitir até 110% da tensão nominal.

A fim de permitir a coordenação entre o controle de tensão da rede e das máquinas, deverá ser admitido um tempo morto ajustável na faixa de 0 a 180 segundos. O tempo morto (time delay) deverá ser especificado pelos órgãos de engenharia da operação da Energisa.



O sistema de excitação, que inclui o transformador de excitação, a excitatriz/ponte de tiristores, regulador automático de tensão e limitadores de excitação e de potência reativa, deverá possuir limitadores de sobreexcitação e subexcitação. Usinas com potências nominais iguais ou maiores que 500 kW deverão possuir estabilizador de tensão (PSS) dotado de lógica liga-desliga. O regulador de tensão deverá admitir modo de controle pela tensão terminal da máquina e pela corrente de campo, este atuando como back-up. O sistema de excitação deverá ser dotado de uma malha de compensação da corrente reativa.

Os ajustes do sistema de excitação serão realizados pelo acessante, que deverá enviá-los para a Energisa para avaliação, considerando a rapidez de resposta e amortecimento adequado para pequenas oscilações. O “overshoot” da tensão terminal deverá ser limitado a 10%.

O tempo de resposta da tensão de campo deverá ser no máximo de 0,1 segundos e o tempo de estabilização deverá ser no máximo 2 segundos. Deverá ser avaliada a existência de amortecimento adequado na faixa de 0,2 a 3 Hz. Se a interligação de uma central geradora em um alimentador ocorrer onde já exista máquina interligada, recomenda-se que os ajustes dos parâmetros da malha de controle de tensão e PSS dos geradores existentes sejam reavaliados pelo novo acessante, de forma a manter um amortecimento adequado para as oscilações da rede.

Os limitadores deverão estar ajustados de forma a permitir uma excursão da tensão da geração na faixa de 90% a 105% da nominal. O objetivo é evitar desligamentos indevidos causados por variações momentâneas de tensão na rede, distantes do ponto de conexão.

Alguns eventos, comuns em sistemas de potência, tais como faltas e saídas forçadas de equipamentos, podem submeter as máquinas a variações de tensão e frequência. Para oscilações estáveis e amortecidas, é desejável que os geradores conectados permaneçam em operação. Para isso, deverão ser efetuados ajustes tais nas proteções de subtensão e subfrequência, que se evitem desligamentos desnecessários.



Antes da conexão das máquinas, quando do comissionamento das instalações de conexão, deverão ser realizados ensaios de desempenho dos sistemas que compõem o controle de tensão e potência reativa das máquinas, sendo os resultados fornecidos à Energisa para avaliação.

Os ensaios de rejeição de carga deverão ser previamente agendados com a Energisa.

Controle de velocidade

Conforme indicado no PRODIST, toda central geradora com potência nominal superior a 300 kW deverá possuir controle de frequência.

Considerando-se a usina operando interligada ao sistema elétrico, a função do regulador de velocidade é manter a potência gerada em conformidade com os valores ajustados de potência, uma vez que a frequência é imposta pelo sistema interligado, sendo que a distribuidora pode solicitar às unidades consumidoras com microgeração ou minigeração a aplicação das disposições referentes a centrais geradoras desde que justificado tecnicamente.

Oscilações de potência das centrais geradoras poderão se refletir em variações da potência injetada e da tensão na rede de distribuição. Por isso, a malha de controle de velocidade das máquinas deverá ser dotada de amortecimento de forma a evitar variações de tensão prejudiciais ao funcionamento de outros consumidores conectados à rede.

Geradores assíncronos

Os geradores assíncronos possuem características construtivas extremamente robustas, não necessitando de controle de excitação ou potência, não sendo afetados por oscilações de tensão ou da carga. Entretanto, sua conexão requer cuidados específicos, devido à impossibilidade de gerar a corrente de excitação no campo, e por impor variações de tensão durante a partida.

A potência máxima dos geradores assíncronos a serem interligados ao sistema de média tensão da Energisa é de 500 kW, por usina. A variação de tensão admitida na



ligação é de no máximo 5% da tensão no ponto de conexão. A interligação poderá ocorrer com o rotor da máquina girando no mínimo a 95% da velocidade síncrona, após ser acelerado mecanicamente pelas turbinas.

O fator de potência mínimo das máquinas assíncronas verificado no ponto de conexão deverá ser de 0,95 (indutivo). O acessante deverá instalar o montante de bancos de capacitores necessário para o fornecimento de potência reativa com o fator de potência solicitado.

Por razões de segurança, os bancos de capacitores só poderão ser ligados apenas 1 minuto após a entrada em funcionamento do gerador assíncrono. No caso de falta de tensão na rede da Energisa, os bancos de capacitores deverão ser automaticamente desligados, para evitar a ocorrência de auto excitação dos geradores.

O regime de neutro da armadura dos geradores deverá ser idêntico ao da rede de média tensão da Energisa (estrela aterrado). O gerador não poderá funcionar como motor de indução. Por isso deverá ser instalado o relé de potência inversa (função 32) cujo valor de ajuste deverá ser validado pela Energisa.

As máquinas assíncronas deverão ser projetadas para suportarem os limites de distorção harmônica, flutuações e desequilíbrio de tensão globais admitidos no sistema de distribuição da Energisa, conforme critérios do item 9.1.

Ocorrendo a saturação do circuito magnético das máquinas assíncronas, a corrente do gerador poderá conter uma forte componente de terceira harmônica. Para evitar esse problema, os geradores de indução conectados à rede de 60 Hz deverão suportar tensões de até 105% da nominal na barra de conexão, sem que ocorra saturação.

NOTA:

- 1. A potência máxima dos geradores assíncronos a serem interligados ao sistema de média tensão da Energisa é de 500 kW, por usina, podendo a distribuidora limitar uma potência menor de geração caso identificado durante a análise da rede, impactos na qualidade de energia elétrica.**

8.10 Chave seccionadora sob carga

A chave seccionadora deverá ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da minigeração. Sua característica construtiva deverá garantir a velocidade de acionamento independente do operador. A chave também deverá possuir indicação da posição (liga/desliga) em português.

As características elétricas da chave seccionadora, tais como: tensão nominal (kV), corrente nominal de operação (A) e corrente máxima suportável de curta duração (kA), deverão ser compatíveis com o dispositivo de proteção indicado na NDU-002.

As normas de referência das chaves seccionadoras são: IEC 609471 e IEC 60947-3.

8.11 Requisitos de proteção para a conexão

Os requisitos de proteção exigidos para as unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação e se conectem à rede de baixa tensão seguem as determinações contidas na seção 3.1 do PRODIST, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Requisitos de Proteção

Elemento	Potência instalada		
	Potência instalada menor ou igual a 75 kW	Potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Potência instalada maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de Acoplamento	Nenhum	Transformador de Interface com Isolação Galvânica ¹	Transformador de Interface com Isolação Galvânica ¹
Elemento de Seccionamento	Disjuntor Termomagnético ²	Chave Seccionadora Acessível ²	Chave Seccionadora Acessível ²
Elemento de Interrupção	Dispositivo de Interrupção Automática ^{3 4}	Dispositivo de Interrupção Automática ^{3 4}	Dispositivo de Interrupção Automática ^{3 4}
Elemento de Proteção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção

Elemento	Potência instalada		
	Potência instalada menor ou igual a 75 kW	Potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Potência instalada maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de Medição	Medidor de Energia Ativa Bidirecional ⁵	Medidor de Energia de 4 quadrantes ⁵	Medidor de Energia de 4 quadrantes ⁵

NOTAS:

1. Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição. Para os casos em que a unidade consumidora possua transformador com capacidade de potência adequada para atender também a microgeração ou minigeração distribuída, não é necessário um transformador exclusivo.
2. Instalado junto à microgeração ou minigeração distribuída de forma a possibilitar a desconexão física de todos os condutores ativos da usina;
3. Elemento de interrupção automático com desconexão física, por meio de relé ou contator, instalado junto à Microgeração ou Minigeração Distribuída acionado por proteção para microgeração distribuída e por comando e/ou proteção para minigeração distribuída
4. No caso de operação em ilha, o elemento de interrupção 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;
5. O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede, atendendo às especificações estabelecidas no Módulo 5 do PRODIST.

8.12 Sistema de Geração Própria sem injeção de Potência na Rede de Distribuição

A unidade consumidora que fizer uso de sistema de geração própria sem previsão de injeção da energia gerada na rede de distribuição, conhecidos por sistemas “grid zero”, não poderão injetar energia na rede de distribuição, caso seja injetado será desconsiderado, desse modo não poderão beneficiar com eventual excedente injetado na rede.

Os sistemas “grid zero” são enquadrados como minigeração distribuída, desde que utilizem fonte solar fotovoltaica, tenham potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW e sejam conectados na rede de distribuição por meio de unidade consumidora. A solicitação de conexão de sistema “grid zero”, deve ser formalizada por meio do Formulário de Orçamento de Conexão, conforme o Capítulo 7 - Atendimento ao cliente, desta norma.

A conexão dos sistemas “grid zero” classificados como minigeração distribuída, deve obedecer a todos os procedimentos, prazos e condições estabelecidas nesta Normativa.

A solicitação de conexão de sistema “grid-zero” em unidade consumidora que já possua geração distribuída instalada será classificada como aumento de potência de geração para todos os efeitos.

- A classificação como microgeração ou minigeração será definida com base na soma das potências do sistema de geração já instalado com o sistema “grid-zero” proposto.
- Caso o sistema de geração distribuída instalado faça usufruto do benefício tarifário GD I, o incremento da potência instalada com o sistema “grid-zero” será avaliado para proporcionar os descontos tarifários considerando a proporção entre a potência instalada classificada como GD I (sistema de microgeração atual) e a classificada como GD II ou GD III (sistema “grid-zero”)



proposto), se a energia excedente da unidade consumidora tiver sido injetada após o aumento da potência instalada.

- O padrão de entrada da unidade consumidora será definido com base na potência instalada do sistema de geração distribuída a partir da efetivação do aumento de potência, ainda que a parcela incremental não produza efeito de aumento de injeção na rede de distribuição.

Requisitos Mínimos para Sistemas de Geração “grid zero” classificados como Minigeração Distribuída

- Deverão ser informados no memorial descritivo os princípios de funcionamento da metodologia de limitação de potência utilizada e suas configurações, assim como deve ser informado o tempo de resposta do sistema para o caso de rejeição total da carga.
- O tempo de reação ou de resposta inicial do sistema “grid Zero” deve ser no máximo de 1 segundo, de modo que, quando necessário reduzir a geração, o sistema deve iniciar esta ação em, no máximo, 1 segundo.
- O sistema “grid Zero” deve ser capaz de garantir que não haverá injeção de potência em caso de rejeição parcial ou completa de carga correspondente à demanda máxima disponibilizada para a UC em até 15 segundos.
- O sistema “grid Zero” deve ser “fail-safe”, ou seja, em caso de perda de comunicação entre qualquer um dos componentes obrigatórios do sistema, dano e/ou falha de operação de qualquer um dos componentes obrigatórios, o(s) inversor(es) deve(m) reduzir a potência máxima de geração para não haver injeção em até no máximo 15 segundos.
- Deverão ser enviados para análise da distribuidora, o documento emitido pelo fabricante do sistema a ser utilizado atestando que o inversor e os demais equipamentos têm a funcionalidade de “grid Zero”.

- Deverão ser enviados para análise da distribuída, a declaração emitida pelo fabricante do sistema informando qual metodologia utilizar para ativar a funcionalidade de zero grid no Sistema “grid Zero”.

A solicitação de conexão de sistema “grid-zero” em unidade consumidora que já possua minigeração distribuída instalada será classificada como aumento de potência de geração para todos os efeitos.

- A classificação como microgeração ou minigeração será definida com base na soma das potências do sistema de geração já instalado com o sistema “grid-zero” proposto.
- Caso o sistema de minigeração distribuída instalado faça usufruto do benefício tarifário GD I, o incremento da potência instalada com o sistema “grid-zero” será avaliado para proporcionar os descontos tarifários considerando a proporção entre a potência instalada classificada como GD I (sistema de microgeração atual) e a classificada como GD II ou GD III (sistema “grid-zero” proposto), se a energia excedente da unidade consumidora tiver sido injetada após o aumento da potência instalada.
- O padrão de entrada da unidade consumidora será definido com base na potência instalada do sistema de geração distribuída a partir da efetivação do aumento de potência, ainda que a parcela incremental não produza efeito de aumento de injeção na rede de distribuição.

NOTA:

1. Deverá ser instalado medidor bidirecional na Unidade Consumidora que possua sistema “grid zero”, conforme previsto nos requisitos mínimos de interface estabelecidos na Tabela 1 do Módulo 3 do PRODIST.
2. A injeção indevida de energia elétrica é enquadrável como deficiência técnica, com regras para atuação pela distribuidora previstas nos arts. 42, 43, 44 e 353 da REN nº 1.000/2021.

- 
3. A distribuidora deve suspender imediatamente o fornecimento de energia elétrica quando for constatada deficiência técnica ou de segurança nas instalações do consumidor e demais usuários, que caracterize risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico, conforme Art. 353 da REN 1.000/2021 da ANEEL.

9 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

9.1 Proteção dos Equipamentos do Acessante

O acessante é totalmente responsável pela proteção dos equipamentos e dispositivos do sistema, de tal maneira que faltas, falhas, surtos atmosféricos, correntes de sequência negativa, distúrbios de tensão, variações de frequência ou outras perturbações na rede da Distribuidora, não causem danos ao sistema de minigeração, quando conectado à rede.

Durante o suprimento das cargas do acessante pelo sistema SAE, de modo ilhado nas instalações internas da unidade consumidora, a Distribuidora não se responsabilizará por eventuais danos às cargas provocados por má qualidade da energia elétrica fornecida pelo sistema de armazenamento, caso as proteções não atuem devidamente. O acessante é totalmente responsável pela proteção dos equipamentos a serem supridos pelo SAE.

Para conexões em média tensão (MT), o PCS deve ter uma interface de controle externo completamente integrada com a operação, controle e gestão do sistema de energia (do inglês *Energy Management System - EMS*). Essa integração deve incluir um sistema de supervisão de parâmetros de interesse, alarmes de operação inadequada assim como controle remoto do sistema. São destacados os seguintes pontos:

- A operação remota do PCS consiste em, pelo menos, a possibilidade de conectar e desconectar o SAE, assim como ligamento e desligamento;
- O tempo de resposta de conexão e desconexão do PCS deve ser evidenciado;

- A região de operação do PCS deve ser evidenciada com base nas potências ativas e reativas nominais do equipamento.

9.2 Sistema de Aterramento

Uma análise do sistema de aterramento existente na edificação do acessante deverá ser realizado considerando a presença do SAE. Os projetos considerando diagramas e memorial de cálculos deverão ser atualizados.

Os requisitos mínimos de segurança (potencial de toque e passo, potencial transferido) devem ser atendidos de acordo com a ABNT NBR 5410 e/ou ABNT NBR 15751, de modo que a instalação não apresente riscos ao próprio acessante, assim como às equipes de operação e manutenção da Distribuidora.

O SAE deverá contar com Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPSs) para proteção de equipamentos sensíveis, de acordo com a ABNT NBR 5419 (Zonas de Blindagem).

9.3 Norma de Segurança para operação dos SAEs

A instalação da bateria deve respeitar os requerimentos estabelecidos na norma específica para a tecnologia da bateria. Para as tecnologias de baterias que não são compreendidas por normas nacionais ou internacionais, os procedimentos de instalação e as condições de operação da bateria deve estar de acordo com as recomendações do fabricante. Ainda, o projeto, instalação e comissionamento devem seguir as normas listadas abaixo - Documentação Técnica e de Segurança (Referências).

