



*Critérios Básicos Para
Elaboração de Projetos de Redes
de Distribuição Aéreas Rurais*

ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº150/2018

Norma de Distribuição Unificada

NDU 007

Versão 6.0 - março/2023



Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos de linhas e redes aéreas de distribuição energia elétrica, em áreas rurais, na classe de tensão até 36,2 kV, de modo a assegurar as condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias ao adequado fornecimento de energia elétrica, nas empresas do grupo Energisa S.A.

Para tanto, foram considerados os procedimentos definidos nas Normas Brasileiras Registradas (NBR), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (ABRADEE), e em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Este documento poderá, em qualquer tempo, sofrer alterações por razões de ordem técnica ou legal, motivo pelo qual os interessados devem, periodicamente, consultar as unidades do Grupo Energisa S.A. quanto a eventuais modificações. As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta norma técnica é a versão 6.0, datada de janeiro de 2023.

João Pessoa - PB, 15 de março de 2023.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição.

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



Equipe Técnica de Elaboração da NDU 007 - (Versão 6.0)

Acassio Maximiano Mendonca

Grupo Energisa

Danilo Maranhão de Farias Santana

Grupo Energisa

Eduarly Freitas do Nascimento

Grupo Energisa

Gilberto Teixeira Carrera

Grupo Energisa

Hitalo Sarmento de Sousa Lemos

Grupo Energisa

Ricardo Campos Rios

Grupo Energisa

Ricardo Machado de Moraes

Grupo Energisa

Membros do Grupo de Trabalho

Adoniram Vieira Souza

Energisa Sergipe

Caroline Bernardes de Castro

Energisa Minas Rio

Claudio Alberto Santos de Souza

Energisa Sul-Sudeste

Cristiano Junio Azevedo

Energisa Minas Rio

Daniel Barbosa da Silva

Energisa Rondônia

Denisson de Oliveira Santos

Energisa Sergipe

Diego de Araujo Moreira

Energisa Paraíba

Jociane Maria de Amorim

Energisa Mato Grosso

Johnata Rodrigues Gomes

Energisa Acre

Juliano Zanelli Rocha

Energisa Mato Grosso do Sul

Luis Fellipe Ferreira Reis

Energisa Mato Grosso

Manoel Alexandre de Oliveira

Energisa Mato Grosso

Marcelo Campos de Carvalho

Energisa Minas Rio

Marcone Henrique da Cruz

Energisa Paraíba

Eneas Rodrigues de Siqueira

Energisa Mato Grosso

Evair Rogério da Conceição

Energisa Mato Grosso do Sul

Hare Kumaichi Onga de Jesus

Energisa Mato Grosso

Jefferson de Assis Pinto

Energisa Mato Grosso

Jefferson da Silva Santos

Energisa Paraíba

Nelson Muniz dos Santos

Energisa Sul-Sudeste

Patrick Pazini da Silva

Energisa Mato Grosso do Sul

Thiago Ferreira Marinho

Energisa Acre

Yorkismar de Andrade Mendonça

Energisa Paraíba

Wesley Ortiz de Oliveira

Energisa Mato Grosso

Aprovação Técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Rio

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Guilherme Damiance Souza

Energisa Tocantins

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Paraíba

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Sul-Sudeste

Sumário

1.INTRODUÇÃO.....	12
2.CAMPO DE APLICAÇÃO.....	12
3. VIGÊNCIA.....	12
4.RESPONSABILIDADES.....	13
4.1.Coordenação de Normas e Padrões Construtivos.....	13
4.2.Departamento de Serviços Comerciais.....	13
4.3.Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição.....	13
4.4.Assessoria de Planejamento e Orçamento.....	13
4.5.Departamento de Operação.....	13
4.6.Departamento de Combate a Perdas.....	14
4.7.Centro de Controle Integrado.....	14
4.8.Projetistas e Empresas Construtoras.....	14
5.REFERÊNCIAS NORMATIVAS.....	14
5.1.Legislação.....	14
5.2.Normas Brasileiras.....	15
5.3.Especificações Técnicas.....	17
5.4.Normas Técnicas do Grupo Energisa.....	19
6.Casos Especiais.....	19
7.DEFINIÇÕES.....	19
7.1.Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.....	19
7.2.Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT.....	19
7.3.Alimentador de Distribuição.....	19
7.4.Alimentador Exclusivo.....	19
7.5.Carga Instalada.....	20
7.6.Circuito Secundário de Distribuição.....	20
7.7.Concessionária ou Permissionária de Distribuição de Energia Elétrica.....	20
7.8.Condomínio.....	20
7.9.Condomínio Edificado.....	20

7.10. Condomínio não Edificado.....	21
7.11. Consumidor Atendido.....	21
7.12. Corrosividade da Atmosfera.....	21
7.13. Cruzamento Aéreo.....	21
7.14. Demanda.....	22
7.15. Demanda Diversificada.....	22
7.16. Demanda Máxima.....	22
7.17. Derivação de Distribuição.....	22
7.18. Desmembramento.....	22
7.19. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC).....	22
7.20. Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.....	22
7.21. Empreendimento Habitacional Urbano de Interesse Social.....	23
7.22. Fator de Agrupamento de Medidores.....	23
7.23. Fator de Carga.....	23
7.24. Fator de Coincidência (FC).....	23
7.25. Fator de Demanda (FD).....	24
7.26. Fator de Diversidade (FD _i).....	24
7.27. Fator de Potência.....	24
7.28. Fator de Utilização.....	24
7.29. Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)....	24
7.30. Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.....	25
7.31. Gleba.....	25
7.32. Iluminação Pública.....	25
7.33. Linhas de Distribuição Primárias - Média Tensão (MT).....	25
7.34. Loteamento.....	25
7.35. Nível de Poluição - Alta poluição.....	25
7.36. Orla Marítima.....	26
7.37. Projeto de Complementação de Fases.....	26
7.38. Projeto de Expansão.....	26

7.39.Projeto de Reforma.....	26
7.40.Projeto de Reforço.....	26
7.41.Ramal de Alimentador.....	26
7.42. Ramal de Circuito Secundário.....	26
7.43.Ramal de Ligação.....	27
7.44.Redes de Distribuição.....	27
7.45.Redes aéreas de distribuição de Baixa Tensão (BT).....	27
7.46.Redes Aéreas de Distribuição de Média Tensão (MT).....	27
7.47.Redes Aéreas de Distribuição Convencional (RDC).....	27
7.48.Redes Aéreas de Distribuição Protegida (RDP).....	27
7.49.Redes Aéreas de Distribuição Rural (RDR).....	27
7.50.Redes Aéreas de Distribuição Urbana (RDU).....	27
7.51.Redes Aéreas Secundárias Aéreas Convencional (RSC).....	27
7.52.Redes Aéreas Secundárias Aéreas Isoladas (RSI).....	27
7.53.Redes Primárias.....	28
7.54.Redes secundárias.....	28
7.55.Regularização Fundiária de Interesse Social.....	28
7.56.Sistemas Elétricos de Distribuição.....	28
7.57.Subestações de Distribuição (SED).....	29
7.58.Tensão Máxima do Sistema.....	29
7.59.Tração Reduzida.....	29
7.60.Troncos do Alimentador.....	29
7.61. Troncos de Circuito Secundário.....	30
7.62.Vãos.....	30
7.63.Vãos ancorados.....	30
7.64.Vãos Básicos do Gabarito.....	30
7.65. Vãos Condensados.....	30
7.66.Vãos Contínuos.....	30
7.67.Vãos Reguladores.....	30

7.68.Via Pública.....	31
7.69.Sistema MRT.....	31
8.CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	31
8.1.Generalidades.....	31
8.2.Tensões de Fornecimento.....	33
9.ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO.....	34
9.1.Obtenção de Dados Preliminares.....	35
9.2.Apresentação do Projeto.....	37
9.3.Simbologia.....	39
9.4.Mapa Chave.....	39
9.5.Planta Construtiva.....	40
9.6.Diagrama Unifilar.....	42
9.7.Desenhos Especiais.....	42
9.8.Conteúdo do Desenho.....	43
9.9.Travessias.....	43
9.10.Autorização de Passagem.....	45
9.11.Documento de Responsabilidade Técnica.....	45
9.12.Folha de Cálculo de Queda de Tensão e Corrente.....	45
9.13.Licenças Ambientais.....	45
9.14.Memorial Descritivo.....	45
9.15.Relação de Material e Orçamento.....	45
9.16.Análise de Projeto.....	45
9.17.Prazos para Análise.....	46
9.18.Validade do Projeto.....	46
9.19.Projeto.....	46
10.TIPOS DE PROJETOS.....	47
10.1.Projeto de Expansão.....	47
10.2.Projeto de Reforma/Melhoramento.....	48
10.3.Projeto de Reforço.....	48

10.4.Projetos de Modificações ou Remoção de Rede e/ou Poste.....	49
10.5.Projetos de Conexão Redes Novas.....	49
10.6.Projetos de Incorporação de Rede.....	49
10.7.Projeto de Loteamento e Assentamento de Interesse Social Rural.....	49
10.8.Tipos de Redes e Critérios de Aplicação.....	50
10.8.1.Tipos de Redes.....	50
10.8.2.Redes Primária Aérea de Distribuição.....	51
10.8.3.Redes Secundária Aérea de Distribuição.....	53
10.9.Critérios de Aplicação.....	53
10.10.Redes Aéreas de distribuição.....	53
10.11.Meio Ambiente.....	54
11.PLANEJAMENTO.....	56
11.1.Planejamento da Rede.....	56
11.2.Confiabilidade.....	56
11.3.Proteção da Rede.....	56
11.4.Correção dos Níveis de Tensão.....	56
11.5.Disponibilidade de Carga (Estudo de Viabilidade Técnica).....	57
11.6.Levantamento Cadastral.....	57
11.7.Termo de Autorização de Passagem.....	57
11.8.Ficha de Levantamento Cadastral.....	57
11.9.Projeto com Alimentação de Novas Localidades.....	58
11.10.Projeto com Alimentação de Novas Localidades.....	59
12.LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO.....	61
12.1.Implantação do Traçado (Planta do Traçado).....	61
12.2.Levantamento Planialtimétrico.....	65
12.3.Caderneta de Campo.....	65
12.4.Levantamento de Dados Técnicos para Travessias.....	66
12.5.Levantamentos Complementares.....	70
13.TENSÕES DE ENTREGA.....	76

14.DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO.....	76
14.1.Redes Primária.....	77
14.2.Redes Secundária.....	99
14.3.Transformadores de Distribuição.....	105
14.4.Aterramento.....	109
14.5.Neutro Contínuo.....	109
15.DIMENSIONAMENTO MECÂNICO.....	110
15.1.Condições Ambientais.....	110
15.2.Postes Padronizados.....	119
15.3.Condições Básicas de Cálculo.....	121
15.4.Ábacos ou Gráficos de Utilização das Estruturas.....	133
15.5.Gabaritos.....	134
15.6.Locação das Estruturas em Planta e Perfil.....	135
15.7.Tipos de Cruzetas.....	138
15.8.Acessórios.....	139
16.ATERRAMENTO.....	142
17.RELAÇÃO DE MATERIAL.....	143
17.1.Material Aplicado.....	143
17.2.Material Salvado.....	143
17.3.Mão-de-Obra.....	144
17.4.Projeto e Orçamento em Estrutura com uso Mútuo.....	144
18.DIRETRIZES DE CONSTRUÇÃO.....	145
18.1.Limpeza de Faixa.....	145
18.2.Seccionamento de Cercas.....	145
18.3.Reaterro.....	145
18.4.Compactação.....	147
18.5.Levantamento e Montagem das Estruturas.....	147
18.6.Lançamento e Instalação de Condutores.....	147
18.7.Instalação de Equipamentos de Proteção e Manobra.....	147



19.HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO.....	149
20.TABELA.....	150
21.MODELO DE FORMULÁRIO.....	212
22.DESENHOS.....	237
23. ANEXOS.....	257

1. INTRODUÇÃO

Esta Norma Técnica estabelece requisitos mínimos necessários a elaboração de projetos de Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão em áreas rurais, na classe de tensão até 36,2 kV, de modo a assegurar as boas condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias ao adequado fornecimento de energia elétrica nas empresas do grupo Energisa.

Para tanto, foram considerados os procedimentos definidos nas Normas Brasileiras Registradas (NBR), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (ABRADEE), e em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

A presente Norma tem aplicabilidade aos projetos de novas extensões, reformas e reforços de rede aéreas de distribuição, situadas dentro do perímetro rural que constituem povoados, aldeolas, províncias, vilarejos, chácaras, distritos, loteamento rural etc., incluindo os critérios básicos para levantamento de carga, dimensionamento elétrico e mecânico, proteção, interligação, seccionamento, além de metodologia para elaboração, apresentação e aprovação de projetos no grupo Energisa.