Documentação Técnica e de Segurança (Referências) Normas para o banco de baterias:

- ABNT NBR NM 280: Condutores de cabos isolados;
- ABNT NBR NM 287: Cabos isolados elastoméricos termofixos, para tensões nominais até 450/750 V;
- ABNT NBR 6245: Fios e cabos elétricos - Determinação do índice de oxigênio;

- ABNT NBR 15479: Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento;
- ABNT NBR IEC 60332-3: Métodos de ensaios para cabos elétricos sob condições de fogo;
- IEC 62620 - *Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications.*

9.4 Requisitos de Proteção, Seccionamentos e Manobra do SAE

9.4.1 Sistema em Média Tensão (MT)

Dada a modalidade de SCEE integrada ao SAE, deve ser previsto o dimensionamento de equipamentos de disjuntores, religadores, fusíveis, entre outros, a fim de atender aos requisitos de suporte, sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade operacional. Assim, a integridade física do SAE deverá ser preservada contra perturbações na energia elétrica, em condições de regime ou transitórias, no ponto de acoplamento entre rede de distribuição e o SAE, provocadas por defeitos internos às instalações do cliente ou na rede de distribuição. A seguir são apresentadas as especificações mínimas dos equipamentos de proteção.

9.4.1.1 Requisitos Gerais

O padrão de entrada da unidade consumidora (UC), cabine primária em MT, poderá ter que ser modificado às custas do acessante, para que o SAE seja conectado por meio de dispositivo de seccionamento e de um elemento de interrupção automático da corrente gerada pela unidade consumidora, e para que pessoal técnico autorizado da Distribuidora possa ter acesso a eles, visando a implantação das funcionalidades previstas. O dispositivo de seccionamento deverá ser visível e acessível a qualquer tempo; e o elemento de interrupção automática, deverá ser um disjuntor, ou religador, que atue na média tensão, e acionados por proteção e comando secundário (relés ou controles eletrônicos que os supervisionam e comandam).



A Distribuidora poderá, conforme as características e ponto de conexão da minigeração distribuída, e após as avaliações que fizer em termos dos eventuais impactos do acesso pretendido, propor proteções adicionais (ou mesmo funções de supervisão e controle) quando justificadas tecnicamente. No caso de acesso à rede primária de distribuição (MT), isso poderá ser mandatório.

9.4.1.2 Chave Seccionadoras

A chave seccionadora deve ser de três polos, com mecanismo de operação manual e automatizado, fornecido com intertravamento mecânico (bloqueio tipo Kirk), com indicador mecânico de posição "OPEN" ou "CLOSED" ("ABERTO" ou "FECHADO"), no caso de contatos invisíveis. O movimento mecânico vertical descendente da alavanca, ou da manivela de operação, deve corresponder ao equipamento desconectado.

9.4.1.3 Disjuntor Geral de Média Tensão

Para atendimento à condição em que o SAE estará conectado à rede, desempenhando a função de um SCEE, um disjuntor de interconexão deve ser fornecido separando o SAE do sistema de distribuição. Este disjuntor desligará o SAE sobre condições críticas (curto-circuito, queda de tensão acentuada, variação acentuada da frequência, falta de uma ou mais fases etc.) e deve ser operado por um relé secundário de proteção digital multifuncional exclusiva. O projeto deve atender às normas internas desta distribuidora e às normas nacionais NR10 e NR 5410.

O disjuntor deve ser do tipo tripolar, com isolamento próprio para instalação abrigada - o uso de óleo isolante mineral tem sido proibido como método de extinção ou isolamento. O mecanismo de ativação do disjuntor devem ser as molas e o acúmulo e a liberação automática de energia devem ser realizados eletricamente, a velocidade do mecanismo de abertura e fechamento independente do operador, a bobina de abertura, a indicação de posição aberta e o botão de desligamento "fechado", mecanismo de bloqueio mecânico (bloqueio tipo Kirk), para evitar a liberação manual da mola quando o equipamento estiver na posição fechada. As



posições "abertas" e "fechadas" devem ser indicadas por letras brancas com as cores de fundo de acordo com a posição dos contatos, com a seguinte convenção:

I - Vermelho: contatos fechados;

O - Verde: contatos abertos.

9.4.1.4 Relé Digital

No mínimo, as seguintes funções de proteção (de acordo com o ANSI - American National Standards Institute) devem ser cobertas pelo relé digital:

- 50/51 - Sobrecorrente de fase, que deve atuar por defeitos internos no SAE;
- 50N/51N/51GS - Sobrecorrente de neutro, que deve atuar por defeitos internos no SAE;
- 27 - Subtensão;
- 67 - Sobrecorrente direcional, que deve atuar por defeitos na rede da Distribuidora;
- 59 - Sobretensão;
- 59N - Sobretensão de neutro, que deve operar por defeitos na rede da Distribuidora;
- 32 - Potência ativa direcional, deve atuar na direção SAE à rede da da Distribuidora;
- 81 - Subfrequência e sobrefrequência;
- 25 - Verificação de sincronização para supervisão do fechamento do paralelismo.

As funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N e 27 devem operar no interruptor de entrada. As funções de proteção ANSI 67, 59, 59N, 32, 81 e 25 podem operar em



qualquer outro switch no SAE que interrompa (e estabeleça) paralelismo com a rede da distribuidora.

Eles também podem ser uma retaguarda que atua no interruptor de entrada. A sensibilização das funções de proteção ANSI deve ser através dos sinais dos Transformadores de Corrente (TCs) e dos Transformadores de Potencial (TPs) instalados próximos ao interruptor de entrada, no lado do sistema de distribuição.

9.4.1.5 Proteção Anti-illhamento

Na ocorrência de uma falta de energia na rede da distribuidora, não deve ocorrer ilhamento que resulte na alimentação acidental ou não intencional do barramento elétrico da Distribuidora. Assim, é imprescindível que o acessante siga rigorosamente todos os procedimentos e determinações constantes no Relacionamento Operacional, ou Acordo Operativo.

A operação ilhada do SAE é usado para manter a frequência e a tensão AC dentro da instalação do acessante quando houver a desconexão com a rede da Distribuidora. Conforme disposto nesta norma não será permitido, sob hipótese alguma a operação em ilha da rede de distribuição a Distribuidora de modo não intencional, à qual está conectado o SAE do acessante. Ou seja, quando houver desligamento da rede da Distribuidora, por qualquer que seja o motivo, o elemento de interrupção na conexão da central geradora (usualmente o disjuntor ou religador, quando em MT) deverá automaticamente abrir a ligação entre os sistemas em no máximo 2 segundos

9.4.1.6 Sistema de proteção do SAE

Para a realização do SCEE, os equipamentos de proteção da minigeração associadas ao SAE devem ser adequados para operar em paralelismo permanente. Além disso, um sinal de "Trip" deve estar disponível para que, em caso de operação do disjuntor do alimentador Distribuidora, o disjuntor do SAE também seja operado.

Deste modo, o SAE deve possuir uma chave de intertravamento eletromecânico, o qual deve garantir a não exportação de energia para rede elétrica da Distribuidora, quando da ocorrência da interrupção de energia da rede de distribuição. Não serão



aceitos a utilização de controles direcionais, que não seja a utilização da chave de intertravamento eletromecânico.

O sistema de intertravamento deve ser acionado a partir da falta de tensão do lado fonte da rede de distribuição, sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal (0,7 p.u. Un).

Para as redes de média tensão, em que se possua funções de proteção na cabine, indica-se a utilização das funções já previstas nesta norma, de modo a garantirmos uma redundância ao sistema de intertravamento, evitando riscos à pessoas e equipamentos. Estudos de coordenação e seletividade do sistema de proteção do SAE devem ser realizados a fim de garantir o correto funcionamento dos sistemas de proteção, sem qualquer prejuízo à proteção da subestação e de seus respectivos alimentadores, transformadores e ramais da rede de distribuição.

9.5 Requisitos de Operação

Não será permitido a operação em paralelo do SAE com a rede de distribuição, devendo ser atendido os requisitos dispostos ao longo deste documento.

Ressalta-se que, a distribuidora poderá suspender o paralelismo com o sistema de minigeração nos seguintes casos:

- Durante os desligamentos programados;
- Durante emergências no Sistema Elétrico;
- Quando uma inspeção nas instalações da geradora revelar a existência de condições perigosas, falhas de manutenção e condições operativas e/ou de proteção deficientes;
- Quando a geradora prejudicar as condições operativas da Distribuidora ou não atender os requisitos de qualidade da energia, quando conectado à rede de distribuição.



Importante: os inversores utilizados para os sistemas de armazenamento de energia (SAE) devem possuir certificados que atestem o atendimento aos requisitos apontados neste documento, como exemplo, a função de anti-ilhamento. Para caso de inversores que não possuam certificação nacional do atendimento, estes deverão apresentar uma carta do fornecedor em língua portuguesa que atestem o atendimento aos requisitos apontados neste documento.

10 REQUISITOS DE QUALIDADE

A qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída às cargas locais e à rede elétrica da Energisa é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. 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 Energisa.

Todos os parâmetros de qualidade de energia (tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência) serão acompanhados pela Energisa na interface da rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.

10.1 Tensão em regime permanente

Caso a tensão em regime permanente entre em uma situação transitória de variação tensão que tire a rede da faixa de operação de $0,8 \text{ p.u} < V \leq 1,10 \text{ p.u}$, o sistema de geração distribuída deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede), conforme especificado na tabela 4.

10.2 Faixa operacional de frequência

O sistema de Geração Distribuída deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência definidos no Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, do PRODIST.



O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quando houver distúrbios na rede de distribuição, a microgeração deverá garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, de modo a permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Se houver necessidade de realizar corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

10.3 Proteção de injeção de componente C.C. na rede elétrica

O sistema de geração distribuída deve parar de fornecer energia à rede em 1 segundo se a injeção de componente C.C. Na rede elétrica for superior a 0,5% da corrente nominal do sistema de geração distribuída.

O sistema de geração distribuída com transformador com separação galvânica em 6 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a esse requisito.

10.4 Harmônicos e distorção da forma de onda

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Limite de distorção harmônica de corrente

Harmônicas Pares	Limite de distorção	Harmônicas Ímpares	Limite de distorção
2º a 8º	< 1,0%	3º a 9º	< 4,0%
10º a 32º	< 0,5%	11º a 15º	< 2,0%
		17º a 21º	< 1,5%
		23º a 33º	< 0,6%

10.5 Fator de potência

O sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar dentro das seguintes faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador:

- Sistemas de geração distribuída com potência nominal menor ou igual a 3,0 kW: F_p igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 3,0 kW e menor ou igual a 6,0 kW: F_p ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6,0 kW: F_p ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

Após uma mudança na potência ativa, o sistema de geração distribuída deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída, automaticamente, para corresponder ao F_p predefinido.

Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos.

11 REQUISITOS DE SEGURANÇA

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

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.

Para os sistemas de geração distribuída, é necessária a instalação de dispositivo de proteção contra surto (DPS) devidamente projetado e de acordo com as indicações estabelecidas na ABNT NBR 5419 e ABNT NBR 16690.

11.1 Perda de tensão da rede

Para prevenir o ilhamento, um sistema de geração distribuída conectado à rede deve interromper o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores distribuídos ou não, em um tempo limite especificado.

Não será permitido, em hipótese alguma, ao consumidor, energizar a rede da Energisa (baixa ou média tensão) que estiverem fora de operação, cabendo ao consumidor total responsabilidade (civil e criminal) caso esse fato venha a acontecer, não cabendo, portanto, à Energisa, nenhuma responsabilidade por eventuais danos materiais e humanos.

11.2 Variações de tensão e frequência

Condições anormais de operação podem surgir na rede elétrica e requerem uma resposta do sistema de geração distribuída conectado a essa rede. Esta resposta é 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 sistema de geração distribuída.

As condições anormais compreendem as variações de tensão e frequência acima ou abaixo dos limites definidos nos itens 9.1 e 9.2 e a desconexão completa da rede, representando um potencial para a formação de um ilhamento de uma geração distribuída.

11.3 Proteção anti-ilhamento

Na ocorrência de uma eventual falta na rede da Energisa durante a operação de paralelismo, o sistema de geração deve desligar-se através do inversor e isolar a geração da rede, no máximo, em 2 segundos.

O inversor deve garantir o sincronismo da geração com a rede e evitar conexões indevidas. Em nenhuma hipótese será permitido o ilhamento de geradores conectados ao sistema elétrico da Energisa.

NOTA:

1. Os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos, devem atender ao estabelecido na ABNT NBR IEC 62116.

11.4 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 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

11.5 Aterramento

O sistema de geração distribuída deverá estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora.

As instalações de centrais geradoras deverão estar providas de sistemas de aterramento que garantam que, em quaisquer circunstâncias, não sejam geradas tensões de contato superiores aos limites estabelecidos conforme ABNT NBR 5410.

Não devem ser utilizadas canalizações metálicas de água, líquidos ou gases inflamáveis como eletrodos de aterramento.

O estudo relativo ao sistema de aterramento da geração distribuída deverá ser de responsabilidade do responsável técnico pelo projeto.

11.6 Proteção contra curto-círcito

O sistema de geração distribuída deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes, a fim de limitar e interromper o fornecimento de energia, bem como proporcionar proteção à rede da Energisa contra eventuais defeitos a partir do sistema de geração distribuída.

A proteção padrão no ponto de entrega ao consumidor, através de disjuntor termomagnético ou apropriado para a geração distribuída, que deve suportar os valores de geração como retorno ao sistema da Energisa, assim como estar coordenado para os níveis de curto-círcito interno do consumidor, protegendo adequadamente o sistema de BT dos demais consumidores.

A localização deste disjuntor termomagnético é estabelecido pela norma NDU-001, a 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.

11.7 Seccionamento

Um método de isolação e seccionamento do equipamento de interface com a rede deve ser disponibilizado conforme item 8.7.

11.8 Religamento automático da rede

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

11.9 Proteção Contra Arco Elétrico (AFCI)

Os sistemas de Geração Distribuída fotovoltaica devem dispor de mecanismos de proteção contra arco elétrico (AFCI), com o objetivo de prevenir riscos de incêndio e assegurar a integridade das instalações elétricas e das pessoas.

Os inversores *on-grid* com tensão de circuito aberto superior a 120 Vcc e corrente de curto-círcuito acima de 20 A devem possuir sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos, conforme exigido pela Portaria Inmetro nº 515/2023.



Nos sistemas de menor tensão CC, como os que utilizam microinversores ou circuitos até 120 Vcc, a funcionalidade AFCI poderá ser dispensada, desde que o equipamento seja certificado e garanta a extinção automática do arco em todas as condições de operação.

11.10 Sinalização de segurança

A sinalização de segurança deve ser instalada junto ao padrão de entrada de energia, próximo à caixa de medição/proteção. Deverá ser instalada uma placa de advertência com os seguintes dizeres: “CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA”, sendo identificado com tinta anticorrosiva, não sendo aceita a utilização de adesivos.

A placa de advertência deverá ser confeccionada em policloreto de vinila (PVC) ou acrílico com espessura mínima de 1,0 mm e conforme modelo apresentado na Figura 5.