3. VIGÊNCIA

Conforme previsto no Art. 20 da REN 1.000/2021, esta Norma Técnica entra em vigor 120 dias a partir da data de sua publicação.

Novas edições e/ou alterações em normas 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.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. Coordenação de Normas e Padrões Construtivos

Estabelecer as normas e os critérios técnicos exigíveis para o Elaboração de Projetos nas Áreas Rurais e coordenar o processo referente a revisões.

4.2. 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.

4.3. 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.

Além de realizar o cadastro georreferenciados das obras provenientes dos critérios projetos rurais abordados nesse documento normativo, fazer a gestão dos dados da rede de distribuição de energia elétrica até 36,2 kV. Todas as atividades devem ser realizadas de acordo com as regras e recomendações definidas nesta norma.

4.4. 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.

4.5. 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.

4.6. Departamento de Combate a Perdas

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas a fiscalização e combate a perdas, observando os critérios e as recomendações definidas nesta norma técnica.

4.7. Centro de Controle Integrado

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

4.8. Projetistas e Empresas Construtoras

Conceber projetos, executar as obras de construção e manutenção das redes de distribuição de média e baixa tensão em concordância com os critérios, as recomendações e os padrões definidos nesta norma técnica.

5. REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Na elaboração desta norma foram consideradas as recomendações das normas a seguir, em suas últimas publicações mais recentes:

5.1. Legislação

- Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 de 07/12/2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL n° 1.000, de 9 de setembro de 2010; n° 470, de 13 de dezembro de 2011; n° 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências;
- Resolução Normativa ANEEL N° 674 de 11/08/2015 - Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, instituído pela Resolução Normativa n° 367, de 2 de junho de 2009.
- Norma regulamentadora do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE);
- Norma Regulamentadora NR 35 - Trabalho em Altura.

- Resolução Normativa ANEEL N° 888 de 30/06/2020 - Aprimora as disposições relacionadas ao fornecimento de energia elétrica para o serviço público de iluminação pública;

5.2. Normas Brasileiras

- NBR 15688 - Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus;
- NBR 16527 - Aterramento para Sistemas de Distribuição;
- ABNT IEC/TS 60815-1, Seleção e dimensionamento de isoladores para alta-tensão para uso sob condições de poluição - Parte 1: Definições, informações e princípios gerais;
- ABNT NBR 5101, Iluminação pública - Procedimento;
- ABNT NBR 5460, Sistemas elétricos de potência;
- ABNT NBR 6535, Sinalização de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica com vistas à segurança da inspeção aérea;
- ABNT NBR 7270, Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 7271, Cabos de alumínio nus para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 7276, Sinalização de advertência em linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Procedimento;
- ABNT NBR 8158, Ferragens eletrotécnicas para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Especificação;
- ABNT NBR 8159, Ferragens eletrotécnicas para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Padronização;
- ABNT NBR 8451-1, Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica - Parte 1: Requisitos;

- 
- ABNT NBR 8451-2, Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica - Parte 2: Padronização de postes para redes de distribuição de energia elétrica;
 - ABNT NBR 8453-1, Cruzetas de concreto armado e protendido para redes de distribuição de energia elétrica - Parte 1: Requisitos;
 - ABNT NBR 8453-2, Cruzetas de concreto armado e protendido para redes de distribuição de energia elétrica - Parte 2: Padronização;
 - ABNT NBR 10298, Cabos de liga alumínio-magnésio-silício, nus, para linhas aéreas - Especificação;
 - ABNT NBR 14165, Via férrea - Travessia por linhas e redes de energia elétrica - Requisitos;
 - ABNT NBR 15214, Rede aérea de distribuição de energia elétrica - Compartilhamento de infraestrutura com redes de telecomunicações;
 - ABNT NBR 15129, Luminárias para iluminação pública - Requisitos particulares;
 - ABNT NBR 15237, Esfera de sinalização diurna para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Especificação;
 - ABNT NBR 15238, Sistema de sinalização para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica;
 - ABNT NBR 16752, Desenho técnico - Requisitos para apresentação em folhas de desenho;
 - ABNT NBR IEC 60598-1, Luminárias - Parte 1: Requisitos gerais e ensaios;
 - RTD CODI 2103, Metodologia para cálculo de engastamentos de postes;
 - ABNT NBR 6123 - Forças devidas ao Vento em Edificações;
 - ABNT NBR 15751 - Sistemas de Aterramento de Subestações - Requisitos.

- ABNT NBR 10298, Cabos de liga alumínio-magnésio-silício, nus, para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 11873, Cabos cobertos com material polimérico para redes de distribuição aérea de energia elétrica fixados em espaçadores, em tensões de 13,8 kV a 34,5 kV;
- ABNT NBR 15129, Luminárias para iluminação pública - Requisitos particulares;
- ABNT NBR 15237, Esfera de sinalização diurna para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Especificação;
- ABNT NBR 15238, Sistema de sinalização para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica;
- ABNT NBR 16094, Acessórios poliméricos para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Requisitos de desempenho e métodos de ensaio;
- ABNT NBR 16095, Acessórios poliméricos para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Requisitos construtivos;
- RTD CODI 2103, Metodologia para cálculo de engastamentos de postes.
- ABNT NBR 9050/2020 - Acessibilidade a edificações, mobiliário, espaços e equipamentos Fnos.

5.3. Especificações Técnicas

Quanto tratar das especificações técnicas referentes a materiais e equipamentos estas serão disponibilizadas no link abaixo:

<https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx>

5.4. Normas Técnicas do Grupo Energisa

- NDU 001, Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária a Edificações Individuais ou Agrupadas até 3 Unidades Consumidora;

- NDU 002, Fornecimento de energia elétrica em tensão primária;
- NDU 003, Fornecimento de energia elétrica a agrupamentos ou edificações de uso coletivo acima de 3 (três) unidades consumidoras;
- NDU 004.1, Instalações básicas para construção de redes aéreas protegidas de média tensão;
- NDU 004.3, Instalações básicas para construção de redes aéreas isolada multiplexada de baixa tensão;
- NDU 005, Instalações básicas para construção de redes aéreas de distribuição rurais;
- NDU 007, critérios básicos para elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição rurais;
- NDU 009, critérios para compartilhamento de infraestrutura da rede aéreas de distribuição;
- NDU 016, compatibilização da arborização com as redes aéreas de distribuição de energia elétrica;
- NDU 016.1, gerenciamento do manejo de vegetação;
- NDU 018, critérios básicos para elaboração de projetos de construção de redes subterrâneas em média e baixa tensão;
- NDU 023, instalações básicas para equipamentos especiais em rede aérea de distribuição;
- NDU 027, critérios para utilização de equipamentos e materiais em área de corrosão atmosférica;
- NDU 034, aterramento para sistemas de distribuição;
- NDU 035, iluminação pública.

6. CASOS ESPECIAIS

Para os casos não caracterizados nesta norma de distribuição unificada (NDU), ou naqueles compreendidos por situações excepcionais que demandem estudos especiais serão objeto de análise prévia e decisão por parte da Concessionária ou Permissionária (Energisa), detentora do direito de rejeitar toda e qualquer solução de desconformidade com as condições técnicas exigidas. Os casos omissos ou excepcionais deverão ser analisados pela Coordenação de Normas e Padrões Construtivos (CNPC).

7. DEFINIÇÕES

Os termos técnicos utilizados nesta norma estão definidos nas normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e são complementados pelos seguintes:

7.1. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME criada pela lei 9.427 de 26/12/1996, com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

7.2. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT

Associação privada, sem fins lucrativos, responsável pela elaboração das normas técnicas no Brasil.

7.3. Alimentador de Distribuição

Parte de uma rede primária numa determinada área de uma localidade que alimenta, diretamente ou por intermédio de seus ramais, transformadores de distribuição da concessionária e/ou de consumidores.

7.4. Alimentador Exclusivo

Alimentador de distribuição sem derivações ao longo de seu percurso que atende somente a um ponto de entrega.

7.5. Carga Instalada

É a soma das potências nominais, dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

7.6. Circuito Secundário de Distribuição

Circuito alimentado por um transformador de distribuição, de onde derivam os ramais de ligação para os consumidores de BT e para o suprimento da iluminação pública. Constitui-se de tronco e ramais.

7.7. Concessionária ou Permissionária de Distribuição de Energia Elétrica

Agente titular de concessão ou permissão Federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, referenciada, doravante, apenas pelo termo: Concessionária.

7.8. Condomínio

São edificações ou conjuntos de edificações, de um ou mais pavimentos, construídos sob a forma de unidades isoladas entre si, destinadas a fins residenciais ou não-residenciais, poderão ser alienados, no todo ou em parte, objetivamente considerados, e constituirá, cada unidade, propriedade autônoma sujeita às limitações da Lei Federal n.º 4.591 de 18/12/1964.

7.9. Condomínio Edificado

São condomínio que possuem todos os serviços de infraestrutura, como água, esgoto, energia elétrica, telefone, pavimentação e outros) e residências construídas.

NOTA:

1. Nos condomínios edificados são colocadas à venda as residências para ocupações imediatas.

7.10. Condomínio Não Edificado

São edificações ou conjuntos de edificações, de um ou mais pavimentos, construídos sob a forma de unidades isoladas entre si, destinadas a fins residenciais ou não-residenciais, poderão ser alienados, no todo ou em parte, objetivamente considerados, e constituirá, cada unidade, propriedade autônoma sujeita às limitações da Lei Federal n.º 4.591 de 18/12/1964.

7.11. Consumidor Atendido

Titular de Unidade Consumidora atendida diretamente por sistema da Concessionária, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

7.12. Corrosividade da Atmosfera

Capacidade da atmosfera de causar corrosão em um determinado metal ou liga metálica, através de ação química ou eletroquímica de agentes do meio ambiente.

NOTA:

1. Os critérios e locais de aplicação estão especificados e definidos na NDU 027 (Critérios para Utilização de Equipamentos e Materiais em Área de Corrosão Atmosférica).

7.13. Cruzamento Aéreo

Passagem de uma rede sobre a outra ao longo do vão, podendo ser com ou sem conexão.

NOTAS:

1. O condutor para ligação deve ser correspondente ao de maior seção.
2. Os condutores devem ser unidos com um tento do cabo de maior seção, formando uma cruz com 20 mm para cada lado.

7.14. Demanda

É a média das potências elétricas, ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico, pela parcela de carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

7.15. Demanda Diversificada

Demanda média de um consumidor em um grupo de consumidores de mesma classe, tomando em conjunto à soma das demandas máximas individuais, dividida pelo número de consumidores considerados.

7.16. Demanda Máxima

Maior demanda verificada durante um período especificado.

7.17. Derivação de Distribuição

Ligação feita em qualquer ponto de uma rede de distribuição para um alimentador, ramal de alimentador, transformador de distribuição ou ponto de entrega.

7.18. Desmembramento

Subdivisão de gleba em lotes destinados à edificação, com aproveitamento do sistema viário existente, desde que não implique a abertura de novas vias e logradouros públicos, nem prolongamento, modificação ou ampliação dos já existentes.

7.19. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada Unidade Consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

7.20. Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC)

Intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma Unidade Consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

7.21. Empreendimento Habitacional Urbano de Interesse Social

- a) Empreendimentos habitacionais destinados predominantemente às famílias de baixa renda, em uma das seguintes situações:
- b) Implantados em zona habitacional declarada por lei como de interesse social; ou
- c) Promovidos pela união, estados, distrito federal, municípios ou suas entidades delegadas, estas autorizadas por lei a implantar projetos de habitação, na forma da legislação em vigor; ou
- d) Construídos no âmbito de programas habitacionais de interesse sociais implantados pelo poder público.

NOTA:

1. Conforme Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021.

7.22. Fator de Agrupamento de Medidores

Esse fator leva em consideração a diversificação das cargas e a coincidência das demandas máximas dos consumidores individuais da edificação de uso coletivo, que definirão a demanda dessa edificação.

7.23. Fator de Carga

Razão da demanda média pela demanda máxima ocorrida no mesmo intervalo de tempo especificado.

7.24. Fator de Coincidência (FC)

É o inverso do fator de diversidade.

$$F_C = \left(\frac{1}{F_{Di}} \right)$$

7.25. Fator de Demanda (FD)

Razão da demanda máxima pela carga instalada do sistema ou da instalação considerada:

$$F_D = \left(\frac{D_{m\acute{a}xima}}{C_{instalada}} \right)$$

7.26. Fator de Diversidade (F_{Di})

Razão entre a soma das demandas máximas individuais de um determinado grupo de consumidores e a demanda máxima real total desse mesmo grupo, ou a razão entre a demanda máxima de um consumidor e a sua demanda diversificada:

$$F_{Di} = \left(\frac{D_{M\acute{a}xima\ Individual}}{D_d} \right)$$

7.27. Fator de Potência

Razão entre a potência ativa (kW) e a potência aparente (kVA) da instalação:

$$F_{Pot\acute{e}ncia} = \left(\frac{P_{Ativa}}{P_{Aparente}} \right)$$

7.28. Fator de Utilização

Razão da máxima demanda verificada pela capacidade nominal de um sistema.