Figura 5 - Placa de Advertência - Geração Própria

12 HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das alterações realizadas	Responsável Técnico
29/12/2017	3.1	<ul style="list-style-type: none"> Revisão Geral da Norma Técnica 	
27/12/2021	4.0	<ul style="list-style-type: none"> Remoção dos requisitos referente a autoprodutor e produtor independente, presentes nos itens 7.7, 8.8.2, 8.8.3, 8.8.4, e Tabela 15; Inclusão das Tabelas 12, 13, 14; Atualização do item 6 - Legislação e Regulação, atual item 4 - Referências Normativas; Atualização dos Desenhos 09 e 10. 	Acassio Maximiano Mendonca
12/05/2022	5.0	<ul style="list-style-type: none"> Adequação a REN 956/2021, REN 1.000/2021 e Lei 14.300; Revisão do Item 7 - Atendimento ao Cliente; Revisão textual. 	Eduarly Freitas do Nascimento
01/06/2023	6.0	<ul style="list-style-type: none"> Adequação a REN 1.059/2023 Atualização do item 4 - Referências; Atualização do item 5 - Definições; Atualização do item 6 - Condições Gerais; Atualização do item 7 - Atendimento ao Cliente; Inclusão dos desenhos NDU 015.02, NDU 015.12, NDU 015.13 e NDU 015.14; Atualização dos Anexos; Revisão textual. 	Vanessa da Costa Marques
28/03/2024	6.1	<ul style="list-style-type: none"> Atualização das Tabelas 3, 4 e 5; Atualização dos itens 8.11, 9.1 e 9.2; Atendimento ao Ofício Circular Conjunto N° 1/2024-STD-SFT/ANEEL. 	Vanessa da Costa Marques
20/12/2024	7.0	<ul style="list-style-type: none"> Atualização do item 7.2; Revisão das Funções Mínimas de proteções no ponto de conexão; Inclusão do item 8.12 - Sistema de Geração Própria sem injeção de Potência na Rede de Distribuição (GridZero). 	Vanessa da Costa Marques
11/11/2025	8.0	<ul style="list-style-type: none"> Atualização do item 5; Inclusão do item 9 - Sistema de Armazenamento; Atualização do item 11; Inclusão dos desenhos NDU 015.16 ao NDU 015.21; 	Diego de Araújo Moreira

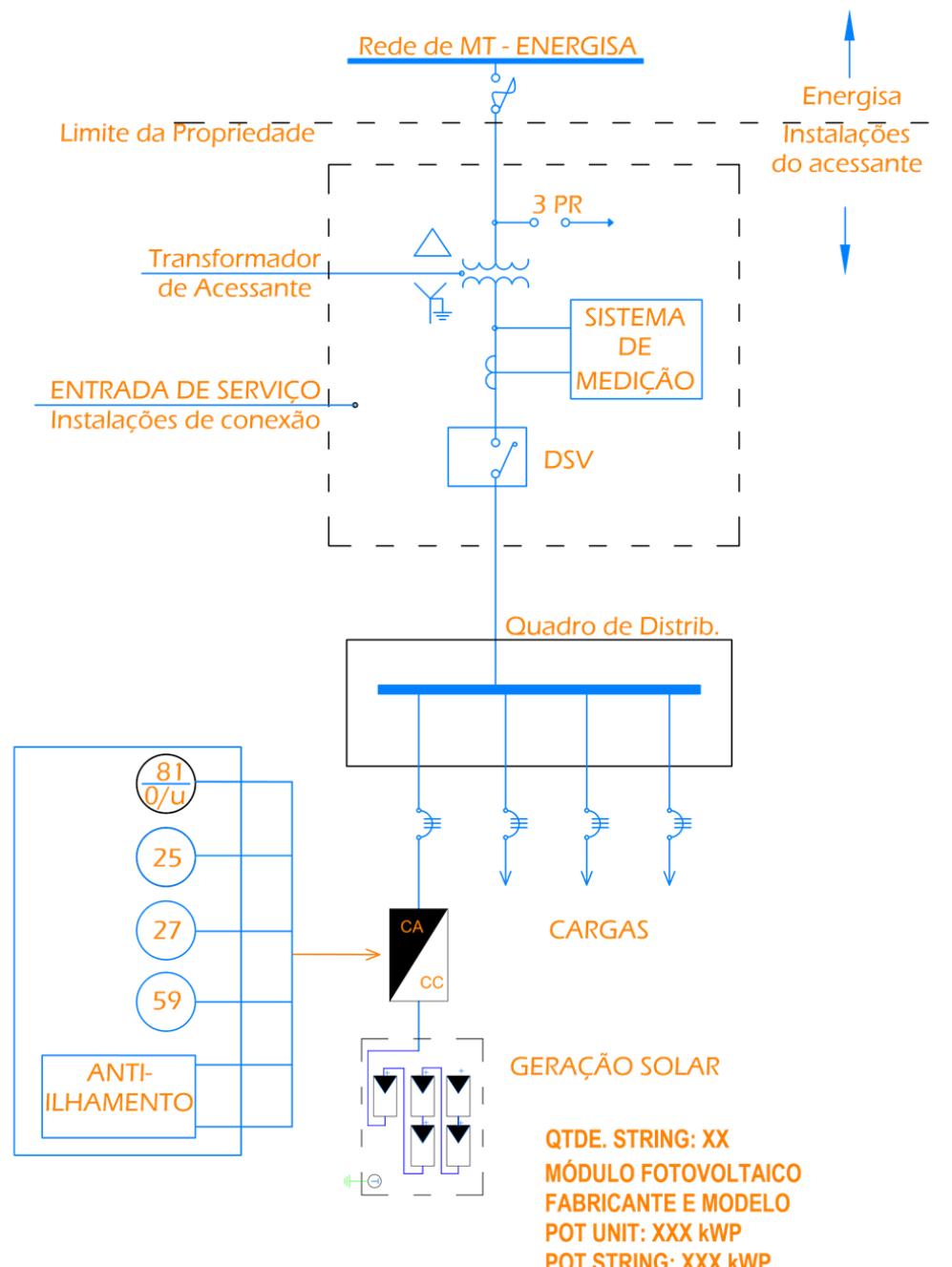
Data	Versão	Descrição das alterações realizadas	Responsável Técnico
		<ul style="list-style-type: none"> • Atualização dos Anexos; • Atualização Formulário de Unidades; • Consumidoras Participantes do Sistema de Compensação; • Termo de Adesão à fatura por e-mail e notificação eletrônica. 	

13 DESENHOS

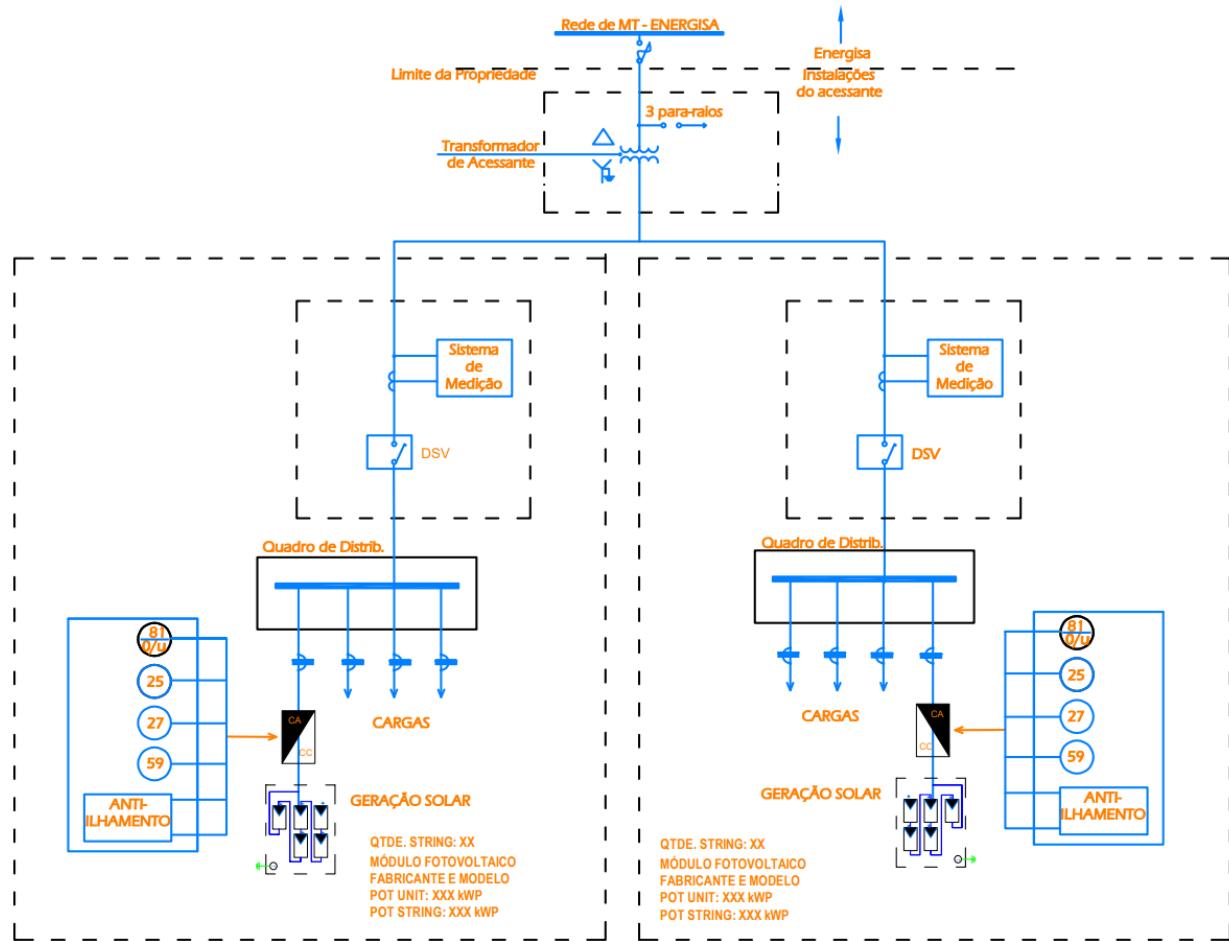
- NDU 015.01 - Diagrama Unifilar para Sistema Fotovoltaico com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW;
- NDU 015.02 - Diagrama Unifilar para Sistema Fotovoltaico (GERAÇÃO DE 76 kW A 300 kW) COM SE COMPARTILHADA;
- NDU 015.03 - Diagrama Unifilar para Sistema Eólico com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW;
- NDU 015.04 - Diagrama Unifilar para Sistema Hidráulico/Térmico com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW;
- NDU 015.05 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas;
- NDU 015.06 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador;
- NDU 015.07 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração de 301 kW a 500 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas;
- NDU 015.08 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração de 301 kW a 500 kW - Proteção sobre o disjuntor (Lado Delta) desconectando apenas gerador;
- NDU 015.09 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração de 301 kW a 500 kW - Proteção atuando o disjuntor (Lado Y) desconectando apenas gerador;

- NDU 015.10 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração de 501 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas;
- NDU 015.11 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração de 501 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando apenas gerador;
- NDU 015.12 - Diagrama Unifilar para Minigeração acima de 300 kW com SE compartilhada;
- NDU 015.13 - Diagrama de blocos para minigeração com potência instalada de geração de 76 kW a 300 kW;
- NDU 015.14 - Diagrama de blocos para minigeração com potência instalada de geração superior a 300 kW;
- NDU 015.15 - Planta de Localização;
- NDU 015.16 - Exemplo de Diagrama Unifilar com SAE e sem Geração;
- NDU 015.17 - Exemplo de Diagrama Unifilar com Inversor Único para SAE e Geração - SCEE;
- NDU 015.18 - Exemplo de Diagrama Unifilar com Inversor Único para SAE e Geração - Grid Zero;
- NDU 015.19 - Exemplo de Diagrama Unifilar com dois Inversores para SAE e Geração - SCEE;
- NDU 015.20 - Exemplo de Diagrama Unifilar com dois Inversores para SAE e Geração - Grid Zero;
- NDU 015.21 - Exemplo de Diagrama com dois Inversores para SAE e Geração - Operação Ilhada;

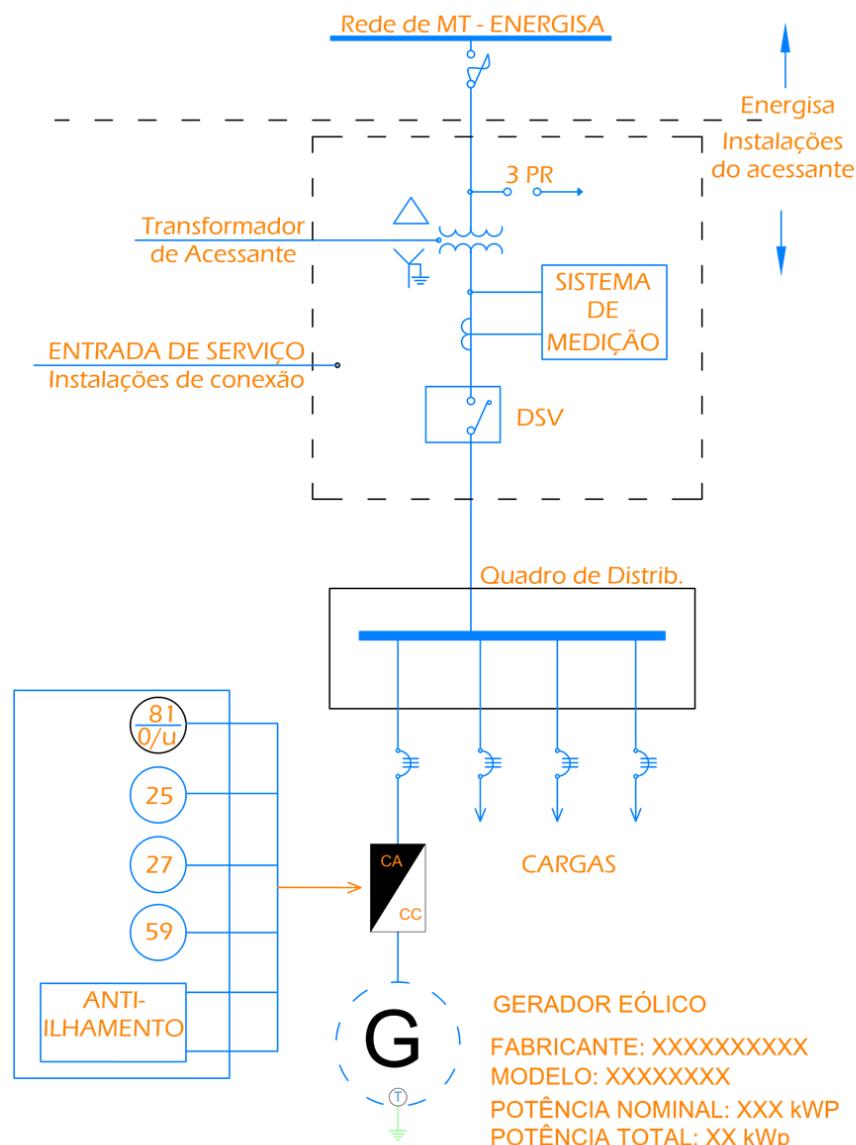
NDU 015.01 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW



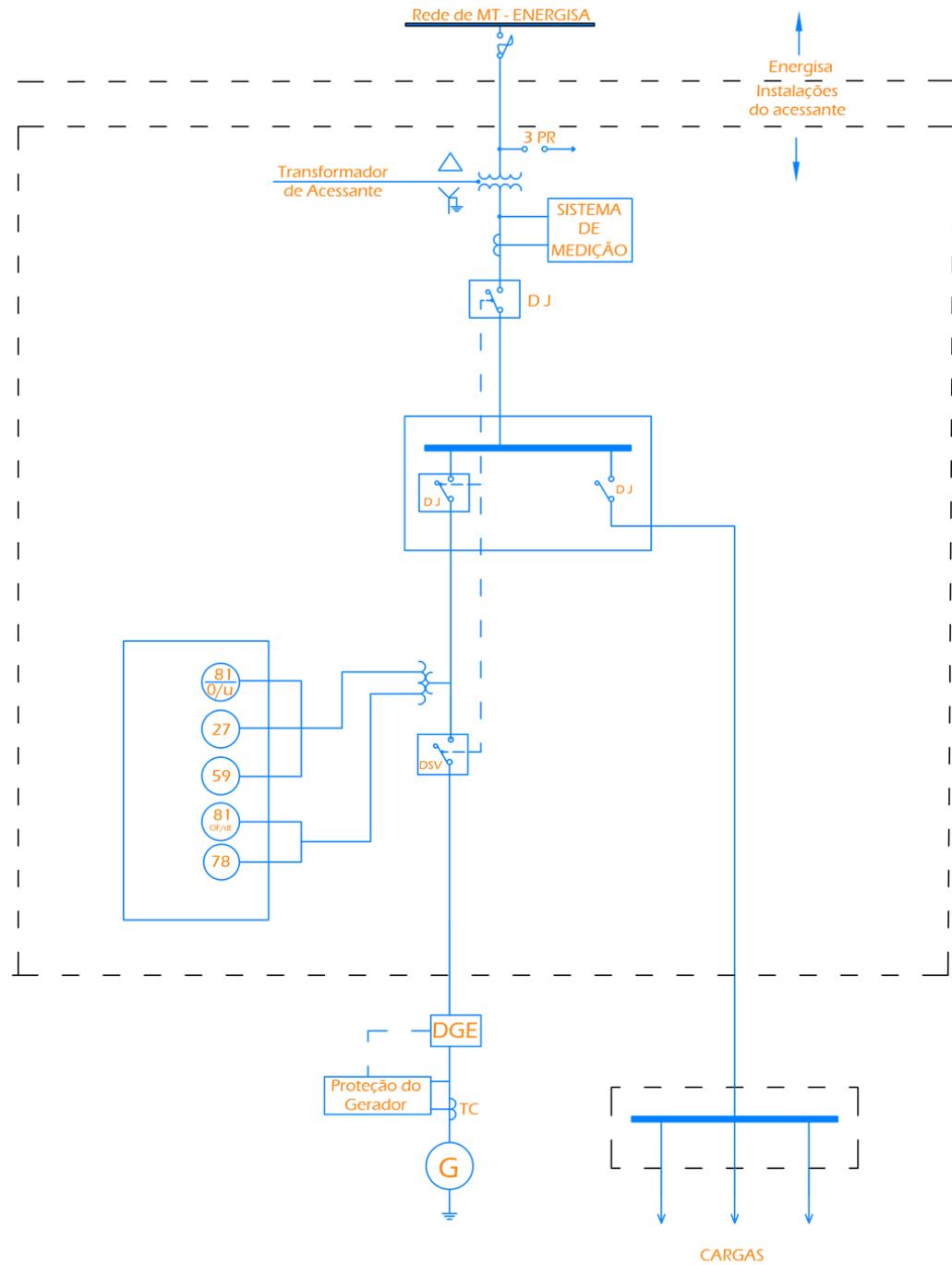
**NDU 015.02 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO
(GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW) COM SE COMPARTILHADA**



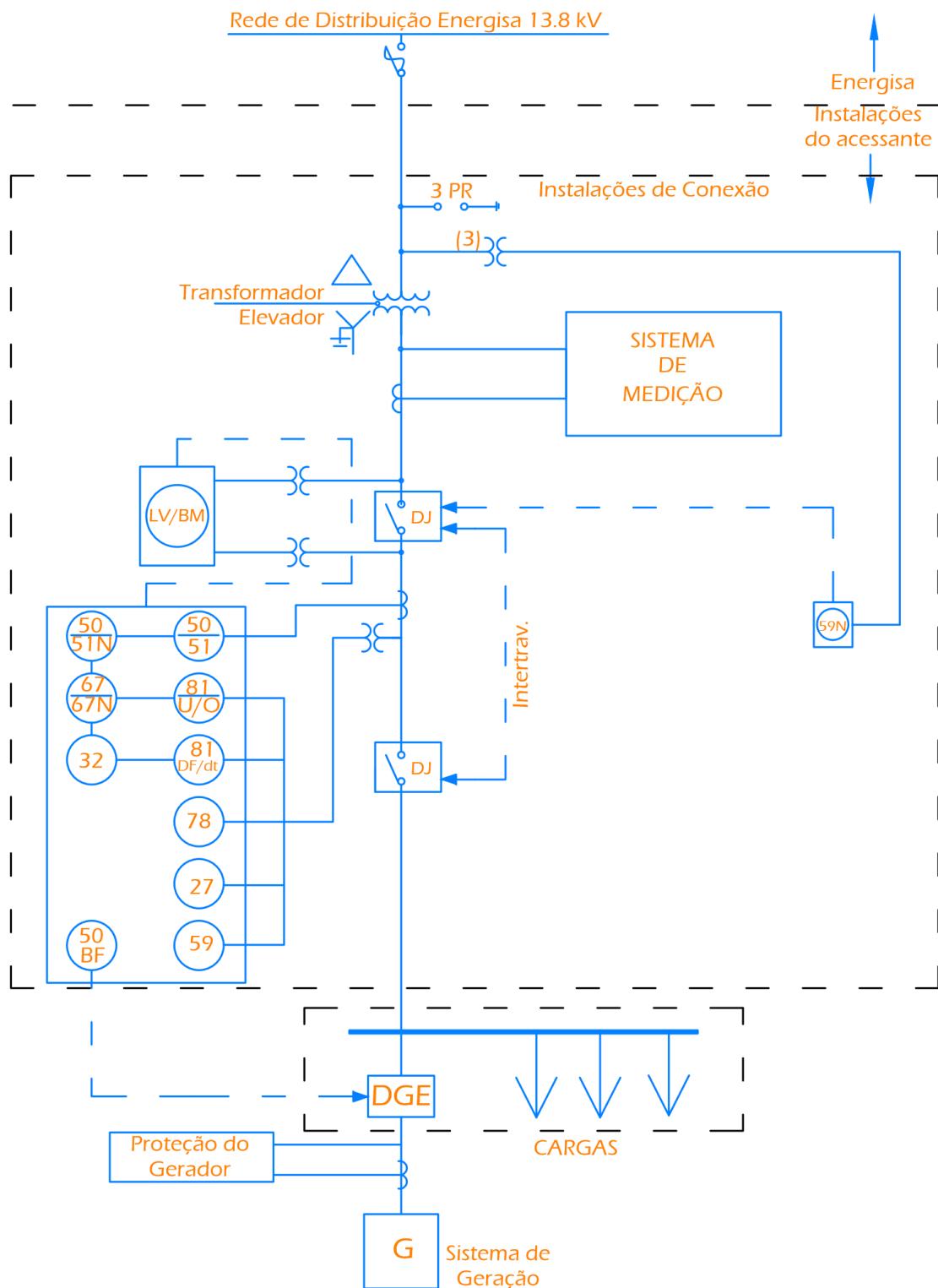
NDU 015.03 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMA EÓLICO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW



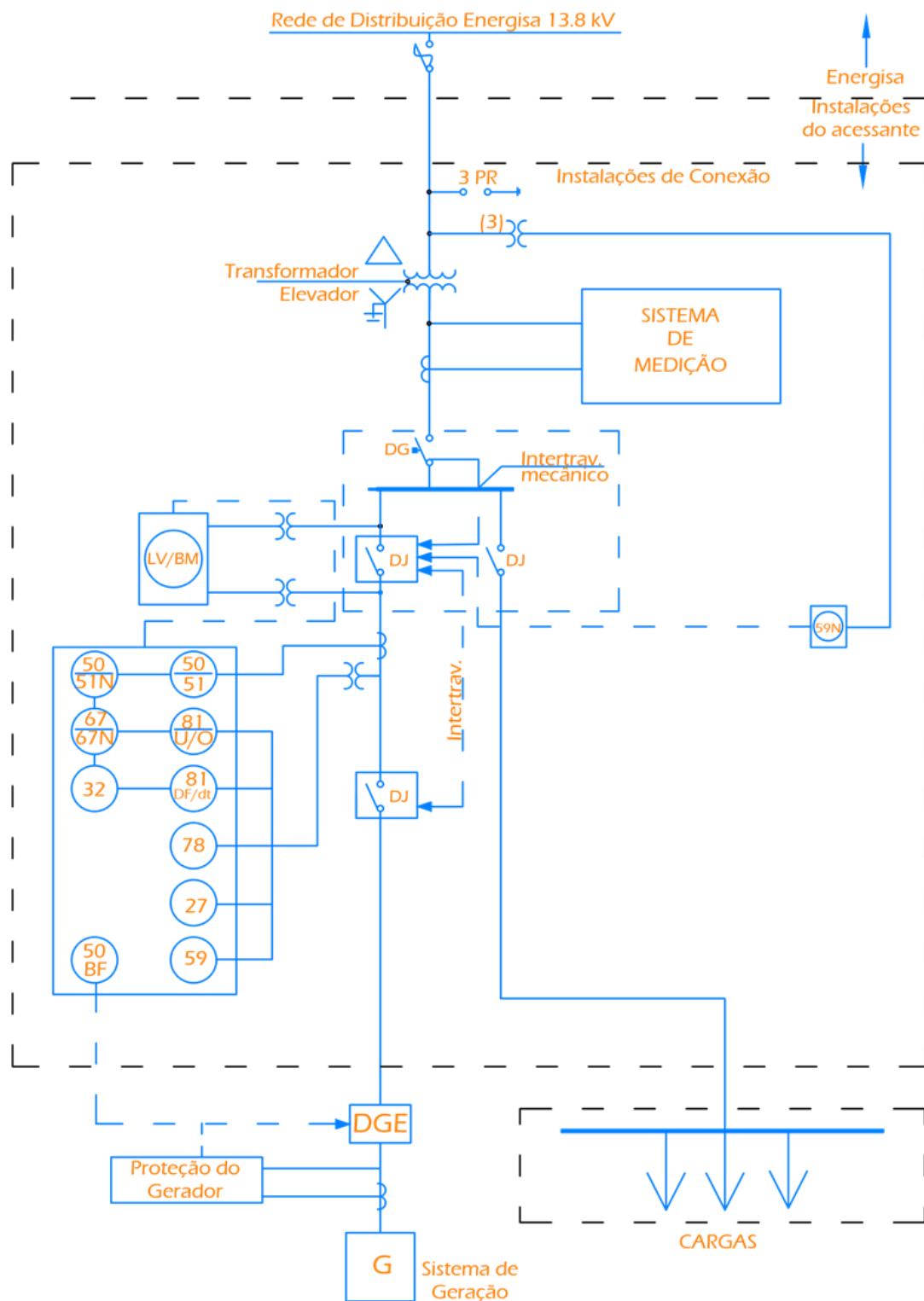
NDU 015.04 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMA HIDRÁULICO/TÉRMICO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW



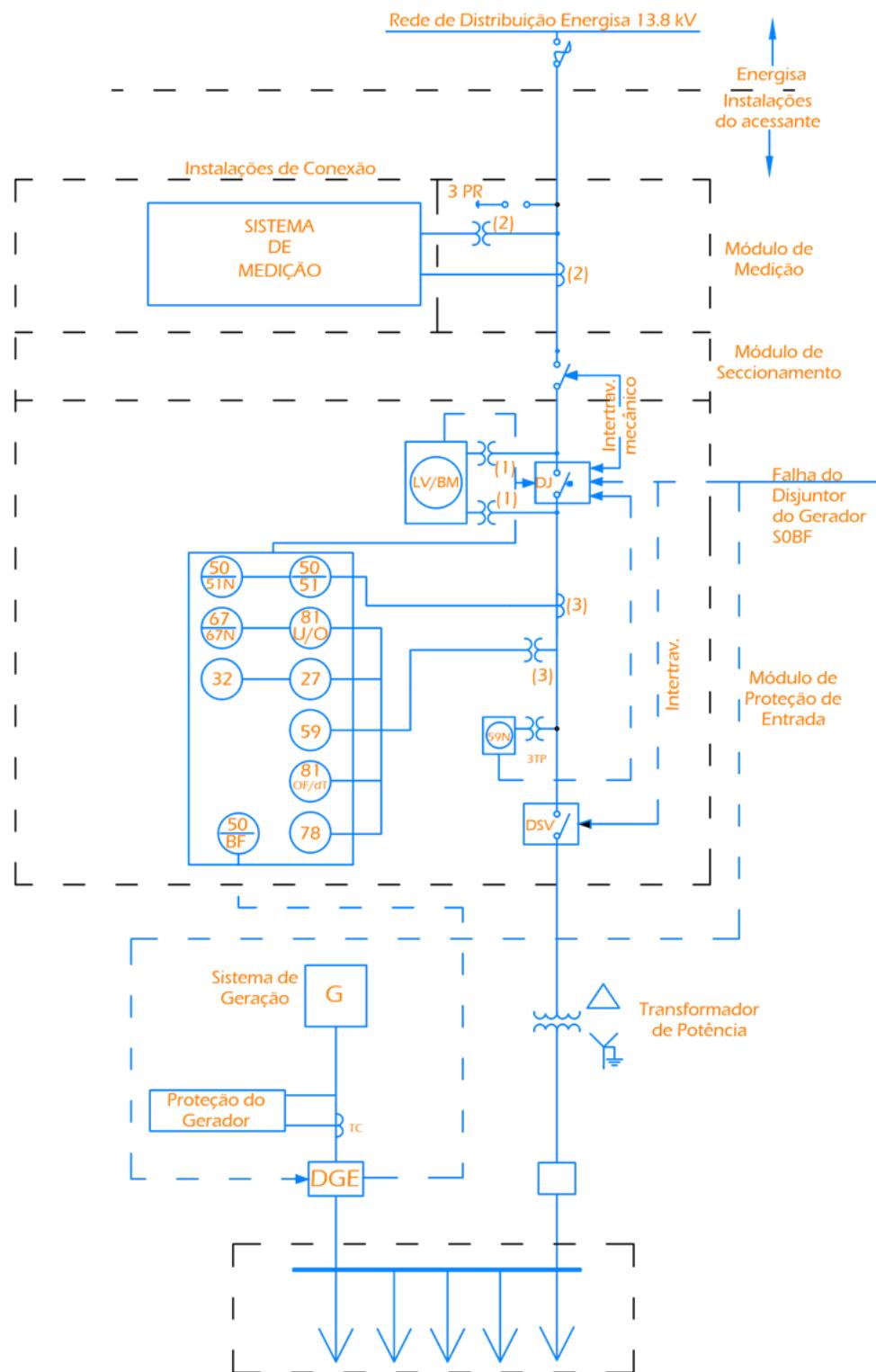
**NDU 015.05 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA
INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW - PROTEÇÃO SOBRE O
DISJUNTOR DESCONECTANDO O GERADOR E AS CARGAS**



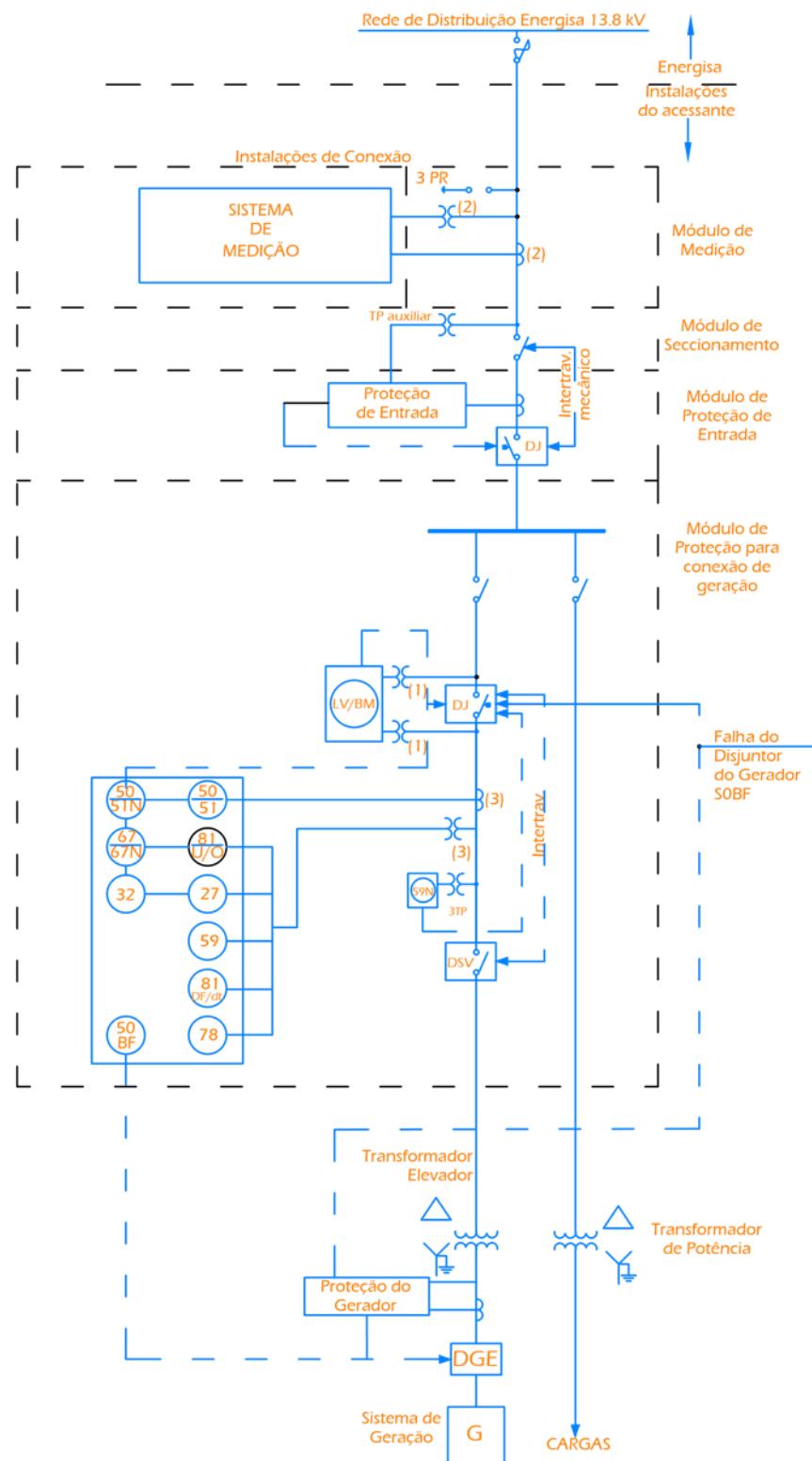
**NDU 015.06 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA
INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW - PROTEÇÃO SOBRE O
DISJUNTOR DESCONECTANDO O GERADOR**