7.29. Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada Unidade Consumidora do conjunto considerado.

7.30. Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada Unidade Consumidora ou ponto de conexão.

7.31. Gleba

Área de um terreno como um todo, inteiro, que ainda não foi dividida em lotes, isto é, ainda não foi parcelada em lotes para que se possa dar início a um parcelamento do solo ou loteamento. Também pode ser a área que ainda não sofreu desmembramento

7.32. Iluminação Pública

Serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual.

7.33. Linhas de Distribuição Primárias - Média Tensão (MT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que transmite energia em grosso interligando subestação de distribuição (SED), transmissão, unidades de geração e acessantes.

7.34. Loteamento

São subdivisão de gleba em lotes destinados à edificação, com abertura de novas vias de circulação, de logradouros públicos ou prolongamento, modificação ou ampliação das vias existentes, sujeita às limitações da Lei Federal n.º 6 766, de 19/12/1979.

7.35. Nível de Poluição - Alta poluição

Áreas com alta densidade de indústrias, subúrbios de grandes cidades com alta densidade de sistema de calefação e áreas próximas ao mar ou expostas a ventos relativamente constantes provenientes do mar. Equivalente ao nível pesado (III) da IEC 60815-1.

7.36. Orla Marítima

Unidade geográfica inclusa na zona costeira, delimitada pela faixa de interface entre a terra firme e o mar.

7.37. Projeto de Complementação de Fases

A complementação de fases em RDR deve ser executada quando o carga instaladas em ramais monofásicos e Monofilar ultrapassar (carga instalada existente somada a carga a ser ligada) 160 KVA $13,8/\sqrt{3}$ e 265 KVA $34,5/\sqrt{3}$ e/ou quando houver desequilíbrio de corrente nos circuitos.

7.38. Projeto de Expansão

Projeto para atendimento a novos consumidores e que envolve extensão ou modificação.

7.39. Projeto de Reforma

Projeto que recupera as condições de qualidade de atendimento sem incremento na capacidade original de suprimento de energia.

7.40. Projeto de Reforço

Projeto que assegura as condições de qualidade de atendimento com incremento na capacidade original de suprimento de energia.

7.41. Ramal de Alimentador

Parte de um alimentador de distribuição que deriva diretamente do tronco do alimentador.

7.42. Ramal de Circuito Secundário

Parte de um circuito secundário, que deriva do tronco e se caracteriza por seção transversal inferiores, atendimento a parcelas de carga, conforme a sua distribuição em relação ao tronco e fechamentos em anel, conforme a configuração da rede.

7.43. Ramal de Ligação

Conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da Concessionária e o ponto de entrega.

7.44. Rede de Distribuição

Conjunto de redes elétricas com equipamentos e materiais diretamente associados, destinado à distribuição de energia elétrica.

7.45. Rede aérea de distribuição de Baixa Tensão (BT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que deriva dos transformadores ligados à Rede primária aérea de distribuição e se destina ao suprimento dos consumidores atendidos em baixa tensão e da iluminação pública.

7.46. Rede Aérea de Distribuição de Média Tensão (MT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que deriva da subestação de distribuição (SED) e se destina ao suprimento das Rede secundaria aérea de distribuição e dos consumidores atendidos em média tensão.

7.47. Rede Aérea de Distribuição Convencional (RDC)

Rede aérea de distribuição de energia elétrica com condutores nus, suportados através de isoladores.

7.48. Rede Aérea de Distribuição Protegida (RDP)

Rede aérea de distribuição de energia elétrica com condutores cobertos suportados em espaçadores sustentados em cabo mensageiro.

7.49. Rede Aérea de Distribuição Rural (RDR)

Rede elétrica destinada ao fornecimento de energia em tensão de distribuição e cujo traçado se desenvolve na área configurada como rural.

7.50. Rede Aérea de Distribuição Urbana (RDU)

Rede elétrica destinada ao fornecimento de energia em tensão de distribuição e cujo traçado se desenvolve na área configurada urbana.

7.51. Rede Aérea Secundária Aérea Convencional (RSC)

Rede aérea de distribuição em baixa tensão que utiliza condutores nus.

7.52. Rede Aérea Secundária Aérea Isolada (RSI)

Rede aérea de distribuição em baixa tensão que utiliza condutores multiplexados isolados.

7.53. Rede Primária

Parte de uma rede aérea de distribuição que alimenta transformadores de distribuição e/ou pontos de entrega sob a mesma tensão primária nominal.

7.54. Rede secundária

Parte de uma rede aérea de distribuição alimentada pelos secundários dos transformadores de distribuição.

7.55. Regularização Fundiária de Interesse Social

Regularização fundiária de ocupações inseridas em parcelamentos informais ou irregulares, localizadas em áreas urbanas públicas ou privadas, utilizadas predominantemente para fins de moradia por população de baixa renda, na forma da legislação em vigor; conforme resolução normativa da ANEEL.

7.56. Sistema Elétrico de Distribuição

Processo de transferência de energia elétrica para os consumidores, abrangendo estruturas, equipamentos e condutores, a partir dos pontos onde termina a transmissão (ou subtransmissão), até a medição de energia, inclusive.

7.57. Subestação de Distribuição (SED)

Estação abaixadora atendida por linhas de transmissão ou distribuição de (Alta) AT, destinada ao suprimento do sistema de distribuição em média tensão.

7.58. Tensão Máxima do Sistema

Máximo valor de tensão de operação que ocorre sob condições normais de operação em qualquer tempo e em qualquer ponto do sistema.

7.59. Tração Reduzida

Consiste na redução da tração de montagem dos condutores, através do aumento da flecha de montagem dos condutores entre os dois postes. O valor da tração mecânica reduzida será:

$$T_{reduzida} = \left(\frac{F_{montagem}}{F_{Reduzida}} \right) * T_{Tração\ de\ projeto}$$

$T_{Reduzida}$ = Tração mecânica reduzida - Nova;

$T_{Tração\ de\ projeto}$ = Tração de projeto;

$F_{Montagem}$ = Flecha de montagem do vão;

$F_{Reduzida}$ = Flecha de redução a ser montada - nova flecha máxima.

7.60. Tronco do Alimentador

Parte de um alimentador de distribuição que transporta a parcela principal da carga total. Normalmente é constituído por condutor de bitola mais elevada, caracterizado por um dos seguintes fatores:

- Transporte do total ou de parcela ponderável da carga servida pelo alimentador.
- Alimentação ao principal consumidor do alimentador.

- Interligação com outro alimentador, permitindo transferência de carga entre os alimentadores.

7.61. Tronco de Circuito Secundário

Parte principal de um circuito secundário, que deriva diretamente barramento do transformador e se caracteriza, na maioria das vezes, por maior bitola de condutores. Atende a uma parcela ponderável da carga do circuito.

7.62. Vão

Distância horizontal entre dois suportes consecutivos de uma linha aérea.

7.63. Vão ancorado

Vão compreendido entre duas estruturas de ancoragem.

7.64. Vão Básico do Gabarito

Vão adotados na elaboração da tabela de flechas, a partir da tração horizontal correspondente, para construção do gabarito.

7.65. Vão Condenado

Define se como a diferença máxima admissível entre vãos contínuos, adjacentes à estrutura, a fim de evitar esforços excessivos sobre as amarrações ou pino de cruzeta ou de topo.

7.66. Vão Contínuo

Série de 02 (dois) ou mais vãos compreendidos entre estruturas de ancoragem.

7.67. Vão Regulador

Vão fictício, mecanicamente equivalente a uma série de vãos contínuos, compreendidos entre estruturas ancoradas, e que serve para a definição do valor do vão para tração de montagem.

7.68. Via Pública

É toda parte da superfície destinada ao trânsito público, oficialmente reconhecida e designada por um nome ou número, de acordo com a legislação em vigor.

7.69. Sistema Monofásico

Sistema de distribuição cujo transporte de energia elétrica é feito utilizando-se apenas um condutor aéreo, sendo o retorno da corrente feito através do solo.

8. CONSIDERAÇÕES GERAIS

8.1. Generalidades

As seguintes prioridades deverão ser seguidas nas análises e estudos de extensões, reforma/melhoramento, regularização de nível de tensão e reforço de rede:

- Solicitação de clientes;
- Reclamação de clientes;
- Queda de tensão e as perdas decorrentes;
- Indicadores de Qualidade e Continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC etc.);
- Carregamento;
- Índice de desequilíbrio;
- Aspectos de segurança (exemplo: afastamento de rede).

No caso de projeto ser elaborado pela Concessionária, deverá ser maximizada a utilização do Sistema de Informação Geográfica, simulando situações cabíveis aos projetos e estudos como, por exemplo, capacidade de corrente dos condutores, carregamento dos transformadores e queda máxima de tensão admissível.

Para a adequação dos níveis de tensão deverão ser consideradas as seguintes possibilidades:

- 
- a) Promover a redivisão de circuitos;
 - b) Remanejamento de cargas para circuitos adjacentes;
 - c) Substituir os transformadores sobrecarregados e subcarregados. A Concessionária deverá proceder a identificação dos transformadores sobrecarregados ou subcarregados nas proximidades, para que se possa efetivar o devido remanejamento;
 - d) Balanceamento dos circuitos em desequilíbrio.

Deverão ser mantidos na rede os ramais de ligação multiplexados em bom estado, nos projetos de substituição de condutor nu para condutor multiplexado ou condutor concêntrico.

Durante a elaboração de projetos de extensão de redes aéreas de distribuição, a extensão futura deverá prever a possibilidade de futuros atendimentos, de modo que seja possível o atendimento imediato das unidades consumidoras solicitantes e posteriormente das demais que irão solicitar a ligação de energia. O solicitante deverá apresentar declaração de carga para o projeto devidamente assinada, pelo proprietário. Caso a recomendação não seja atendida o projeto será devolvido para correção.

Nos projetos deverão obrigatoriamente ser indicados os dados do interessado, endereço de correspondência, telefone, e-mail etc., acrescido de cópia recente de documento que comprove o endereço como cópia de conta de telefone, água, ITR (Imposto sobre a propriedade territorial rural) ou outro documento em nome do interessado.

A intervenção na rede de distribuição da Energisa (conexão de redes novas às redes existentes e implantação de novo poste sob a rede existente) somente poderá ser efetuada por prepostos desta.

As cartas de aprovação de projetos particulares já irão conter a advertência de que a inobservância dos termos acima implicará em notificação administrativa e denúncia formal ao CREA (Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura) ou CFT (Conselho Federal dos Técnicos Industriais) ou CAU (Conselho de Arquitetura e Urbanismo).

Apresentação de licença ou declaração emitida pelo órgão competente quando a extensão de rede ou a unidade consumidora ocuparem áreas protegidas pela legislação,

tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas, entre outros. As notas fiscais e garantias dos fabricantes dos materiais aplicados na rede deverão ser entregues à Energisa no momento da fiscalização e deverão compor o projeto encaminhado para cadastro. Caso ocorra defeitos nos equipamentos/materiais durante o período de garantia o fornecedor deverá ser acionado.

8.2. Tensões de Fornecimento

Esta padronização se aplicará em redes de distribuição tanto de características urbanas como rurais, para circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, nas tensões primárias e secundárias de acordo com as concessionárias de energia do grupo Energisa S.A, segundo as tabelas I e II.

Tabela I. Nível de tensão primária nas áreas de concessão do Grupo Energisa.

Tensão Primária (Média Tensão)												
Tensão (kV)		Empresas do Grupo Energisa										
Trifásico	Monofásico											
34,5	19,9	EAC				EMS	EMT		ERO		ESS	ETO
22,0	12,7				EMR	EMS						
13,8	7,96	EAC	EPB	EPB		EMS	EMT		ERO	ESE	ESS	ETO
11,4	6,58				EMR			EMR			ESS	

Tabela II. Nível de tensão secundária nas áreas de concessão do Grupo Energisa.

Tensão Secundária (Baixa Tensão)												
Tensão (kV)		Empresas do Grupo Energisa										
Rede Trifásica	380/220	-	EPB	-	-	EMT	EMR	EPB	ESE	-	-	ETO
	220/127	EAC	-	EMR	EMS	EMT	-	-	ESE	ERO	ESS	-
Rede Monofásica	440/220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ETO
	254/127	-	-	-	EMS	EMT	-	-	-	-	ESS	-
	240/120	EAC	-	-	-	-	-	-	-	ERO	-	-
	230/115	-	-	EMR	-	-	EMR	-	ESE	-	-	-
	230 ²	-	EPB	-	-	-	EMR	EPB	-	-	-	-

EAC - Energisa Acre.

ESE - Energisa Sergipe.

EMR - Energisa Minas Rio.

ESS - Energisa Sul-Sudeste.

EMS - Energisa Mato Grosso do Sul.

ETO - Energisa Tocantins.

EMT - Energisa Mato Grosso.

ERO - Energisa Rondônia.

EPB - Energisa Paraíba.

1. Legendas aplicada as empresas do grupo Energisa tensão nominal indicada deverá ser submetida à aprovação prévia da Concessionária;
2. Tensão nominal fase-neutro (F/N).

9. ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO

A apresentação do projeto deverá ser feita em meio digital, através do website da Energisa, através da plataforma AWGPE (Aplicação WEB de Gestão de Projetos), disponível na Agência Virtual Energisa.

Para maior detalhamento do procedimento, poderá consultar o manual AWGPE que está disponível no link:

<https://www.energisa.com.br/normas%20tcnicas/procedimento%20para%20envio%20de%20projetos%20el%c3%a9tricos%20via%20ag%c3%aancia%20virtual%20-%20web%20%28awgpe%29.pdf>

Na primeira fase procura-se determinar as características do projeto:

- a) Projetos existentes;
- b) Mapas;
- c) Circuitos existentes nas proximidades;
- d) Topografia do local;

e) Plantas da área.

Deve ser contemplada nos levantamentos dos dados preliminares a premissa de utilização do CHI (Cliente Hora interrompido ou Quantidade de Clientes Desligados) para aplicação do tipo de mão de obra a ser orçada (linha viva ou linha morta).

Também dever-se-á considerar o perfil de clientes prioritários (hospitais, órgãos públicos, presídios, indústrias e outros).

Projeto de redes de distribuição rural (RDR) compreenderá, basicamente, as seguintes etapas.

9.1. Obtenção de Dados Preliminares

Consiste na obtenção dos dados necessários à elaboração do projeto tais como:

- Objetivo do projeto elaborado;
- Determinação do tipo de projeto elaborado e finalidade. Exemplo se destina a expansão, reforma ou reforço etc.;
- Definição das principais necessidades do projeto, ou seja, se este é relativo à correção dos níveis de tensão, melhoria de confiabilidade, atendimento a uma nova área etc.;
- Nesta etapa, deve ser verificado o estado atual da rede.
- Obtenção da planta da área, com delimitação das malhas viárias rurais etc.
- Deverão ser analisados os sistemas característicos do circuito, regiões limítrofes das malhas viárias rurais, edificações (públicas, igrejas, estádios etc.), áreas ambientais etc., das áreas a serem atendidas;
- Caso necessário, dever-se-á realizar um levantamento de campo complementar;
- No caso de atendimento a novas áreas, por exemplo, um novo loteamento em áreas rurais, deverá ser apresentada planta georreferenciada, em escala adequada, junto

ao responsável pelo empreendimento, para lançamento dos dados no Sistema de Gestão Técnica da Distribuição.

a) Estudo básico da área:

- Para novas áreas, deverão realizados estudos básicos considerando as condições do local, o grau e tipo de urbanização, tipo de arborização, dimensões dos lotes ou glebas e características das áreas previstas o atendimento.
- Deverão ser verificadas no Sistema de Gestão Técnica da Distribuição a existência de área com características semelhantes daquelas projetadas, de forma a otimizar o investimento a ser realizado.
- Nas áreas previstas com expansão nos atendimentos os futuros projetos deverão ser analisados pelo planejamento, de forma compatível com as características de urbanização da região.
- A realização de projeto para atendimento a ligações novas deve ser precedida da análise de viabilidade técnica (AVT) pela área de planejamento regional para verificação das condições técnicas da rede, caso a carga seja superior ao limite previamente estabelecido pelo planejamento.

b) Planos e projetos previamente existentes para a área:

- Devem ser levantados prováveis projetos anteriormente elaborados para a área abrangida, ainda não construídos ou em construção, e que possam ser considerados no projeto em elaboração.

NOTA:

1. As redes de distribuição rural deverão ser projetadas preferencialmente às margens das estradas vicinais, entretanto nas situações de inviabilidade proposta está deverá contemplar o máximo trechos de redes de distribuição rural as margens dos acesso rurais.

9.2. Apresentação do Projeto

Consiste no conjunto dos desenhos, listas, cálculos, memoriais, formulários etc., que compõem o projeto e informações necessárias para atendimento às exigências da legislação vigente, inclusive com detalhamento para o caso de travessias (DNIT, DER, rede ferroviária, marinha, capitânia dos portos etc.) e documento de responsabilidade técnica. O modelo de projeto de travessia consta no anexo de desenhos NDU 007.01 a NDU 007.06 Dados técnicos de travessia. A sequência das etapas acima descritas pode variar dependendo da característica do projeto.

Os seguintes documentos devem fazer parte de um projeto:

- Arquivo digital do projeto elétrico, em extensão .dwg, georreferenciado, consultar a Concessionária se necessário;
- Autorização de passagem, quando for o caso, segundo modelo 04 ou 05;
- Cálculo de demanda (kVA), consulta Anexo A;
- Declaração da prefeitura municipal se responsabilizando pelo consumo de iluminação pública e que os ativos foram devidamente recebidos/transferidos, ou do proprietário/interessado para os casos de
- condomínios fechados, neste último, obrigatório o contrato de fornecimento de energia elétrica destinada à iluminação.
- Demonstrativo do levantamento do (s) circuito (s);
- Desenhos do projeto assinados pelo responsável técnico e pelo proprietário;
- Desenhos e informações complementares, quando for o caso;
- Desenhos especiais;
- Detalhes de travessias Desenhos NDU 007.01 a 007.06;
- Diagrama unifilar;

- Documento de responsabilidade técnica;
- Folha de cálculo de queda de tensão e corrente, segundo modelo do desenho NDU 007.10;
- Levantamento de carga instalada (kW);
- Licença dos órgãos competentes para construções de redes em áreas de proteção ambiental ou que necessitem de autorização dele.
- Memorial descritivo, conforme modelo 03;
- Projeto urbanístico aprovado pela prefeitura, contendo as larguras das vias e passeios, quando se tratar de loteamento ou condomínios fechados;
- Relação de material;
- Demais autorizações e aprovações conforme legislação municipal e/ou estadual.
- Documentação necessárias para comprovação de posse estão descritos nos itens abaixo:
- Escritura de Compra e Venda de Imóvel registrada em Cartório de Notas;
- ou Certidão de propriedade (matrícula) do imóvel;
- ou Promessa de Compra e Venda de Imóvel acompanhada da certidão de propriedade do imóvel (matrícula);
- ou Contrato de Locação e, se possível, acompanhado da Certidão de Registro do Imóvel;
- ou Contrato de Comodato e, se possível, acompanhado da Certidão de Registro do Imóvel;
- ou Sentença de Ação Judicial de Declaração de Posse (ex.: usucapião, reintegração de posse) ou decisão judicial liminar (mandado de Imissão na Posse);

- ou Termo de Concessão de Uso emitido por Órgão Público, tais como certidão de posse emitida pelo INCRA, Agências ou Secretarias Estaduais de Desenvolvimento Agrário (atestando o assentamento), dentre outros;
- ou Carta de Arrematação (casos de Leilões Públicos);
- ou Carta de Adjudicação ou Comprovante de ITR atualizado.
- ou Contrato de Financiamento de Compra de imóvel junto à instituição financeira autorizada pelo Banco Central. Ex.: Contrato da Caixa Econômica Federal;

NOTA:

1. Nas concessões do Grupo Energisa deverão ser consultadas sobre a necessidade de apresentação da comprovação de posse territorial através das seguintes documentações: ITR (Imposto sobre a propriedade territorial rural) e o CAR (Cadastro Ambiental Rural).

9.3. Simbologia

Conforme Desenhos do anexo dos desenhos NDU 007.041.

9.4. Mapa Chave

O Mapa chave deve ser apresentada sempre que houver mais de duas folhas de planta construtiva desenhada nas escalas, conforme desenhos NDU 007.08 a NDU 007.09 e Modelo 16.

O Mapa chave deve conter os seguintes elementos:

- Acidentes naturais ou artificiais do terreno;
- Chaves identificadas pelo número de cadastro;
- Indicação da parte abrangida por cada folha da planta construtiva.
- Indicação do norte geográfico;
- Indicação dos limites de municípios;

- Linhas de transmissão;
- Número de fases, bitola e tipo dos condutores da rede primária projetada;
- Traçado da rede primária;
- Transformadores identificados pelo número de cadastro;
- Outras redes primárias existentes;

9.5. Planta Construtiva

A planta construtiva deve ser desenhada nas escalas modelo 16.

A planta construtiva deve conter os seguintes elementos:

- Indicação, no ponto de alimentação, de pelo menos dois vãos da rede existente, para cada lado da derivação com características dos postes, estruturas, número de fases, bitola/seção e tipo dos condutores, tensão nominal de operação, classe de isolamento e ângulo de derivação;
- Aeródromos;
- Ângulos de deflexão nas redes rurais;
- Aterramentos;
- Cercas e outros obstáculos ao alcance da rede;
- Chaves;
- Comprimento dos vãos;
- Detalhe de elementos quando a escala utilizada dificultar a sua compreensão;
- Detalhes de estruturas não previstas nas padronizações;
- Diagrama unifilar com as respectivas chaves a serem manobradas quando de sua execução, após a aprovação do projeto;

- Estruturas;
- Ferrovias;
- Indicação das árvores a serem erradicadas;
- Indicação do ângulo de montagem dos estais quando não forem na bissetriz do ângulo de deflexão;
- Indicação do cantão ou vão a ser montado com tração mecânica reduzida;
- Indicação do norte geográfico;
- Indicação do trecho de arborização a ser suprimido;
- Indicação do trecho ou das árvores a serem podadas;
- Indicação dos trechos de roçada;
- Linhas de transmissão identificadas pela tensão de operação e nome do proprietário;
- Redes de distribuição de terceiros (Exemplo: Cooperativas de eletrificação rural etc.).
- Localização dos consumidores com cargas especiais em kVA;
- Localização dos consumidores novos não residenciais com as respectivas cargas em kVA;
- Localização dos edifícios de uso coletivo novos com as respectivas cargas em kVA;
- Marcação dos terrenos e lotes vazios;
- Matos e pântanos;
- Numerar os postes existentes e a instalar.
- Número de fases, bitola e tipo dos condutores;

- Outras ocupações dos postes existentes ou projetadas; rodovias federais, estaduais e municipais e caminhos particulares;
- Para-raios;
- Parreirais e outras culturas que utilizem estruturas metálicas de sustentação, paralelas ou sob a rede;
- Postes;
- Ramais de ligação com indicação da ligação ao poste;
- Rede de telecomunicação existente ou projetada;
- Rios, arroios, lagos, peraus e barrancos;
- Tipo de estruturas de reforço mecânico projetado: estai, escora ou base concretada;
- Transformadores;
- Outras redes existentes;

9.6. Diagrama Unifilar

- Chaves e equipamentos;
- Distâncias dos nós do diagrama;
- Identificação do alimentador com número de fases e bitola dos condutores;
- Numeração das chaves de desligamento;
- Potência com número de fases dos transformadores.

9.7. Desenhos Especiais

Devem ser preparados desenhos especiais, em escalas apropriadas, sempre que houver necessidade de se detalhar certos aspectos construtivos do projeto, como por exemplo:

- Equipamentos especiais (reliadores, reguladores, transformadores, etc.);

- Saídas de alimentadores em subestações;
- Situações não previstas.

9.8. Conteúdo do Desenho

No desenho da planta e perfil devem constar no mínimo as seguintes informações:

- a) Distâncias Progressivas das estruturas locadas segundo a solução mais econômica;
- b) Curva descrita pelo condutor mais baixo com a distância mínima condutor ao solo de 6,0 m, segundo informações das Tabelas 13 a 15.
- c) Número de poste, tipo de estrutura, poste e vão médio, indicados em perfil e na planimetria;
- d) Indicação do seccionamento e aterramento das cercas existentes ao longo da faixa;
- e) Indicação da estrutura onde devem ser instalados chave e para-raios com suas características básicas;
- f) Indicação esquemática, em planta, da quantidade e posição dos estais;
- g) Vão equivalentes (calculado) e vão básicos (adotado) de todos os tramos da rede;
- h) Trações especiais (tração reduzida) quando for o caso;
- i) Indicação clara e precisa (coordenadas “UTM”) de qual estrutura da rede está derivando o ramal (podem ser projetados vários ramais em uma mesma folha de planta e perfil);

9.9. Travessias

Devem ser preparados os detalhes relativos a projetos de travessia sempre que estas ocorrerem sobre ou sob estradas de rodagem federais e estaduais, estradas de ferro, redes de telecomunicações, de rios e outros.