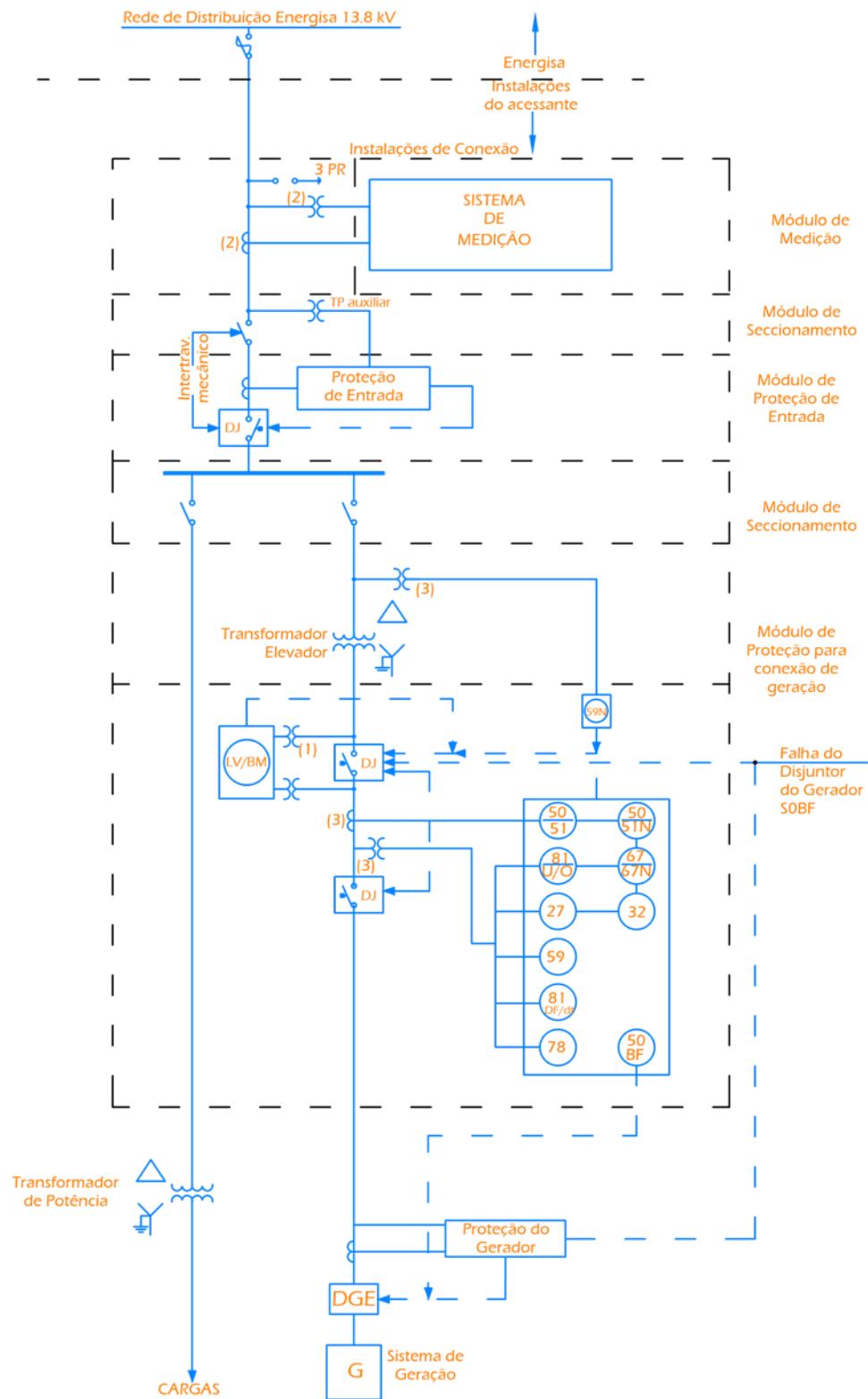
**NDU 015.07 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA
INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 500 KW - PROTEÇÃO SOBRE O
DISJUNTOR DESCONECTANDO O GERADOR E AS CARGAS**



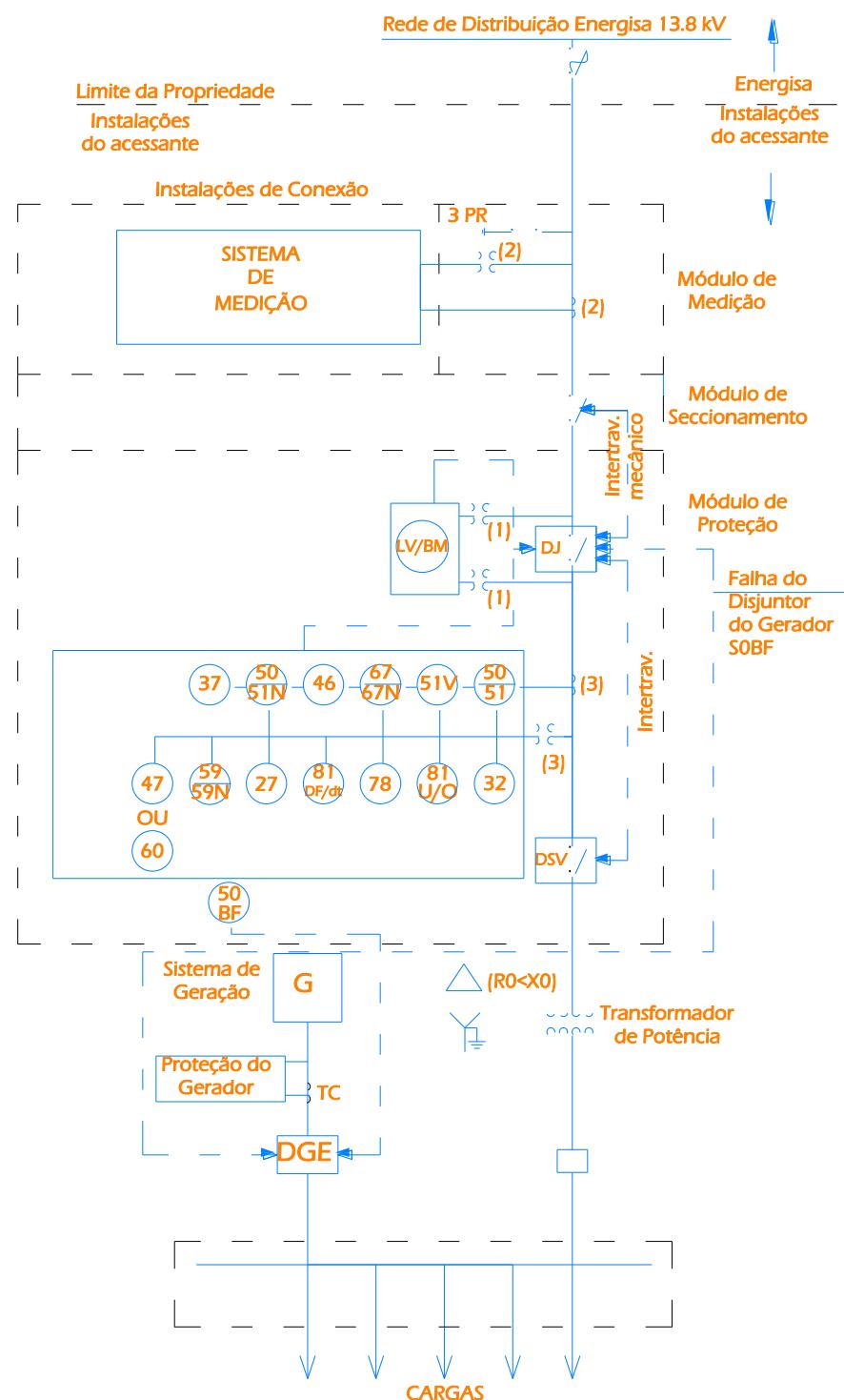
NDU 015.08 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 500 KW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR (LADO DELTA) DESCONECTANDO APENAS O GERADOR



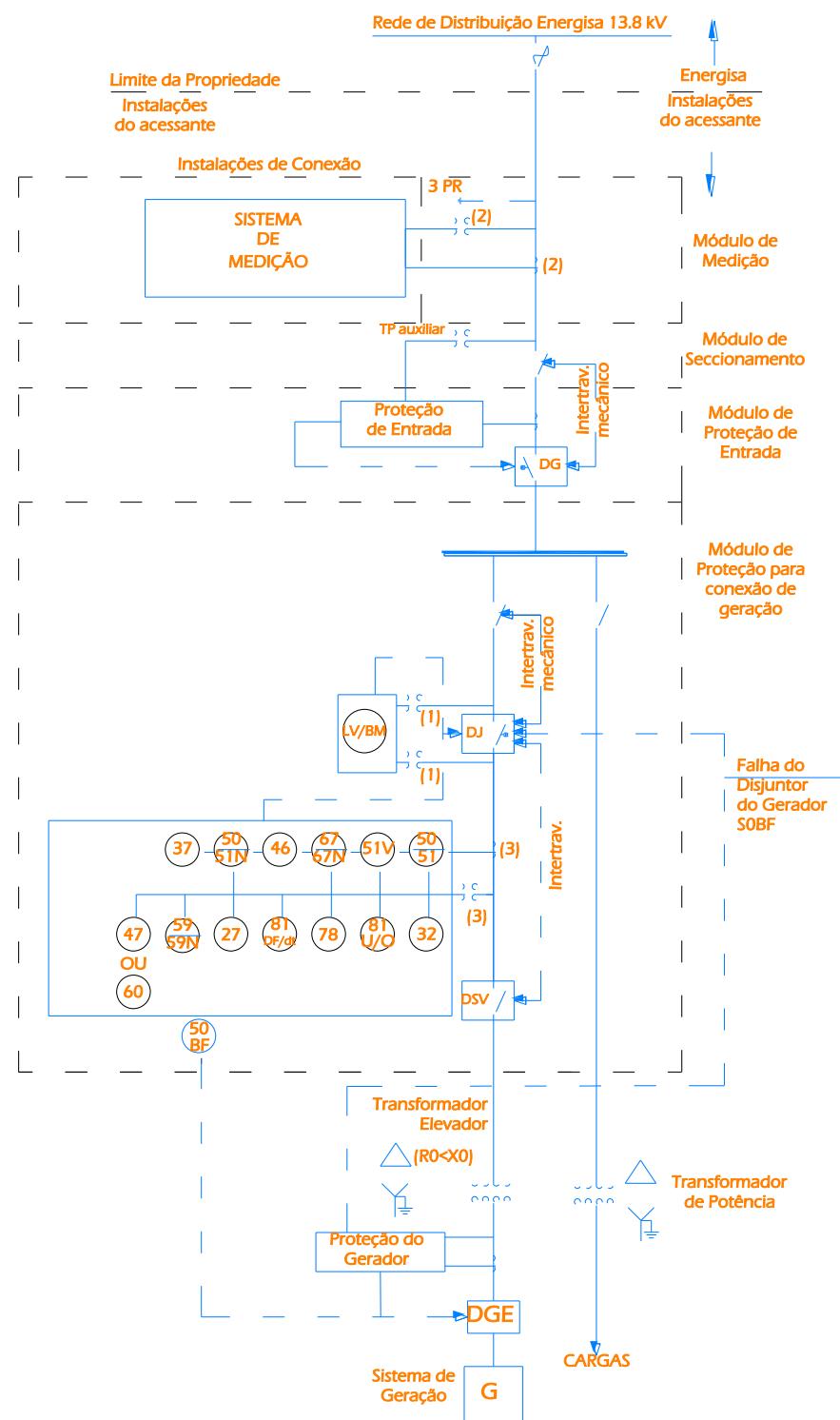
NDU 015.09 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 500 KW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR (LADO Y) DESCONECTANDO APENAS O GERADOR



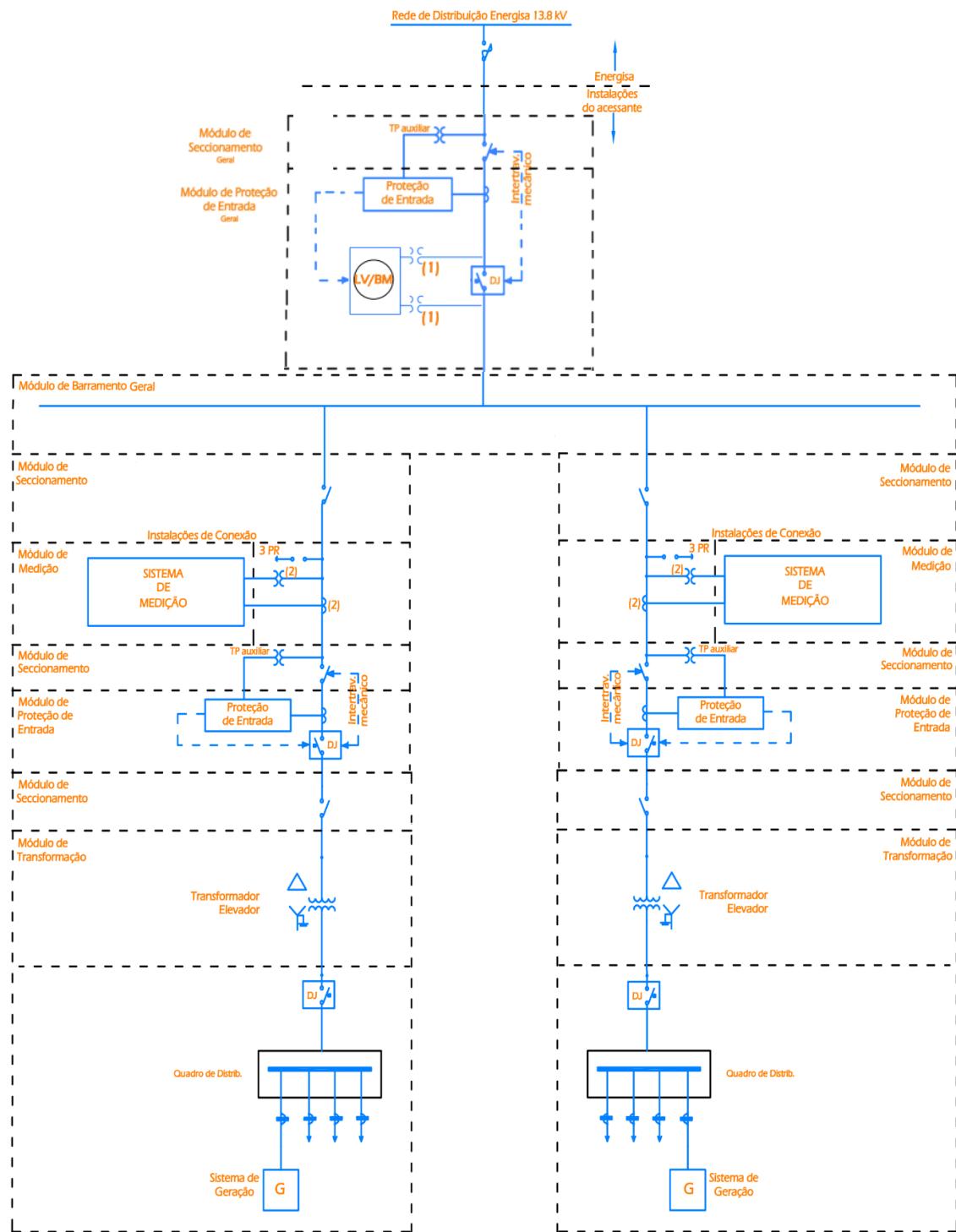
**NDU 015.10 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA
INSTALADA DE GERAÇÃO DE 501 KW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR
DESCONECTANDO O GERADOR E AS CARGAS**