Os projetos de travessias deverão atender às normas específicas dos respectivos órgãos, e ter o projeto devidamente aprovado por eles. O setor de projetos manterá arquivado o original do desenho de travessia, devidamente aprovado. No caso de projetos nas proximidades de aeroportos, devem ser obedecidos os planos básicos de zonas de proteção de aeródromos, heliportos e de sinalização de redes aéreas com balizas (esferas) no anexo de desenho NDU 007.06 é apresentado o plano básico de zona de proteção de aeródromo, segundo desenho NDU 007.07.

9.10. Autorização de Passagem

Quando a rede atravessar terrenos de terceiros será exigida a autorização de passagem pessoa física e jurídica, conforme modelo 04 e 05, mediante a assinatura de duas testemunhas.

9.11. Documento de Responsabilidade Técnica

Os termos componentes do projeto devem ser assinados por responsável técnico habilitado, indicando o respectivo número de registro no órgão competente, bem como pelo (s) proprietário (s) da obra. O documento responsabilidade técnica (RRT, TRT ou DRT) deve ser anexada depois de efetuado o pagamento da taxa. Entende-se como órgão competente, os conselhos regionais de:

- CAU - Conselho de Arquitetura e Urbanismo;

Registro de Responsabilidade Técnica (RRT): é o instrumento por meio do qual o arquiteto e urbanista comprova a autoria ou a responsabilidade relativa à atividade técnica por ele realizada.

- CRT - Conselho Federal dos Técnicos Industriais;

Termo de Responsabilidade Técnica (TRT): é o instrumento que define, para os efeitos legais, os responsáveis técnicos pela execução de obras ou prestação de serviços relativos às profissões abrangidas pelo Sistema CFT/CRT.

- CREA - Conselho Regional de Engenharia e Agronomia;

Anotação de Responsabilidade Técnica (ART): documento que define, para os efeitos legais, os responsáveis técnicos pela execução de obras ou prestação de quaisquer serviços de Engenharia e Agronomia, objeto do contrato.

NOTA:

1. A liberação da obra estará condicionada a apresentação do documento de responsabilidade técnica (ART, RRT ou TRT) que deverão estar em anexo ao projeto.

9.12. Folha de Cálculo de Queda de Tensão e Corrente

Deve ser preparada para todo projeto de novas cargas, no caso de rede aérea secundária, não só para verificação das condições da rede projetada, como também para servir de informação cadastral para efeito de atendimento a novas cargas e controle de rede.

Os cálculos deverão ser efetuados por transformador e alimentador, os quais devem estar atualizados para permitir o referido controle. Deve ser apresentado o memorial de cálculo de queda de tensão e corrente, conforme desenho NDU 007.010.

9.13. Licenças Ambientais

Quando a rede atravessar e/ou passar próximo de áreas arborizadas, será exigida a licença ambiental, devidamente assinada por órgão competente.

9.14. Memorial Descritivo

Deverá ser apresentado contendo as informações conforme modelo 03.

9.15. Relação de Material e Orçamento

A relação de materiais e o respectivo orçamento devem ser preparados para todos os projetos, e de acordo com os critérios relacionando os materiais novos e os que devem ser devolvidos.

9.16. Análise de Projeto

Os projetos devem ser analisados através de critérios objetivos embasados pelas normas técnicas da Energisa, especificações técnicas de construção e normas Brasileiras. O projeto deve ser analisado, prioritariamente, em sua totalidade. No entanto, se ele apresentar não conformidades que se repetem ao longo das plantas, não se faz necessário analisar todo projeto. O andamento da análise do projeto poderá ser acompanhado pela plataforma AWGPE (Aplicação WEB de Gestão de Projetos), na Agência Virtual Energisa, e quando da conclusão da análise dele será disponibilizada a carta de aprovação ou reprovação. Também sendo praticado a disponibilização do resultado das análises dos



projetos via e-mail por intermédio de carta devidamente direcionado ao responsável técnico ou proprietário do empreendimento.

9.17. Prazos para Análise

A Concessionária terá o prazo máximo conforme regulado pela REN 1.000/2021 para informar ao projetista e interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação, com eventuais ressalvas e, quando for o caso, os respectivos motivos de reprovação e as providências corretivas necessárias.

A reanálise deve seguir o prazo máximo deverá obedecer a mesma metodologia do tempo de análise de projetos, exceto quando ficar caracterizado que a Concessionária não tenha informado, por escrito, previamente, todos os motivos de reprovação existentes na análise anterior, sendo que, neste caso, o prazo de reanálise também regulado, segundo REN 1.000/2021.

9.18. Validade do Projeto

O prazo de validade da aprovação do projeto é de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de aprovação do projeto pela Concessionária.

Caso neste período de validade do projeto aprovado ocorra revisão da norma da concessionária que impacte no projeto este deverá ser adequado, segundo novas premissas do novo documento normativo.

Sendo estabelecidos prazos de projetos de iluminação com validade de 12 meses. De acordo com resolução normativa Nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021:

§3º O projeto aprovado pela distribuidora terá validade de 12 (doze) meses. Contados a partir do recebimento desta carta.

9.19. Projeto

Execução, consiste em:

- Levantamento topográfico, segundo modelo 13;
- Locação de estruturas no perfil;

- Dimensionamento mecânico, elétrico e geométrico;
- Proteção e seccionamento;
- Apresentação do projeto.

10. TIPOS DE PROJETOS

Os projetos de redes de distribuição rural devem ser dos seguintes tipos:

- a) Projeto de expansão;
- b) Projeto de reforma;
- c) Projeto de reforço;
- d) Projetos de modificações ou remoção de rede e/ou poste;
- e) Projetos de conexão redes novas;
- f) Projetos de incorporação de rede;
- g) Projeto de loteamento e assentamento de interesse social em área rural.

10.1. Projeto de Expansão

São caracterizados pela implantação de todo o sistema de distribuição necessário ao atendimento a uma determinada área. São trechos da rede aérea de distribuição construída a partir do ponto de conexão com o sistema elétrico existente, onde tem início a ampliação, visando possibilitar a efetivação de uma ou mais ligações simultâneas.

São classificados como projetos de expansão de redes, aqueles onde ocorram:

- Troca de condutores (Recondutoramento);
- Troca de transformadores (Aumento de carga);
- Criação de redes novas;
- Alimentadores expressos não exclusivos, para atender prioritariamente cargas significativas em áreas industriais ou mesmo para alimentar cargas especiais;
- Alimentadores que irão energizar as redes aéreas de distribuição rurais a partir das subestações abaixadoras;

- Alimentadores que possibilitarão a energização de localidades onde não existe subestação de distribuição (SED);
- Alimentadores propostos para aliviar ou dividir cargas de circuitos sobrecarregados com demanda próxima de sua capacidade térmica ou com queda de tensão elevada.

NOTA:

1. Cargas especiais são aquelas com flutuação brusca como máquinas de solda elétrica, motores com partida frequente, máquina de solda moto geradora, máquina de solda transformador, fornos elétricos a arco, motores (Indução, síncronos e corrente contínua), raio-X etc.

10.2. Projeto de Reforma/Melhoramento

São projetos que visam implantação de todo o sistema de distribuição necessário ao atendimento a uma determinada área. Os trechos da rede aérea de distribuição construída a partir do ponto de conexão com o sistema elétrico existente, onde tem início a ampliação, visando possibilitar a efetivação de uma ou mais ligações simultâneas.

NOTA:

1. A construção de novos trechos para interligações de alimentadores ou com outras finalidades de natureza operacional, não se considera como expansão.

10.3. Projeto de Reforço

São considerados de reforço os projetos ligados a obras de:

- a) Alterações vinculadas à alta tensão ou subestações (ex.: aumento do número de alimentadores);
- b) Regularização de níveis de tensão ou do carregamento (ex.: aumento de seção dos condutores etc.);
- c) Regularização do desequilíbrio (ex.: conversão de rede monofásica em trifásica);
- d) Troca de transformador de distribuição em sobrecarga, por outro de maior capacidade;

e) Atendimento a mercado, em casos de instalação ou aumento de carga solicitada pelos clientes e que, por consequência, provoquem o aumento de seção de condutores ou conversão de monofásico para trifásico na média tensão existente.

10.4. Projetos de Modificações ou Remoção de Rede e/ou Poste

São aqueles que visam o deslocamento de redes de distribuição que se encontram sob ou nas proximidades de benfeitorias rurais (casas, estábulos, currais, florestas, vegetação nativa, áreas de proteção ambiental etc.), especificamente para atendimento a clientes ou para adequação as exigências rurais.

NOTA:

1. Deslocamento ou remoção de poste e de rede, está de acordo com os termos regulado pela resolução 1.000/2021.

10.5. Projetos de Conexão Redes Novas

São aqueles que visam à ligação de novos clientes ou novos empreendimentos a uma determinada localidade (assentamento, povoado, distrito, chácaras, vilarejos, distritos, aldeias, distritos etc.).

Os projetos de conexão podem indicar a necessidade de serem elaborados projetos de ampliação (principalmente extensões ou reforços na rede).

10.6. Projetos de Incorporação de Rede

São os projetos de redes de distribuição de energia elétrica projetado e executado por terceiro e sua conexão nas redes das Concessionárias de Energia Elétrica, especialmente nas áreas rurais. Devem ser seguidas as definições contidas nos documentos normativos de distribuição unificada (NDU) de incorporação de rede vigente no Grupo Energisa.

10.7. Projeto de Loteamento e Assentamento de Interesse Social em Área Rural

O projeto de rede de energia elétrica para atendimento de unidades consumidoras situadas em empreendimentos habitacionais rural de interesse social ou em

regularização fundiária de interesse social, destinados às classes de baixa renda, deverá ser elaborado para rede aérea protegida e rede aérea secundária multiplexada nas tensões secundárias, segundo projeto. O projeto compreenderá obras de distribuição até o ponto de entrega, não incluindo o sistema de iluminação pública ou de iluminação das vias internas, conforme resolução normativa ANEEL.

NOTAS:

1. Os loteamentos em áreas rurais deverão ser projetados em redes de distribuição de média tensão conforme classes de tensões padronizadas nas áreas de concessão do Grupo Energisa obedecendo a tabelas 36 deste documento técnico.
2. Os projetos nos loteamentos em áreas rurais deverão ser concebidos com redes de distribuição compacta com cabos de cobertura simples (XLPE) ou dupla (XLPE + HDPE), segundo padrões estabelecidos na NDU 004.1.
3. É vedado projeto de loteamento em áreas rurais projetadas e executadas em redes de distribuição com cabos de alumínio nu sejam esses em baixa ou média tensão.
4. Todo e qualquer fornecimento em média tensão, loteamentos localizados em áreas rurais deverão ser de natureza trifásica.

10.8. Tipos de Redes e Critérios de Aplicação

10.8.1. Tipos de Redes

Nas redes de distribuições rurais convencionais do grupo Energisa é padronizado cabos de alumínio nu com alma de aço (CAA) e liga 6201, enquanto para baixa tensão é definido a orçamentação de cabos multiplexados.

Enquanto para situações de loteamentos rurais e áreas de elevada densidade de vegetação deverão aplicar redes de média e baixa tensão respectivamente cabo protegidos (XLPE + HDPE) e multiplexadas projetadas segundo padrões urbanos concebidos na NDU 004.1. São os seguintes os tipos de redes em uso nas empresas Concessionárias da Energisa:

NOTAS:

1. Nas áreas litorâneas de concessão do Grupo Energisa as condições e especificações contidas na NDU 027.
2. As especificações técnicas dos cabos de alumínio nu CAA e em liga (6201) estão descritas respectivamente nas Especificações Técnicas Unificadas (ETU) 113.1 e 112.2.
3. Nas áreas litorâneas de concessão do Grupo Energisa as condições e especificações contidas na NDU 027.
4. As especificações técnicas dos cabos de alumínio nu CAA e em liga (6201) estão descritas respectivamente nas Especificações Técnicas Unificadas (ETU) 113.1 e 112.2.
5. Nos locais com elevada densidade de vegetação deverá aplicar cabos protegidos (XLPE + HDPE) evitando-se a projeção de estruturas passantes CE1 e CE1A.

10.8.2. Rede Primária Aérea de Distribuição

10.8.2.1. Redes aéreas de distribuição convencionais

As redes de distribuições rurais convencionais deverão ser projetadas com cabos de alumínio nus em liga 6201 e com alma de aço (CAA) sobre cruzetas em concreto apoiados aos isoladores tipo pilar e ancorados em isoladores de suspensão.

NOTAS:

1. Também deverão ser consideradas e aplicadas as condições estabelecidas na NDU 027 para aplicabilidade de cabos de alumínio nas áreas de corrosão atmosférica.
2. Em projetos e execução de obras de redes de distribuição rurais deverão ser aplicados tão somente isoladores tipo pilar (Porcelana ou Híbrido) ficando vetada a implementação dos isoladores tipo pino poliméricos em redes convencionais de média tensão rural.
3. As cruzetas poliméricas em PRFV deverão ter aplicadas restritamente em obras de manutenção, sendo vedada sua implementação em obras de construção. Entretanto a instalações de cruzetas poliméricas deverão ser evitadas dentro de áreas agrícolas.

10.8.2.2. Redes Aéreas de Distribuição Protegidas

Caracterizam-se por utilizar cabos de alumínio protegido com dupla camadas (XLPE/HDPE) sustentado por cabo mensageiro de aço e espaçadores poliméricos, instalados em intervalos segundo distanciamentos específicos no desenho 038 da NDU 004.1 (Instalações Básicas para Construção de Redes Compactas de Média Tensão de Distribuição). Esta configuração de rede área em média tensão compacta deverão ser projetadas nas seguintes situações:

- a) Em trechos de áreas com elevada densidade de arborização;
- b) Em áreas configuradas como loteamentos em áreas rurais, vilarejos, vilas, aldeias etc.

Por sua vez, estes espaçadores têm a função de elemento de apoio para os condutores, dispondo-os em um arranjo losangular compacto de modo que todo o esforço mecânico fique aplicado ao mensageiro, deixando os condutores ligeiramente tracionados. Os padrões de instalações básicas referentes a esse tipo de rede estão estabelecidos na NDU 004.1 (Instalações Básicas para Construção de Redes Compactas de Média Tensão de Distribuição).

NOTAS:

1. Em trechos densamente arborizados, com galhos em contato permanente com os condutores, ou em alimentadores onde o nível de confiabilidade exigido seja elevado é sugerida a utilização de estruturas tipo CE2 em tangente, não permitido utilizar estruturas soltas do tipo CE1 e CE1A.
2. A aplicação da rede compacta em áreas rurais com cabos protegidos (XLPE + HDPE) fica condicionadas as regiões densamente arborizadas e aos loteamentos.
3. É vetada a aplicabilidade de cabos protegidos camada simples (XLPE) ou dupla (XLPE + HDPE) em estruturas diferentes das compactas (CE1, CE1A, CE2, CE3 ou CE4).
4. Nas áreas rurais deverão ser utilizados redes compactadas com padrão descrito na NDU 004.1 (Instalações Básicas para Construção de Redes Compactas de Média Tensão de Distribuição).

10.8.3. Rede Secundária Aérea de Distribuição

10.8.3.1. Rede Secundária Convencional

A partir da publicação deste documento normativo, o grupo Energisa passa a adotar ou reforçar aplicação, em suas empresas concessionárias, como sendo padrão mínimo de redes aéreas de distribuição em baixa tensão dos cabos isolados (multiplexado), segundo padrões estabelecidos na NDU 004.3 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão).

10.8.3.2. Rede Secundária Isolada Multiplexada

O principal material utilizado nas redes secundária isolada multiplexada são:

- Condutores: cabos de alumínio isolados e multiplexados, autossustentados por meio de cabo neutro (Mensajeiro) que poderá ser nu ou isolado;
- Mensageiro: condutor neutro (mensajeiro), formado por fios de alumínio 1350 (CA) ou de alumínio liga (CAL), de seção circular;
- Braços suportes: ferragens destinadas à sustentação da rede a base de isoladores tipo roldana.

Os padrões de instalações básicas referentes a esse tipo de rede estão estabelecidos no NDU 004.3 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão).

10.9. Critérios de Aplicação

O tipo de rede a ser adotado para um determinado projeto deve ser:

- a) Rede primária aérea de distribuição.

10.10. Rede aérea de distribuição

10.10.1. Rede Primária Aérea de Distribuição

O padrão mínimo de atendimento rural, estabelecido pela distribuição, é o de redes



aéreas de distribuição com cabos de alumínio com alma de aço (CAA) ou Liga (6201). Está prevista também a utilização da rede aérea de distribuição protegida.

Sua aplicação é preferencialmente em trechos densamente arborizados, com galhos em contato permanente com os condutores, ou em alimentadores onde o nível de confiabilidade exigido seja elevado além da aplicação em loteamentos.

10.10.2. Rede Secundária Aérea de Distribuição

10.10.2.1. Projetos de Expansão

O padrão mínimo de atendimento urbano, estabelecido pela distribuição, é o de redes isoladas de baixa tensão. Embora exista uma grande extensão de Rede secundária na modalidade convencional (cabos nus) nas empresas Concessionárias da Energisa, esse tipo de rede não deve ser utilizado nas extensões de novas redes.

10.10.2.2. Projetos de Reforma e Reforço

No caso de modificação, reforma e reforço, depois de esgotadas as soluções de engenharia tais como, remanejamento de cargas, mudança de transformadores etc., que permitiriam manter a rede aérea convencional, ou em casos considerados especiais, a Rede secundária deve ser alterada para o padrão de rede isolada. A determinação anterior é válida também para os trechos secundários de projetos de reforma e ou reforço que envolva substituição da rede média tensão convencional para protegida.

10.11. Meio Ambiente

Projeto de redes aéreas de distribuição rural, localizado no interior ou entorno de Unidade de Conservação da Natureza, deve ser autorizado pelo órgão gestor da respectiva Unidade de Conservação. Em caso de afetar a Área de Preservação Permanente (APP), deve ser autorizado e licenciado pelo órgão ambiental município e órgão ambiental estadual. Nos casos de imóveis localizados no interior de Unidades de Conservação de Proteção Integral ou Áreas de Preservação Permanente - APP, as solicitações de novas ligações de energia não podem ser atendidas. Com exceção dos imóveis localizados em Áreas de Preservação Permanente que se enquadrarem nos casos de utilidade pública, interesse social e baixo impacto, e demais casos previstos na

legislação ambiental (Lei 12.651/12 e MP nº 571/12 ou lei vigente que a substitua), devidamente autorizados pelo órgão ambiental competente. As atividades empresariais enquadradas na Lei 6.938/81, Política Nacional do Meio Ambiente, e listadas na Resolução CONAMA N.º 237/97 e no Anexo 1 do Decreto N.º 44.820/2014, devem apresentar Licença Ambiental expedida pelo Órgão Ambiental competente: IBAMA, órgão ambiental estadual ou municipal.

Imóveis localizados no interior de Unidades de Conservação de Uso Sustentável, ou no entorno de Unidades de Conservação de Proteção Integral (Art. 46 da Lei N.º 9985/00-SNUC), dependem de autorização ou Licença Ambiental expedida pelo órgão ambiental competente (federal, estadual ou municipal de acordo com a gestão da unidade) para a ligação de energia.

Em áreas rurais, onde a instalação de energia visa o atendimento à atividade de irrigação, a empresa responsável pela elaboração do projeto deve apresentar o documento de outorga de água (superficial ou subterrânea) ou dispensa do órgão ambiental estadual.

NOTAS:

1. Enquanto ao tratamento dos requisitos referentes a inspeção no planejamento e controle da arborização rural com vista à coexistência com sistema elétrico, em consonância com a política de meio ambiente em toda área de concessão do grupo Energisa S.A.
2. O projeto para atendimento a unidade consumidora isolada, loteamento ou condomínio situado em áreas de preservação ambiental, somente pode ser elaborado, após a apresentação por parte da empresa responsável da Autorização/Licença Ambiental da área. Nas questões e diretrizes pertinentes a necessárias para gerenciamento dos processos de manejo da vegetação que esteja interagindo na operação das linhas e redes de distribuição de energia elétrica deverá ser consultada na NDU 016.1 e suas prerrogativas;
3. Nas questões e diretrizes pertinentes a necessárias para gerenciamento dos processos de manejo da vegetação que esteja interagindo na operação das linhas e redes de distribuição de energia elétrica deverá ser consultada na NDU 016.1 e suas prerrogativas;

11. PLANEJAMENTO

A elaboração de projeto deve ser precedida de estudos de planejamento, elaborados segundo orientações específicas e consistindo das seguintes etapas:

11.1. Planejamento da Rede

Devem ser efetuados os levantamentos e estudos das características das cargas, estimativa da demanda e análise das condições de fornecimento, proporcionados pelo sistema atual em função do crescimento da carga. A partir dessa análise deve ser tomada a decisão quanto à necessidade ou não de reforma da rede existente ou a construção de uma nova rede.

11.2. Confiabilidade

Com base na configuração básica estabelecida para a rede e visando proporcionar uma confiabilidade dentro dos parâmetros adequados, devem ser definidos os pontos para as interligações e as localizações das chaves para seccionamentos, de forma a permitir a minimização do tempo e das áreas afetadas pelas interrupções durante os serviços de manutenção ou emergências, bem como, nos casos de transferência de cargas de uma rede a outra mediante interligações.

11.3. Proteção da Rede

Devem ser definidos os tipos e as localizações dos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes e sobretensões, tais como, chaves fusíveis e para-raios.

11.4. Correção dos Níveis de Tensão

Juntamente com o dimensionamento do condutor, devem ser analisadas técnica e economicamente, as seguintes alternativas, dentro do horizonte de projeto, visando o controle dos níveis de tensão ao longo do tempo:

- Troca de Tap's nos transformadores;
- Troca do condutor instalado inicialmente;

11.5. Disponibilidade de Carga (Estudo de Viabilidade Técnica de Atendimento)

A solicitação deve ser feita à área de Planejamento da Distribuição para a devida apreciação e estudo de viabilidade técnica de atendimento.

11.6. Levantamento Cadastral

Deverão ser levantadas todas as vias de acesso às propriedades necessárias para o projeto com GPS (global positioning system) com precisão de no mínimo 5 metros no Sistema de Coordenadas UTM. Características marcantes do terreno devem ser apresentadas no projeto, tais como: separação das vias públicas e dos terrenos adjacentes de propriedade de terceiros, córregos e lagos, montanhas, florestas, cruzamento de estradas e outras redes elétricas existentes na região. Devem ser delimitadas as unidades de conservação ambiental (mananciais, reservas florestais etc.), os aglomerados (chácaras, loteamentos em áreas rurais, vilarejo, distritos, glebas etc.), as obras de engenharia (rodovias, ferrovias, aeródromos etc.), pedreiras, sítios arqueológicos etc., atendendo as exigências dos órgãos ambientais, Federal e Estadual. A partir dos dados obtidos no levantamento planialtimétrico georreferenciado, mapas, fotografias aéreas, plantas com localização das propriedades e outros, devem ser preenchidos os seguintes documentos:

- Termo de Autorização de Passagem - Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita (modelos 04 e 05).
- Ficha de Levantamento Cadastral Rural (modelo 12).

11.7. Termo de Autorização de Passagem

Definido o traçado da rede ou ramal rural e havendo necessidade da passagem da linha por propriedade de terceiros, devem ser obtidos desses proprietários o Termo de Autorização de Passagem em 2 (duas) vias.

11.8. Ficha de Levantamento Cadastral

Devem ser cadastradas todas as propriedades da região que estejam dentro da área de abrangência do projeto, utilizando-se uma ficha para cada propriedade,

independente de pertencer a um mesmo proprietário, devendo-se proceder do mesmo modo, se houver mais de um ponto de entrega para a mesma propriedade.

O levantamento deve ter início na propriedade mais próxima da rede Rural de onde será derivada, de modo que a sequência de numeração das fichas corresponda ao afastamento da rede de distribuição rural. Devem ser relacionados todos os aparelhos eletrodomésticos e eletromecânicos que o proprietário possua ou pretenda instalar, anotando-se as quantidades e as potências em Watts de cada equipamento, a potência total e a demanda nas colunas correspondentes da Ficha de Levantamento Cadastral, conforme modelo 12.

11.9. Projeto com Alimentação de Novas Localidades

Todo projeto de rede de distribuição rural tem como objetivo principal, atender a um maior número de consumidores. É imperioso que todas as cargas potenciais devam ser consideradas por ocasião do dimensionamento elétrico. Podem-se resumir nas seguintes, as situações possíveis de serem encontradas para consideração de carga:

- a) Cargas individualizadas por propriedades isoladas, aleatoriamente distribuídas ao longo do caminhamento e dentro da faixa de influência do traçado caracterizando as propriedades rurais.
- b) O número de clientes atendidos por posto transformação monofásico deverá obedecer especificamente a seguinte determinação: 10 KVA (02 ligações no máximo), 15 kVA (03 ligações no máximo) e 25 kVA (05 ligações no máximo) esta situação é exclusiva aos clientes provenientes de chácaras quando esses forem conectados diretamente as buchas secundárias dos transformadores.
- c) Núcleos populacionais ou aglomerações de propriedades, juridicamente organizados ou simplesmente dispostos, identificando comunidades rurais ou povoados para cálculo da demanda em Loteamentos em área rural deverá obedecer às informações do Anexo A.
- d) Cargas Especiais - As cargas a considerar nestes casos devem ser fundamentadas no levantamento cadastral realizado de modo a avaliar a real necessidade de carga a ser instalada.
- e) Os loteamentos nas áreas de concessão do grupo Energisa quando atendido em média tensão deverá ser projetado com natureza trifásica.