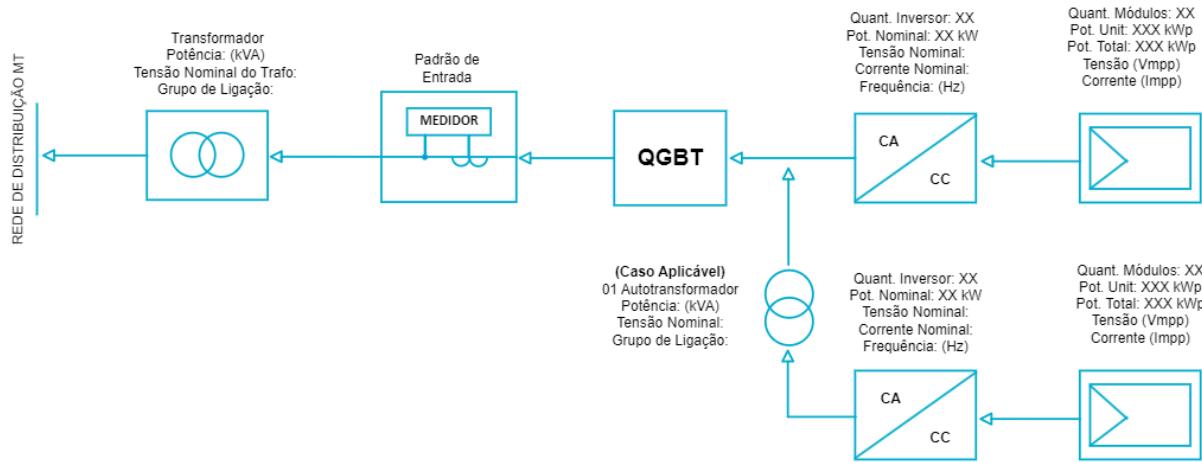
NDU 015.11 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 501 KW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR DESCONECTANDO APENAS GERADOR



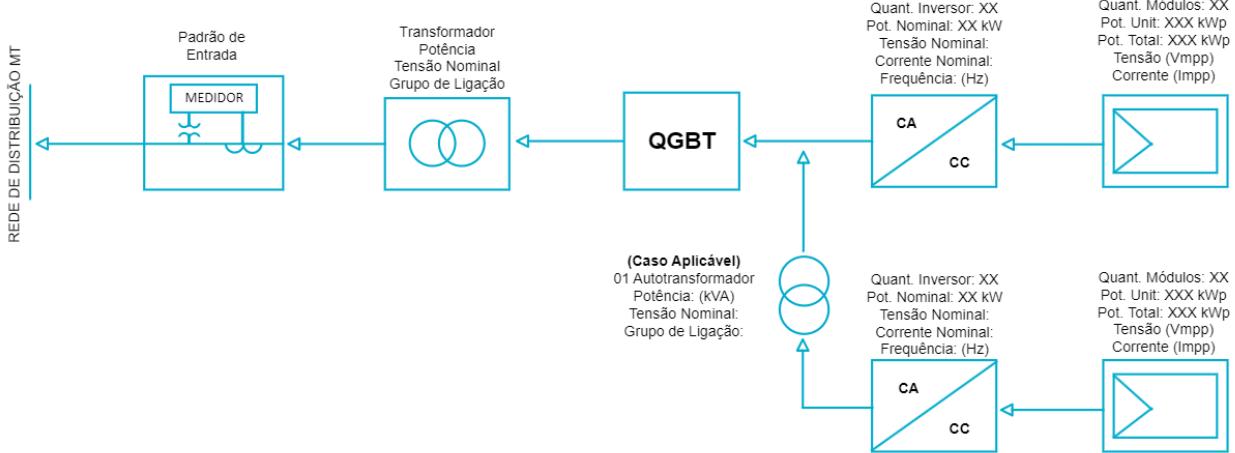
NDU 015.12 - DIAGRAMA UNIFILAR PARA MINIGERAÇÃO ACIMA DE 300 KW COM SE COMPARTILHADA



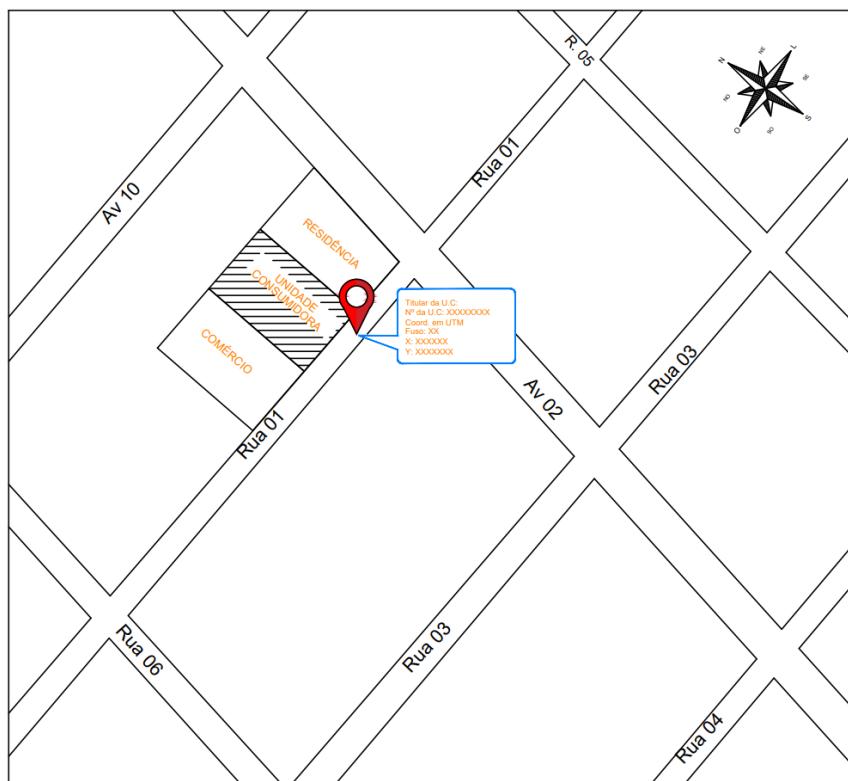
NDU 015.13 - DIAGRAMA DE BLOCOS PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 KW A 300 KW



NDU 015.14 - DIAGRAMA DE BLOCOS PARA MINIGERAÇÃO COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO SUPERIOR A 300 KW



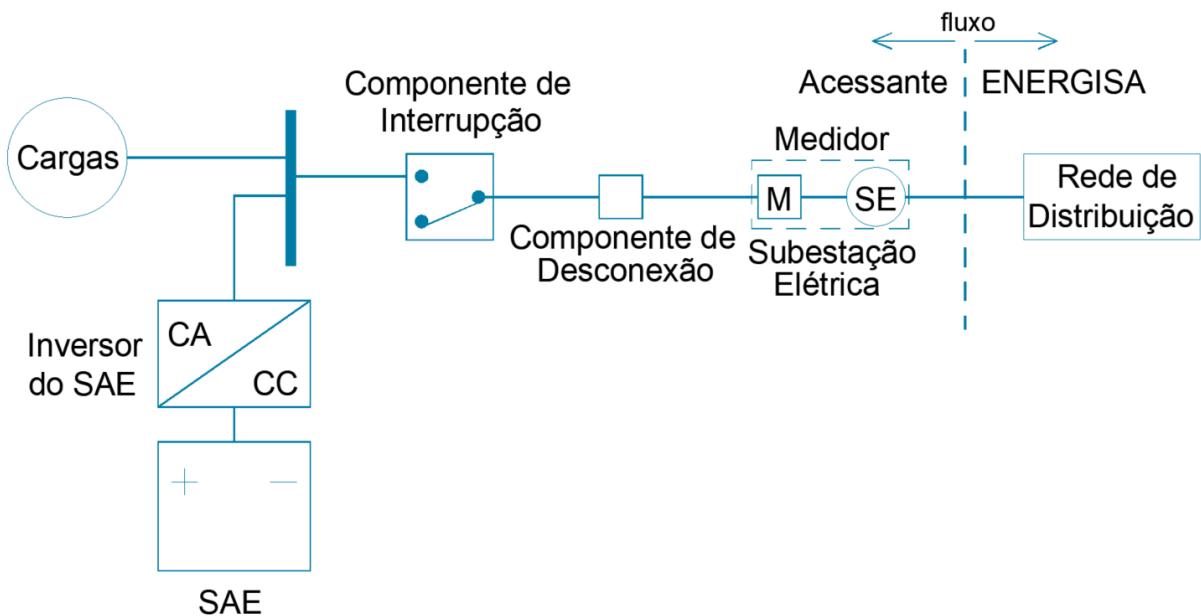
NDU 015.15 - PLANTA DE LOCALIZAÇÃO



NOTA:

4. Caso não haja UC conectada a Energisa, o cliente pode informar alguma outra referência elétrica, podendo ser:
 - a. Unidade Consumidora vizinha;
 - b. Identificação de medidor de energia elétrica vizinho;
 - c. Identificação de poste mais próximo;
 - d. Identificação de transformador mais próximo;
 - e. Coordenadas georreferenciadas em grau decimal do centroide da área de implantação da usina fotovoltaica com mínimo de 6 casas decimais

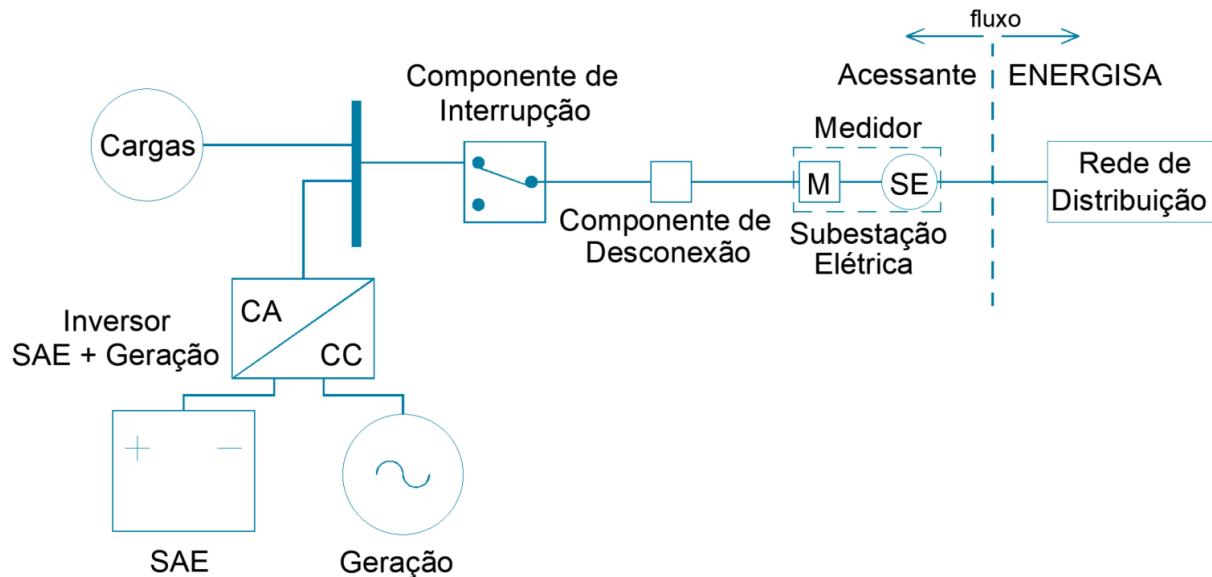
NDU 015.16 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM SAE E SEM GERAÇÃO



NOTA:

- I. A configuração apresentada na Figura 015.16 representa a topologia de um único inversor do SAE, alimentado pelo lado CA. Em caso de ocorrência de uma falta na rede da distribuidora, as cargas passam a ser supridas pelo Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), enquanto o dispositivo de desconexão é acionado (aberto) para impedir qualquer injeção indesejada de energia na rede da concessionária.

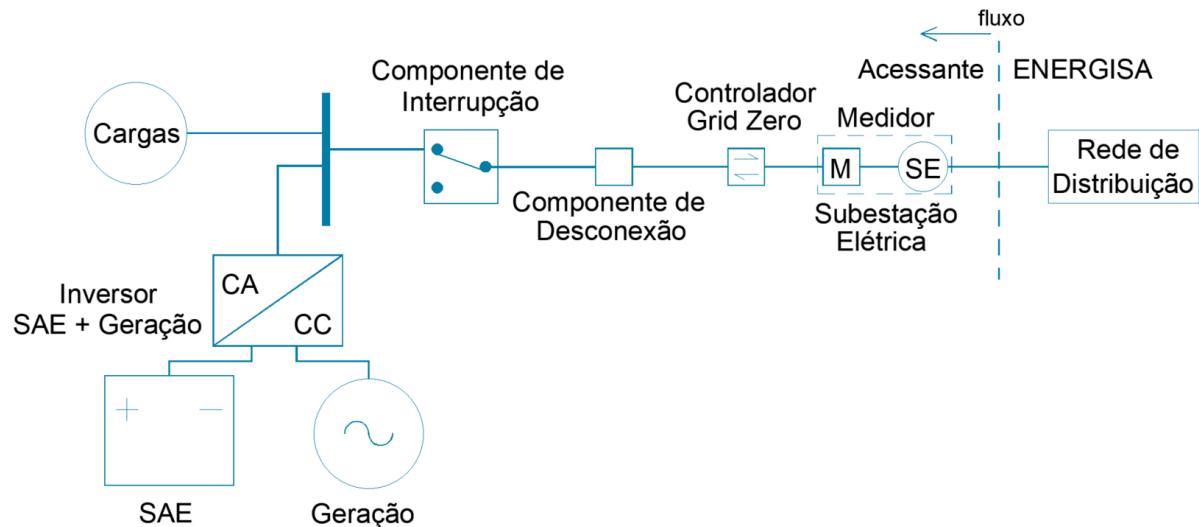
NDU 015.17 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM INVERSOR ÚNICO PARA SAE E GERAÇÃO - SCEE



NOTA:

- II. A configuração ilustrada na Figura 015.17 representa a topologia de um único inversor, cujo suprimento em corrente contínua (CC) é proveniente tanto do arranjo de geração (fotovoltaica, eólica ou outras fontes renováveis) quanto do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Essa solução, composta pelo inversor, pelo SAE e pela geração distribuída é aplicada para participação no SCEE, permitindo o atendimento das cargas elétricas da instalação e a injeção do excedente de energia na rede da Distribuidora.