O dimensionamento da potência do transformador deve ser feito considerando-se a demanda da carga total somada com a demanda das cargas especiais. Para atendimentos em loteamentos em áreas rurais deverão ser implantados segundo moldes urbanos, ou seja, redes primárias protegida e secundárias isoladas, o distanciamento máximo radial entre a estação transformadora ao ponto de entrega se limitará a 200 metros.

NOTAS:

1. Para as cargas especiais, além dos dados básicos acima, deve ser anotada a existência de aparelhos que possam ocasionar oscilações de tensão na rede ou outro tipo de influência considerada anormal. A classificação do consumidor como “carga” está vinculada às condições gerais de fornecimento, em vigor na Empresa.
2. Todo e qualquer loteamento localizado em área rural deverá ser projetado em rede de distribuição compacta em cabo protegido XLPE ou (XLPE+HDPE) com rede secundária multiplexada, sendo todos com natureza trifásica.

11.10.Previsão de Crescimento de Carga

Em alguns tipos de projeto (grandes reformas e extensões de redes novas), torna-se necessário estimar o crescimento de carga para efeito de dimensionamento da rede secundária e de média tensão. Especial atenção deve ser dispensada na determinação da taxa de crescimento da carga.

a) Rede primária

A taxa de crescimento da rede primária adotada no projeto deve ser retirada de documento emitido pela área de planejamento de mercado. O índice utilizado deve ser a estimativa de crescimento do município, cabendo uma avaliação crítica desse índice pelo projetista.

b) Rede secundária

Nesse caso, deve ser ressaltado que o índice de crescimento médio das cargas na rede secundária nem sempre coincide com o crescimento médio global da zona típica na qual estão inseridas.



Isto porque o índice de crescimento da zona típica, já engloba o crescimento vertical (crescimento na área já atendida) e o crescimento horizontal (crescimento em área não atendida). Além disto, o índice de crescimento por zona típica leva em conta também as cargas a serem atendidas em média tensão.

Devem ser distinguidos três casos:

- Áreas com edificações compatíveis com sua localização e totalmente construídas.

Neste caso, o índice de crescimento a ser adotado deve corresponder ao crescimento médio do consumo por consumidor sendo, invariavelmente, um valor pequeno.

- Áreas com edificações compatíveis com sua localização e não totalmente construídas. Para os novos consumidores, deve ser previsto um consumo médio compatível com o daqueles já ligados à rede, de acordo com sua categoria (residencial comercial ou industrial). Estes dados devem ser obtidos no sistema de gerenciamento da rede.

O número de novos consumidores a serem ligados, dentro do horizonte de planejamento da rede, deve ser compatível com o ritmo de construção da área em estudo.

Além disso, o índice anterior aplicado aos consumidores já existentes deve ser previsto para os novos consumidores.

- Áreas com edificações não compatíveis com suas localizações. Este caso, normalmente, corresponde a uma taxa de crescimento mais elevada, tendo em vista a tendência de ocupação da área por outros tipos de edificação.

Como exemplo, pode-se citar o caso de residências unifamiliares horizontais, em áreas com tendências para construção de residências multifamiliares verticais. Neste caso, a demanda futura deve ser estimada com base na taxa de ocupação futura, levando-se em conta o ritmo de construção observada no local.

O cálculo da curva de carga do transformador, os dimensionamentos do transformador e da rede de baixa tensão serão realizados por meio da tabela III. A Tabela III considera aspectos técnico-econômicos para um horizonte de 10 anos.

Tabela III. Taxa crescimento decenal e fator de multiplicativo.

Número de Anos	Fatores de Multiplicação de Demanda										
	Taxa de Crescimento Anual										
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	8%	9%	10%	11%	12%
10	1,105	1,219	1,344	1,48	1,629	1,791	2,159	2,367	2,594	2,839	3,106

Valendo ressaltar que o dimensionamento dos circuitos primários, transformadores e circuitos secundários e a definição das obras civis devem ser feitos considerando o horizonte de um período mínimo de 10 anos, sem necessidade de qualquer alteração da concepção original do projeto para tanto deverá ser aplicada a tabela III da página anterior. O empreendedor/projetista/consultor será o responsável pela previsão de cargas dos consumidores aplicada ao dimensionamento da rede de distribuição e pelos seus custos. A taxa de crescimento anual deverá ser definida segundo informações do plano decenal de expansão de energia. Para as taxas inferiores a da tabela IV acima deve-se aplicar a fórmula $(1+i)^n$.

12. LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO

O levantamento topográfico deve ser dividido em três etapas distintas:

- a) Implantação do traçado;
- b) Levantamento planialtimétrico georreferenciado no Sistema de Coordenadas UTM;
- c) Elaboração dos Projetos.

12.1. Implantação do Traçado (Planta do Traçado)

A determinação do traçado da rede de distribuição rural (RDR) corresponde à etapa de maior relevância na execução do projeto, pois este corresponderá a melhor solução, mecânica, econômica, ambiental e operacional da rede de distribuição rural. A implantação do traçado baseia-se na rede elétrica existente (ponto de tomada de corrente), nas rodovias malhas viárias rurais, elaborado por ocasião do levantamento planialtimétrico georreferenciado do local.

Deverão ser analisados e estudados todos os fatores que influenciem no projeto, dentre os quais, entre outros, citam-se:

- a) Nas situações de ausência de rodovias, Malhas viárias rurais e demais acessos deverão ser tomadas as diretrizes de traçado optando-se pelo mais retilíneo possível;
- b) Havendo rodovias estas serão adotadas como diretrizes, no traçado observando o distanciamento mais próximo e paralelo possível de uma das margens das referidas rodovias em observância com as legislações dos órgãos estaduais e federais;
- c) No caso das rodovias como diretrizes que tenham faixas bem definidas, o traçado deve, em princípio, desenvolver-se totalmente dentro das respectivas faixas e distante, no máximo, 1,50 metros da cerca limítrofe. Neste caso, devendo ser imprescindíveis e obrigatórias as consultas e observâncias as normas próprias de ocupação dos órgãos responsáveis pelas rodovias (Federais - DNIT ou Estaduais - DER);
- d) Nas situações das indefinições das diretrizes das definições ou dimensões das faixas de escape de segurança das rodovias, o traçado deverá contemplar o afastamento mínimo da margem delas, sem o prejuízo de uma possível ampliação da pista;
- e) O traçado pode afastar-se da diretriz escolhida, sempre que haja anuência dos órgãos públicos responsáveis pelas estradas e rodagens e concessionária de energia elétrica. O traçado poderá afastar-se ou mesmo cruzá-la a fim de cortar as curvas ou desviar obstáculos, mediante autorização dos órgãos competentes;
- f) No caso das rodovias, é conveniente que o afastamento da rede de distribuição rural não seja superior a 50 m, para não dificultar o acesso à rede, entretanto será necessário o respaldo documental dos órgãos federal e estadual;
- g) O traçado, sempre que possível, deve contornar os seguintes tipos de obstáculos naturais ou artificiais:

- Canaviais, bambuzais e árvores nativas (ex. araucárias);
- Mato denso;
- Áreas reflorestadas ou áreas reservadas para reflorestamento;
- Cafezais;
- Pomares;

- 
- Lagoas, lagos, represas, açudes;
 - Locais impróprios para fundação;
 - Erosões;
 - Terrenos muito acidentados;
 - Terrenos com inclinações transversais superiores a 50%;
 - Picos elevados;
 - Locais onde normalmente são detonados explosivos;
 - Loteamento e terrenos muito valorizados;
 - Benfeitorias em geral;
 - Aeródromos;
 - Outros não mencionados, mas que, a critério do topógrafo e/ou projetista, mereçam ser contornados.
- a) O traçado deve considerar como de preservação permanente, as áreas e / ou vegetação situadas nos seguintes locais:
- Ao longo dos rios ou de qualquer curso d'água;
 - Ao redor das lagoas, lagos e reservatórios d'água naturais ou artificiais;
 - Nas nascentes permanentes ou temporárias incluindo os olhos d'água seja qual for sua situação topográfica;
 - No topo de morros, montes, montanhas e serras;
 - Nas bordas dos tabuleiros ou chapadas;
 - Nas encostas ou partes destas;
 - Nas cavidades naturais subterrâneas.

- h) Quando a passagem por estas áreas for inevitável, deve ser objeto de consulta a Órgão Estadual Competente e qualquer prosseguimento aos serviços sem a prévia consulta, deve correr por conta e risco da Empreiteira e do proprietário.
- i) Caso o traçado tenha que necessariamente atravessar loteamento ou terrenos muito valorizados, deve-se aproveitar o mais possível as regiões limítrofes as vias vicinais, procurando desta forma, minimizar as desapropriações;
- j) O traçado não pode passar sobre qualquer tipo de edificação;
- k) Caso o traçado tenha que se aproximar muito de aeródromos deve ser observado o plano básico de zonas de proteção regulamentado pelos órgãos competentes e normas específicas, dentre eles, o Código Brasileiro do Ar.
- l) O número de ângulo do traçado e seus valores devem ser reduzidos ao mínimo indispensável para a boa execução do traçado, para não implicar em estruturas especiais que oneram o custo do projeto.

NOTAS:

1. Em terrenos agrícolas mecanizáveis, o marco deve ser protegido com mourões de modo a evitar que sejam danificados ou danifiquem máquinas agrícolas.
2. Em situações excepcionais, mediante acordo com a entidade responsável pela rodovia, as estruturas poderão ser colocadas a distância inferiores às apresentadas anteriormente e até mesmo dentro das faixas de domínio das rodovias ou nos canteiros centrais de rodovias com pistas múltiplas. Nestes casos, quando a rede projetada for paralela a sinalização, viadutos etc., observar a distância mínima de 2 m medida na horizontal, nas condições de máximo deslocamento.
3. Nas áreas de fluxo intenso de maquinários ou implementos agrícolas os postes da rede da distribuição deverão ser instalados e concebidos no momento do projeto por defensas no sentido de mitigar possíveis abalroamento das estruturas da rede elétrica.

4. No caso de ocupação da faixa de Linhas de transmissão da própria concessionária, em especial nas proximidades de subestações congestionadas, os setores responsáveis devem ser consultados previamente, assim como nos casos de paralelismo com outras redes de distribuição.
5. O traçado deve ser tal que, permita a existência de uma faixa livre, a partir do eixo, os valores de largura de faixas deverão ser consultados na NDU 016. No caso de ocupação de faixas de rodovias, o traçado deve atender rigorosamente as normas próprias dos órgãos responsáveis por elas;
6. Em obras contratadas pela Energisa, deve ser instalado marcos de concreto no vértice e a cada 02 (dois) km em alinhamentos longos. O marco de concreto devendo ter a forma de um tronco de pirâmide de seção reta quadrada, com 50 cm de altura e bases superior e inferior com 10 e 20 cm de lado, respectivamente. O marco de vértice deve ser denominado de MA para alinhamento e MV para os vértices e numerados separadamente, em ordem crescente, a partir do MA = 0 e MV = 1;

12.2. Levantamento Planialtimétrico

O levantamento do eixo da rede de distribuição rural deve ser feito tomando-se como base os pontos de referência instalados ou definidos durante a implantação do traçado. O levantamento da faixa e o nivelamento do perfil correspondente ao traçado devem ser executados concomitantemente com o lançamento deste último no terreno.

12.3. Caderneta de Campo

Deverá ser usado o tipo previamente aprovado pela Energisa, contendo os seguintes elementos:

- a) Croquis e cálculos dos comprimentos das tangentes;
- b) Todos os ângulos da RDR, medidos ou calculados;
- c) O levantamento planimétrico da rede de distribuição rural e os detalhes quando necessários;
- d) Todos os demais elementos colhidos no terreno para o estabelecimento do traçado;
- e) O nome do topógrafo, as datas dos trabalhos e o tipo de aparelho usado.

12.4. Levantamento de Dados Técnicos para Travessias

12.4.1. Travessias de Estradas e Ferrovias

Devem constar todos os detalhes dos pontos do levantamento planialtimétrico georreferenciados levantados como estradas e nomes das localidades mais próximas por ela servidas, posição quilométrica do ponto de cruzamento a mais exata possível, cotas do eixo da estrada e das cristas dos cortes ou pés de aterro, ângulos de cruzamentos e posições relativas das cercas e postes das redes telefônicas existentes e localidades adjacentes ao ponto de cruzamento da rede de distribuição rural.