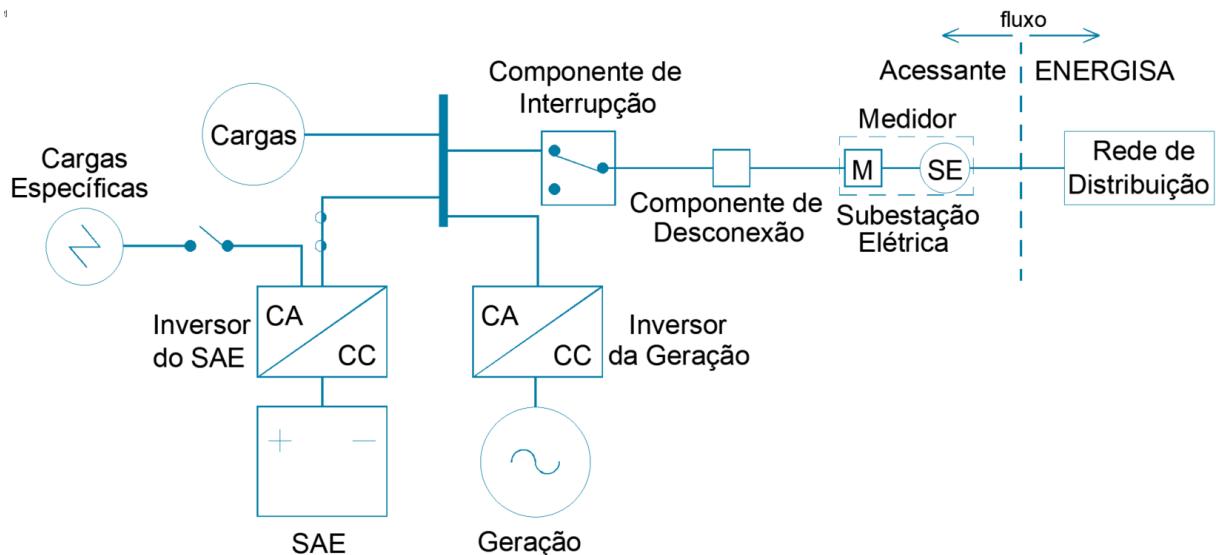
NDU 015.18 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM INVERSOR ÚNICO PARA SAE E GERAÇÃO - GRID ZERO



NOTA:

- II. A configuração ilustrada na Figura 015.18 representa a topologia de um único inversor, cujo suprimento em corrente contínua (CC) é proveniente tanto do arranjo de geração (fotovoltaica, eólica ou outras fontes renováveis) quanto do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Essa solução, composta pelo inversor, pelo SAE e pela geração distribuída é aplicada para situação que não há possibilidade de injeção na rede

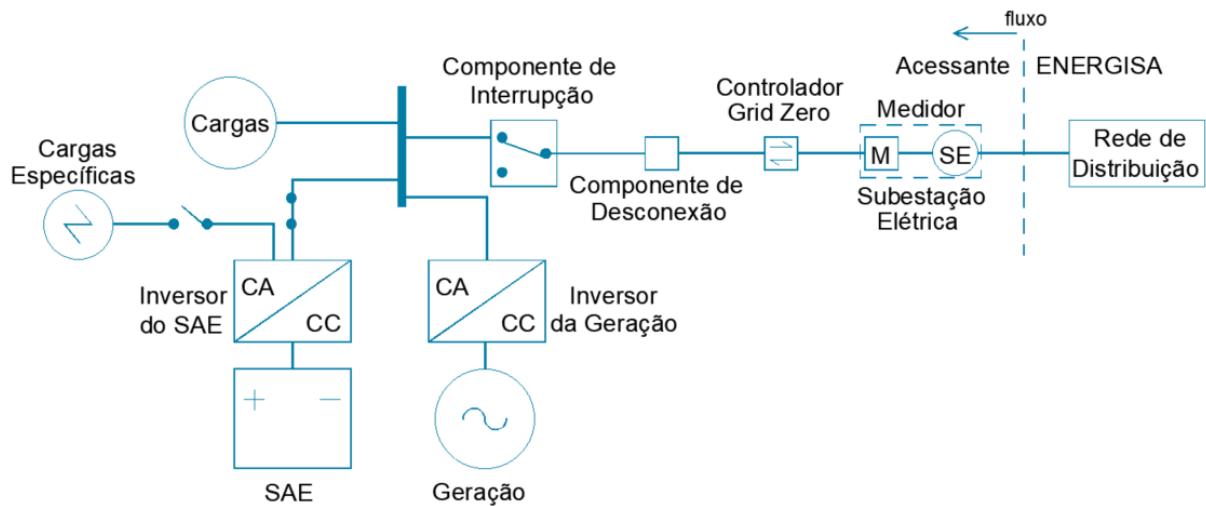
NDU 015.19 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM DOIS INVERSORES PARA SAE E GERAÇÃO - SCEE



NOTA:

III. configuração ilustrada na Figura 015.19 representa a topologia de dois inversores, observa-se que o inversor do SAE, alimentado pelo lado CA, é responsável pelo carregamento da bateria, enquanto o segundo inversor (inversor da geração) opera de forma convencional, conectado à rede, atendendo às cargas não específicas e injetando o excedente de energia na distribuidora. Essa topologia apresenta facilidade de integração, podendo ser incorporada a sistemas já existentes em situações de retrofit e é aplicada para participação no SCEE.

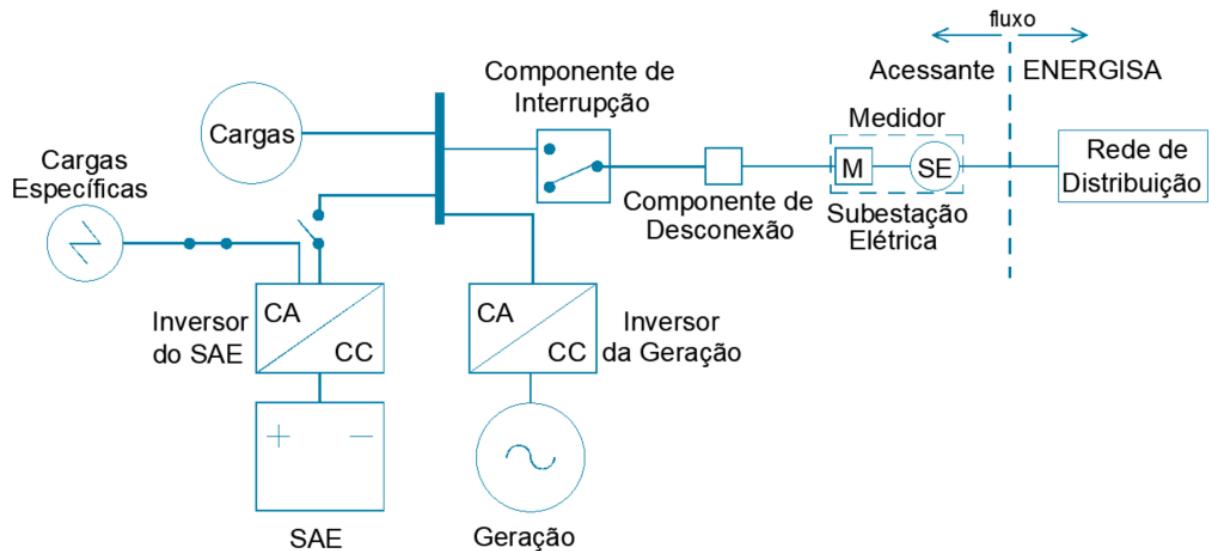
NDU 015.20 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM DOIS INVERSORES PARA SAE E GERAÇÃO - GRID ZERO



NOTA:

IV. A configuração ilustrada na Figura 015.20 representa a topologia de dois inversores, observa-se que o inversor do SAE, alimentado pelo lado CA, é responsável pelo carregamento da bateria, enquanto o segundo inversor (inversor da geração) opera de forma convencional, conectado à rede, atendendo às cargas não específicas e sem injeção do excedente de energia na distribuidora, tendo em vista sua configuração GRID ZERO.

NDU 015.21 - EXEMPLO DE DIAGRAMA UNIFILAR COM DOIS INVERSORES PARA SAE E GERAÇÃO - OPERAÇÃO ILHADA



NOTA:

- V. Na Figura 015.21, é ilustrado o cenário de ocorrência de falta na rede da distribuidora, no qual o elemento de interrupção é aberto para garantir o intertravamento entre as instalações elétricas do acessante e a rede da concessionária. Nessa condição, o sistema de armazenamento passa a suprir exclusivamente as cargas específicas.

14 ANEXOS

- Anexo I: Formulário de Solicitação de Orçamento de Conexão
- Anexo II: Memorial Descritivo de Geração Distribuída
- Anexo III: Custos de Investimento para Cálculo da Garantia de Fiel Cumprimento de Minigeração Distribuída
- Anexo IV: Contato da Distribuidora para Orientações sobre Garantia de Fiel Cumprimento
- Anexo V: Contato da Distribuidora para Consultas do Orçamento de Conexão
- Anexo VI: Formulário de Unidades Consumidoras Participantes do Sistema de Compensação
- Anexo VII: Dados para Estudo Dinâmicos de Geradores
- Anexo VIII: Funções Mínimas de Proteções a Serem Implementadas nas Instalações do Acessante
- Anexo IX: Termo de Adesão à fatura por e-mail e notificação eletrônica

ANEXO I - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO

FORMULÁRIO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO	
GERAÇÃO DISTRIBUIDA	
1. IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA (UC)	
1-Documentos de identificação do consumidor, conforme incisos I e II do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000/2021;	X
1.1-Pessoa jurídica, apresentação dos documentos relativos à sua constituição, ao seu registro e dos seus representantes legais;	X
1.2-Pessoa física, apresentação de: a) Cadastro de Pessoa Física – CPF, desde que não esteja em situação cadastral cancelada ou anulada de acordo com instrução normativa da Receita Federal; e b) Carteira de Identidade ou outro documento de identificação oficial com foto e, no caso de indígenas, podendo ser apenas o Registro Administrativo de Nascimento Indígena – RANI;	X
1.3-Endereço das instalações (ou número de identificação das instalações já existentes) e o endereço ou meio de comunicação para entrega da fatura, das correspondências e das notificações;	X
1.4-Declaração descritiva da carga instalada;	X
1.5-Informação das cargas que possam provocar perturbações no sistema de distribuição;	X
1.6-Informação e documentação das atividades desenvolvidas nas instalações;	X
1.7-Apresentação de licença ou declaração emitida pelo órgão competente caso as instalações ou a extensão de rede de responsabilidade do consumidor e demais usuários ocuparem áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas;	X
1.8-Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora ou, no caso de unidade flutuante, autorização, licença ou documento equivalente emitido pelas autoridades competentes;	X
1.9-Indicação de um ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e das características de qualidade desejadas, que devem ser objeto da análise de viabilidade e de custos pela distribuidora. (Opcional)	X
2. Documentação Técnica	
2.1-Documento de responsabilidade técnica (projeto e execução) do conselho profissional competente, que identifique o número do registro válido e o nome do responsável técnico, o local da obra ou serviço e as atividades profissionais desenvolvidas, caso seja exigível na legislação específica e na forma prevista nessa legislação.	X
2.2-Indicação do local do padrão ou da subestação de entrada no imóvel, exclusivamente nos casos em que ainda não estiverem instalados ou houver previsão de necessidade de aprovação prévia de projeto na norma técnica da distribuidora	X
2.3-Diagrama unifilar e de blocos e memorial descritivo do sistema de geração e proteção;	X
2.4-Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores.	X
2.5-Dados necessários ao registro da central geradora distribuída conforme disponível no site da ANEEL	X
2.6-Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação, indicando o percentual ou a ordem de utilização dos excedentes. (Opcional)	X
2.7-Cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes para os casos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. (Caso aplicável)	X
2.8-Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (Caso aplicável)	X
2.9-Dados de segurança das barragens no caso do uso de sistemas com fontes hidrálicas, conforme Resolução Normativa nº 696/2015. (Caso aplicável)	X
2.10-Para centrais fotovoltaicas enquadradas como despacháveis, comprovação de que o sistema de armazenamento atende o disposto no art. 655-B da Resolução Normativa nº 1.000/2021. (Caso aplicável)	X
2.11-Documento que comprove o aporte da Garantia de Fiel Cumprimento, se aplicável, conforme previsto no art. 655-C da Resolução Normativa nº 1.000/2021. (Caso aplicável)	X
3. SOLICITAÇÕES E DECLARAÇÕES	
3.1-Solicita a vistoria após a aprovação da solicitação de orçamento? Sim: caso o sistema de geração já esteja implantado. Caso a vistoria seja reprovada devido o sistema não está instalado, a solicitação de orçamento estará passível de indeferimento. Não: Neste caso deverá ser solicitada a vistoria pelo AWGPE após a implantação do sistema de geração.	SIM
3.2-Renuncio ao direito de desistir do orçamento de conexão nos termos dos §§ 7º e 8º do art. 89 da Resolução Normativa nº 1.000/2021. (Opcional)	X
3.3-Autorizo a distribuidora a entregar junto com o orçamento de conexão os contratos e o documento ou meio para pagamento de custos de minha responsabilidade. (Opcional)	X
3.4-Declaro que as instalações internas da minha unidade consumidora, incluindo a geração distribuída, atendem às normas e padrões da distribuidora, às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e às normas dos órgãos oficiais competentes, e ao art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, naquilo que for aplicável. (Obrigatório)	X



FORMULÁRIO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1. IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA - UC						
Código da UC:	123			Classe:	COMERCIAL	
Titular da UC:				f		
Logradouro:				f		
Nº:	0	Bairro:		f	UF:	MT
E-mail:	0@0			Cidade:	Araponga	
Telefone:				Celular:	(63) 9 9999-9999	
CNPJ/CPF:	123.456.789-45					
2. DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA NO ATO DA VISTORIA - UC						
Potência Instalada (kW):	121		Tensão de Atendimento (V):	115/230		
Tipo de Conexão:	BIFÁSICO					
Tipo de Ramal:	AÉREO					
3. DADOS DA GERAÇÃO						
Potência Instalada de Geração (kWp):			0,00			
Tipo da Fonte de Geração:	SOLAR FOTOVOLTAICA		Type de Geração:	Outra (especificar no campo observação):		
5. CONTATOS NA DISTRIBUIDORA						
Responsável/Área:	Energisa Mato Grosso					
Telefone	0800 646 4196	E-mail:	projetoparticular.emt@energisa.com.br			
GISA	Energisa Mato Grosso	LINK GISA	https://lead.me/bbChFY			
6. DADOS DO RESPONSÁVEL TÉCNICO:						
Cliente/Procurador Legal:						
Telefone			E-mail:			
Assinatura do Responsável						

NOTA:

1. O formulário para solicitação de orçamento de conexão está embasado no Anexo I da Resolução Homologatória ANEEL nº 3.171, de 7 de fevereiro de 2023.
2. O formulário para solicitação de orçamento de conexão pode ser encontrado na página de normas do Site Energisa nomeado como: “Formulário de orçamento de conexão”. Este arquivo também elabora um memorial descritivo padronizado para apresentação no portal de projetos elétricos, conforme anexo II.
3. Ao final do formulário, todos os dados preenchidos serão transformados em um arquivo PDF e Excel que deverão ser anexados no portal de projetos elétricos juntamente com a documentação de projeto, os arquivos PDF e Excel gerados não deverão ser renomeados.
4. Caso os arquivos não sejam enviados dentro dos padrões do formulário, o projeto estará passível de indeferimento.

ANEXO II - MEMORIAL DESCRIPTIVO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

 MEMORIAL DESCRIPTIVO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UFV-SOLAR										
1. IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA - UC										
Código da UC:	123	Classe:	COMERCIAL	CNPJ/CPF:	123.456.789-45					
Titular da UC:	F									
Logradouro:	F									
Nº:	0	Bairro:	F	Cidade:	ARAPONGA					
E-mail:	0@0		UF:	MT	CEP:	12345-678		Ramal		
Telefone:			Celular:	63999999999	Nº de fases:					
Type do Padrão:	Nível de tensão (V)		Potencia Máxima Disponibilizada (kW):			AÉREO				
BIFASICO	115/230									
Disjuntor geral (A)	Fator de Potencia		Demanda Contratada (kW):		DPS CA (kA)	DISJUNTOR CA	DPS CC (kA)	DPS CC (kA)	DISJUNTOR CC	
Modalidade	Potencia Trafo:		Número de hastes							
Coordenadas do padrão de entrada em UTM:				FUSO	X (LONG)		Y (LAT)			
Tipo Tensão:	Cabos por fase:	Potencia De Geração (Kwp):	Bitola Fase:	Bitola Neutro:	Bitola Terra:	Sistema GD já instalado?	Previsão de ligação (Mês):		Zona:	
							Mês:	Ano:		
BAIXA										
Observações:										
2. CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA										
Estrutura dos painéis utilizados na usina:										
Nº	Qtd.	Fabricante		Modelo dos painéis			Area total do arranjo (M ²)	Potência (kW)	Subtotal (kW)	
1										
2										
3										
4										
5										
						Area Total:	0m ²	Potencia Total (kW):	0	
Estrutura do(s) inversor(es) utilizado(s) na usina:										
Nº	Qtd.	Fabricante		Modelo do(s) inversor(es)			Potência (kW)	Subtotal (kW)	Tensão nominal (V)	
1									220	
2										
3										
4										
						Potencia Total (kW):	0			
NECESSITA DE AUTOTRAFO OU DE TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO?										
<input type="checkbox"/> POTÊNCIA:										
ATENDIMENTO COM TRAFO EXCLUSIVO (GRUPO "A" E CONSUMIDORES RURAIS)?										
<input type="checkbox"/> POTÊNCIA:										
Assinatura do Projetista										



ANEXO III - CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA CÁLCULO DA GARANTIA DE FIEL CUMPRIMENTO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tipo de fonte	Custo de Investimento (R\$/kW)
Solar Fotovoltaica (incluindo flutuante)	4.000
Hídrica (CGH)	5.000
Eólica	4.500
Térmica (todos os tipos, incluindo cogeração qualificada)	4.000



ANEXO IV - CONTATO DA DISTRIBUIDORA PARA ORIENTAÇÕES SOBRE GARANTIA DE FIEL CUMPRIMENTO

Distribuidora	E-mail
ENERGISA ACRE	grandesclientes.eac@energisa.com.br
ENERGISA MINAS RIO	minigeracao.emr@energisa.com.br
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	atendimento.grupoa@multienergisa.com.br
ENERGISA MATO GROSSO	coordenacaorelacionamento.emt@energisa.com.br
ENERGISA PARAÍBA	grandesclientes.pb@energisa.com.br
ENERGISA RONDÔNIA	grandesclientes.ero@energisa.com.br
ENERGISA SERGIPE	grandesclientes.se@energisa.com.br
ENERGISA SUL - SUDESTE	grandesclientes.ess@energisa.com.br
ENERGISA TOCANTINS	protocolo@energisa.com.br



ANEXO V - CONTATO DA DISTRIBUIDORA PARA ORIENTAÇÕES SOBRE ORÇAMENTO DE CONEXÃO

Distribuidora	E-mail	Telefone
ENERGISA ACRE	projetos.terceirosac@energisa.com.br	0800 647 7196
ENERGISA MINAS RIO	minigeracao.emr@energisa.com.br	0800 032 0196
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	projetosparticulares.ems@energisa.com.br	0800 722 7272
ENERGISA MATO GROSSO	gd.analise.tecnica.emt@energisa.com.br	0800 646 4196
ENERGISA PARAÍBA	projetos.pb@energisa.com.br	0800 083 0196
ENERGISA RONDÔNIA	projetos.ero@energisa.com.br	0800 647 0120
ENERGISA SERGIPE	projetos.se@energisa.com.br	0800 079 0196
ENERGISA SUL - SUDESTE	projetosparticulares.ess@energisa.com.br	0800 701 0326
ENERGISA TOCANTINS	projetos.eto@energisa.com.br	0800 721 3330

ANEXO VI - FORMULÁRIO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO



ALTERAÇÃO E CADASTRO DE UNIDADES CONSUMIDORAS NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Solicito que o excedente de energia injetada na rede, pela unidade consumidora de número _____, disponível para alocação conforme a REN ANEEL 1.000/2021 (alterada pela REN ANEEL 1.059/2023), seja distribuído entre as unidades consumidoras listadas abaixo, de acordo com os percentuais indicados. Essa solicitação substitui qualquer configuração de rateio informada anteriormente:

Unidade Consumidora (beneficiária)	Nome do Titular	CPF/CNPJ Titular	Endereço (beneficiária)	%

O que você precisa saber:

- ✓ Para unidade geradora com empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, há duas opções:
 - Considerar toda a energia injetada como excedente. Neste caso, o percentual deve ser 0%.
 - Destinar parte da energia injetada para a unidade geradora. Neste caso, informar percentual entre 0% e 100%.

Percentual de alocação do saldo na Geradora (%): _____

- ✓ Apenas unidades consumidoras com contrato ativo podem ser cadastradas como beneficiárias. Caso alguma delas não tenha contrato no momento do cadastro, seguiremos apenas com as demais unidades ativas.
- ✓ A soma dos percentuais informados deve totalizar no máximo 100%. Se for inferior, o saldo remanescente será alocado na unidade geradora.
- ✓ O percentual de alocação deve ser informado com no máximo duas casas decimais (ex.: 6,75%).
- ✓ Se houver encerramento de contrato de qualquer unidade participante do sistema de compensação (incluindo migração para o Mercado Livre), os créditos de energia ativa remanescentes serão contabilizados em nome do titular da respectiva unidade por até 60 meses após a data do faturamento.



Caso o titular possua outra unidade na mesma área de concessão, poderá transferir os créditos.

✓ Qualquer alteração na configuração de alocação só será realizada mediante nova solicitação, que deve ser enviada com pelo menos 30 dias de antecedência. Essa responsabilidade é exclusiva do titular da unidade geradora ou seu representante formalmente designado.

✓ O prazo de 30 dias refere-se à operacionalização do cadastro da alocação dos excedentes de energia. O impacto no faturamento pode ocorrer em um período maior, dependendo das datas de leitura e faturamento das unidades envolvidas.

✓ Este documento cancela e substitui qualquer solicitação anterior relacionada à unidade geradora mencionada. Se houver uma alocação por prioridade em andamento, essa operação será interrompida, e o saldo residual será distribuído conforme definido nesta solicitação. Caso prefira direcionar esse saldo para uma unidade específica, basta informar o número da unidade aqui:

_____.

✓ Para consumidores do Grupo A com Opção de Faturamento no Grupo B, não é permitido o envio ou recebimento de excedentes de energia de unidade(s) distinta(s) de onde ocorreu a geração de energia elétrica. Se uma unidade com geração distribuída optar por este formulário, será considerada a desistência da opção de faturamento no Grupo B.

✓ O saldo excedente recebido de outra unidade geradora não pode ser redistribuído para beneficiários.

✓ A relação de beneficiários deve seguir as seguintes regras:

- **Autoconsumo remoto:** Todas as unidades beneficiárias devem estar sob a mesma titularidade da unidade geradora, podendo incluir filiais da mesma empresa. A validação será feita pelo CPF (pessoa física) ou pela raiz do CNPJ (pessoa jurídica).
- **Empreendimento com múltiplas unidades (condomínios) ou Geração Compartilhada:** São permitidas titularidades distintas dentro da mesma área de concessão, desde que seja apresentado um instrumento jurídico comprovando o compromisso de solidariedade entre os participantes.

✓ Qualquer divergência em relação aos itens acima invalida este documento.

TITULAR DA UNIDADE CONSUMIDORA (NOME COMPLETO/RAZÃO SOCIAL)	
CPF	CNPJ
E-MAIL	E-MAIL
TELEFONE RESIDENCIAL	TELEFONE COMERCIAL

_____, ____ de ____ de ____.

Assinatura (Titular ou Responsável formalmente autorizados)

ANEXO VII - DADOS PARA ESTUDOS DINÂMICOS DE GERADORES

	DADOS PARA ESTUDOS DINÂMICOS DE GERADORES
DADOS DOS GERADORES (ANEXAR CURVAS DE CAPABILIDADE DAS MÁQUINAS)	
Número do gerador Ano de entrada em operação Potência nominal do gerador (MVA) Potência máxima gerada (MVA) Tensão nominal de geração (kV) Tensão máxima de geração (pu) Tensão mínima de geração (pu) Fator de potência nominal sobreexcitado Fator de potência nominal subexcitado Velocidade (rpm) Número de polos Reatância síncrona de eixo direto - X_d (% - base própria) Reatância transitória de eixo direto - X_d' (% - base própria) Reatância subtransitória de eixo direto - X_d'' (% - base própria) Reatância síncrona em quadratura - X_q (% - base própria) Reatância transitória em quadratura - X_q' (% - base própria) Reatância subtransitória em quadratura - X_q'' (% - base própria) Reatância de dispersão de armadura - R_a (% - base própria) Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto - T_{do} (s) Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto - $T_{d'o}$ (s) Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em circuito aberto - T_{qo} (s) Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto - $T_{q'o}$ (s) Constante de inércia H (s) (rotor + turbina+ volante de inércia) - (s) Constante de amortecimento D (pu/pu)	1 2 3 4 5 6
Anexar: Sistema de Excitação, controle de tensão e estabilizadores (PSS) Tipo de sistema de excitação (assinalar a opção com X) <input checked="" type="checkbox"/> Brushless <input type="checkbox"/> Estático <input type="checkbox"/> Outros	
Diagramas de blocos dos sistemas de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores Ajustes e faixas de ajuste dos parâmetros do sistema de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores Características do dispositivo para partida independente (Black start) Acrescentar diagrama representativo dos sistemas de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores	
Turbinas e controladores de velocidade - Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) Tipo de turbina (assinalar a opção com X) <input checked="" type="checkbox"/> Francis <input type="checkbox"/> kaplan <input type="checkbox"/> Pelton <input type="checkbox"/> Bulbo	
Diagrama de blocos e constantes de tempo do modelo linearizado da turbina Diagrama de blocos do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência Parâmetros e faixas de ajuste do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência	
Turbinas e controladores de velocidade - Pequenas Centrais Térmicas (PCT) Diagrama esquemático da(s) turbina(s) Diagrama de blocos e constantes de tempo do modelo da(s) turbina(s) Diagrama de blocos do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência Parâmetros e faixas de ajuste do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência	

ANEXO VIII - FUNÇÕES MÍNIMAS DE PROTEÇÕES A SEREM IMPLEMENTADAS NAS INSTALAÇÕES DO ACESSANTE

Relé (função)	Denominação	Função	Observação
21/21N	Relé de distância de fase	Protege contra faltas fase-fase e fase-terra na rede de média tensão da Energisa.	Opcional
25	Verificação de sincronismo	Permite o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	
27	Relé de subtensão	Proteção da planta do acessante e da rede da Energisa contra subtensões	Procurar a Distribuidora local para definição de filosofia
32	Relé direcional de potência	Limita o fluxo de potência ativa injetado ou consumido pelo acessante	Procurar a Distribuidora local para definição de filosofia. Obrigatório para Grid Zero.
46	Relé de reversão ou balanceamento de corrente de fase	Proteção do gerador e ou motores do acessante contra operações com correntes desequilibradas	Entre 15% e 35% dos valores nominais esperados para as correntes de fase, referentes à máxima demanda contratada.
47	Sobrecorrente com restrição	Proteção do gerador e ou motores do acessante contra operação com tensões desequilibradas	Opcional. A critério do acessante
51V	Relé com restrição de tensão	Protege contra faltas fase-fase na rede de média tensão da Energisa ou na barra de média tensão do acessante	Curva de atuação tempo x corrente = MI ou EI
59	Relé de sobretensão	Proteção da planta do acessante e da rede da Energisa contra sobretensões	

Relé (função)	Denominação	Função	Observação
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	Protege de tensão de sequência zero para faltas à terra na rede de média tensão da Energisa ou na barra de média tensão do acessante	Procurar a Distribuidora Local para definição de filosofia
67	Relé de sobrecorrente direcional de fase	Proteção de sobrecorrente direcional de fase para faltas na barra de média tensão do acessante	Procurar a Distribuidora local para definição de filosofia
67N (1 e 2)	Relé de sobrecorrente direcional de neutro	Proteção de sobrecorrente direcional de terra. Uma unidade protege contra faltas fase-terra na rede de média tensão da Energisa e a outra na barra de média tensão do acessante e, em alguns casos, no transformador de aterramento.	Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante (no caso de transformador de três enrolamentos)
81 (OU)	Relé de Frequência	Proteção da planta do Acessante e da rede da Energisa contra variações elevadas de frequência	-
98	Oscilografia	Registro das formas de onda de corrente e tensão antes, durante e logo depois da ocorrência de uma falta.	-

ANEXO IX: TERMO DE ADESÃO À FATURA POR E-MAIL E NOTIFICAÇÃO ELETRÔNICA

TERMO DE ADESÃO À FATURA POR E-MAIL E NOTIFICAÇÃO ELETRÔNICA

Unidade Consumidora: _____ Consumidor: _____
Whatsapp: (_____) _____ - _____ E-mail: _____

O presente termo tem por objetivo formalizar a autorização de envio da fatura mensal de energia e notificação de comunicados relacionados aos serviços prestados pela Energisa através do correio eletrônico (e-mail) cadastrado, incluindo avisos, notificações, documentos, correspondências, respostas a solicitações, laudos e pareceres de processos. Essas comunicações podem abranger solicitações ou processos em curso relacionados aos seguintes tópicos:

- Celebração de contratos e seus aditivos correspondentes;
- Atendimento comercial e visitas técnicas;
- Processos de resarcimento de danos elétricos;
- Projetos elétricos e obras técnicas;
- Interrupções programadas no fornecimento de energia;
- Aferição de medidores em laboratório;
- Suspensão de fornecimento devido a impedimentos de leitura ou inadimplência;
- Suspensão do fornecimento por irregularidades técnicas ou de segurança;
- Identificação de defeitos, procedimentos irregulares e recuperação de consumo.

Ao aceitar este documento, o consumidor declara ter pleno conhecimento de:

- Recebeu da Energisa todas as informações necessárias sobre o envio de fatura e notificações para o e-mail cadastrado;
- A fatura por meio eletrônico substituirá a fatura enviada em meio físico;
- Poderá ser solicitada segunda via da conta através de nossos canais de atendimento pela Agência Virtual, Aplicativo Eon, WhatsApp Gisa, Central de Atendimento ou Agência de Atendimento;
- Compromete-se a informar a respeito de alteração de seus dados cadastrais e/ou endereço de e-mail, para atualização e readequação dos novos dados;
- O cancelamento pode ser realizado a qualquer momento, mediante comunicação através de nossos Canais de Atendimento;

- 
- ✓ Em caso de problemas tecnológicos de responsabilidade da distribuidora que impossibilitem o envio de notificações por meio eletrônico, serão realizadas novas tentativas de envio ou os comunicados serão direcionados por outros meios físicos ou telefônicos.
 - ✓ Em caso de contagem de prazo, o mesmo terá início a partir da data de confirmação de entrega.

O envio da fatura será realizado através do e-mail faturasonline@energisa.com.br e as notificações pelo e-mail cobrancaonline@energisaonline.com.br ou pelo número 29092.

Para garantir o recebimento da fatura ou notificações e evitar que sejam direcionados para a caixa de spam, orientamos que inclua os remetentes citados nos seus favoritos.

Importante atentar que a Energisa não envia e-mails com solicitações de dados confidenciais a respeito de seus clientes, nem solicita depósito em conta corrente. Caso receba mensagens com instruções duvidosas, desconsidere.

_____, ____, de _____ de 202___.

Assinatura consumidor

*Obs.: Este termo pode ser impresso em duas vias, sendo uma para o cliente e outra para a Energisa



Fique conectado também
pelas redes sociais.



/energisa



/energisa



/company/energisa