No caso de ferrovia, indicar se essa é eletrificada. Os ângulos de cruzamentos estabelecidos no desenho NDU 007.06 e NDU 007.07 somente podem ser adotados se a distância entre os limites da faixa de domínio da rodovia, medida ao longo da rede de distribuição rural, não exceder a 100 metros. Caso isto ocorra, deve ser alterado o traçado de modo a satisfazer esta exigência.

12.4.2. Travessias de Redes

Deverá constar em projetos situações de paralelismo ou pontos de cruzamento, posição e cotas inclusive croqui com as dimensões principais, sua altura e altura dos condutores e fios mais altos e mais baixos no ponto de cruzamento e nas estruturas adjacentes, tensão de operação e as localidades mais próximas por ela servidas. Sendo indicada necessidade da aferição da temperatura ambiente no momento do levantamento das alturas dos condutores

12.4.3. Travessias de Rios

Nas situações das travessias fluviais devem ser levantadas as cotas do nível d'água normal e da enchente máxima. No caso de rios navegáveis, a cota de enchente máxima deve ser a cota real, necessitando-se, portanto, da amarração do eixo a um RN verdadeiro. Informações sobre a navegabilidade dos rios podem ser adquiridas através dos Órgãos Federais e Estaduais competentes. Deverá observar os detalhes do desenho NDU 007.06 nas situações:

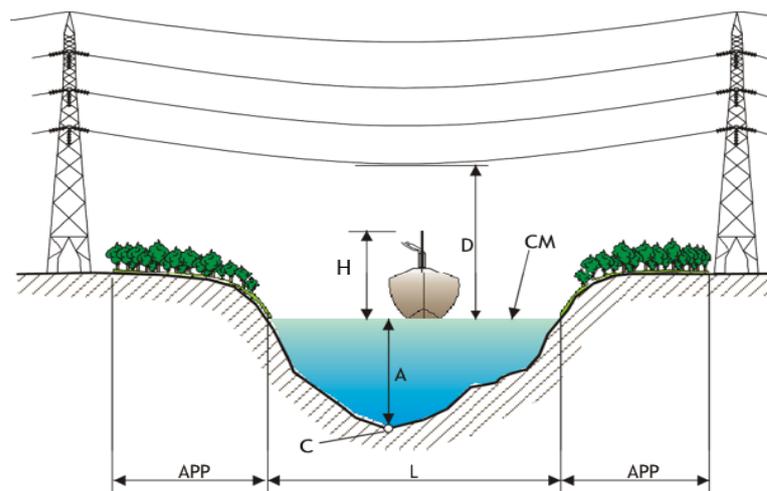


Figura 01. Distância vertical de segurança e faixas de preservação ambiental.

CM: Nível (Cota) máximo alcançado pela água da via navegável ou não navegável, na maior cheia já verificada.

L: Leito ou calha da via navegável ou não navegável.

APP: Largura, em metros, da área de preservação ambiental permanente, medida desde o nível mais alto da água em faixa marginal.

H: Altura, em metros, do maior mastro de embarcação que trafega pela via navegável.

D: Distância vertical mínima de segurança, metros, entre o condutor mais baixo da linha e a cota máxima, já verificada, da água da via navegável ou não navegável.

A: Altura da lâmina d'água medida em relação à menor cota do leito(cota zero ou de referência) da via fluvial.

C: Cota zero ou referência (menor cota do leito ou calha da via fluvial)

Tabela IV. Distância vertical em relação a classe de tensão nominal.

Tensão máxima de operação da linha (kV)	Navegabilidade da via	D - Distância mínima de segurança (m)
Até 36,2	Navegável	H + 2,00
Maior 36,2		H + 3,00
Até 765	Não Navegável	6,00

Tabela V. Distância em relação a faixa de proteção ambiental.

Área de preservação	
L - Leito da via navegável ou não navegável (m)	APP - Faixa mínima de preservação(m)
até 50	50
maior que 50 e até 200	100
maior que 200 e até 600	200
maior que 600	500

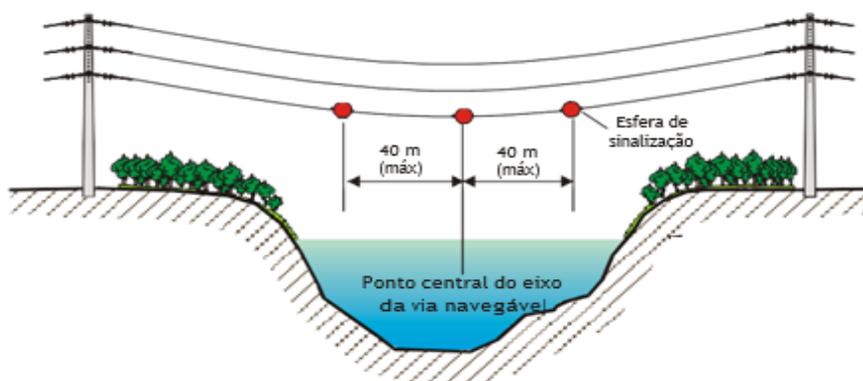


Figura 02. Configuração para redes com tensão superior a 36,2 kV.

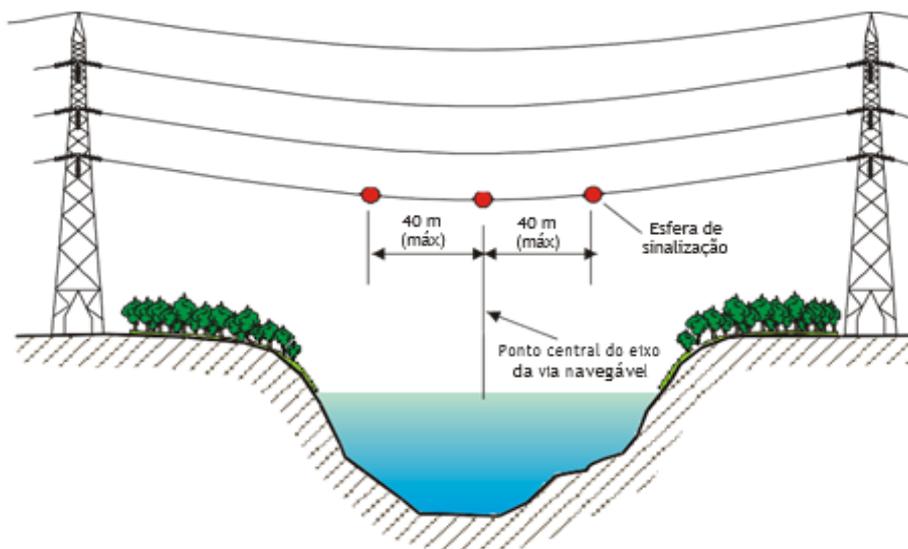


Figura 03. Configuração para redes com tensão inferior a 36,2 kV.

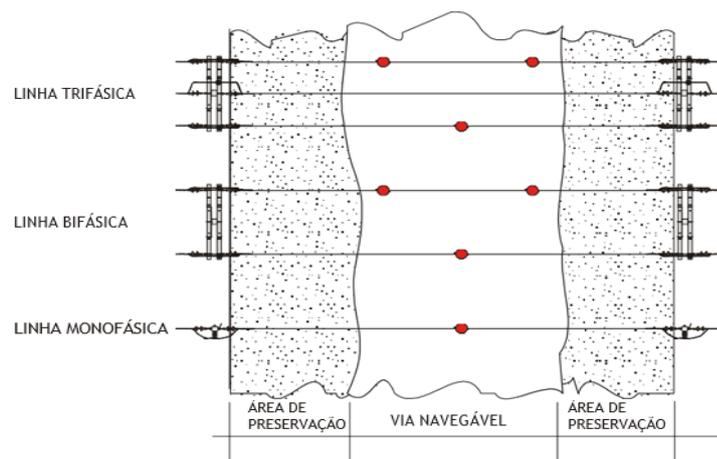


Figura 04. Sinalização com diversas configurações de redes.

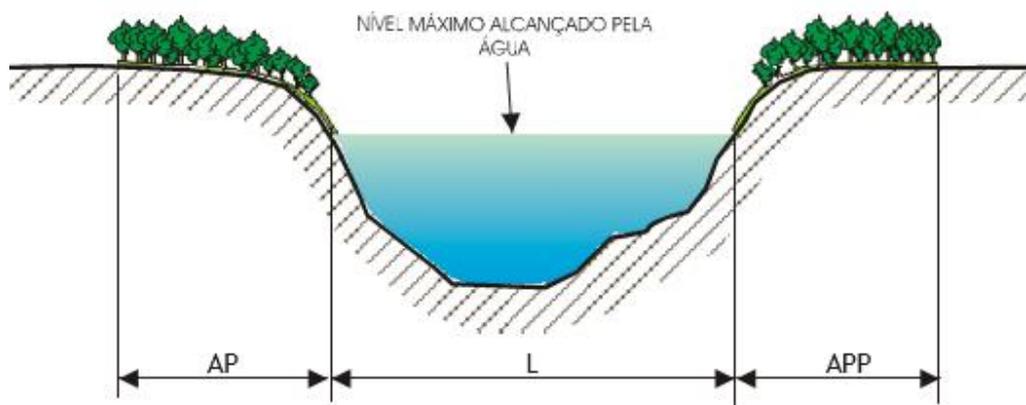


Figura 05. Áreas de APP ao longo do curso da d'água.

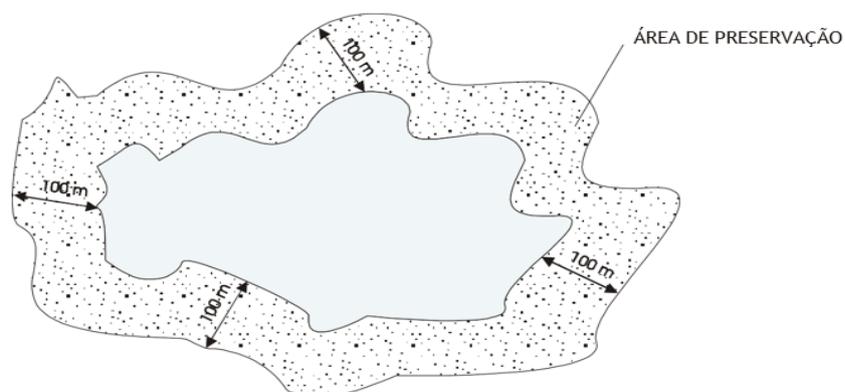


Figura 06. Regiões circunvizinhas de lagos, represas, nascentes cachoeiras.

NOTAS:

A elaboração dos projetos de travessia sobre rios deverá atender as Normas prescritas pelo órgão do Ministério da Marinha - Capitania dos Portos local. Deverão ser observadas as seguintes recomendações:

1. As consultores ou projetistas deverão submeter projeto ao Grupo Energisa, com anexo do projeto de rede de distribuição, os projetos de travessias de rios se houver, devidamente aprovados pelo Ministério da Marinha/Capitania dos Portos locais;
2. Quando houver cruzamento de rios que exija vãos superiores a 100 metros, deverá ser efetuado um levantamento planialtimétrico no caminhamento da rede, no trecho da travessia, a fim de determinar a flecha e a altura dos postes;
3. O ângulo mínimo entre o eixo da linha e o curso da água será de 60 graus;
4. As distâncias verticais mínimas dos condutores (superfície de águas navegáveis) na condição de flecha máxima, será de $(H + 2m)$. Nesta fórmula o valor de H corresponde à altura do maior mastro, na condição de maior maré e deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada;
5. Os cabos condutores a serem utilizados nas travessias deverão ser com cabo de alumínio nu com alma de aço - CAA ou Cabo de alumínio nu liga - CAL - (liga 6201).
6. As figuras 01 e 02 são ilustrativas podem as estruturas serem representadas por postes de concreto duplo T, seção circular, fibra de vidro ou até mesmo torres metálicas.

12.5. Levantamentos Complementares

Os levantamentos complementares de acidentes na faixa ou nas suas imediações, que possam interessar ao projeto da rede de Distribuição Rural devem ser executados com precisão de detalhamento compatíveis com cada caso. A seguir os casos mais comuns com respectivos requisitos mínimos:

a) Acidentes Isolados Importantes

Entram nesta categoria edificações, blocos de pedra etc. Deve constar: posição relativa, contorno aproximado, cota do topo e indicações de sua natureza;

b) Cursos d'água

Entram nesta categoria, rios, córregos, ribeirões etc. Deve constar: o sentido da correnteza, sua denominação, nível do fio d'água por ocasião do levantamento, bem como estimativa provável da área inundável;

a) Terrenos Impróprios para Fundação

Entram nesta categoria, brejos, pântanos, erosões, terrenos pouco consistentes, rochas etc. Deve constar: posição relativa, delimitação e indicação de sua natureza;

b) Tipo de Vegetação e Cultura

Entram nesta categoria: mato, cerrado, capoeira, pasto, pinheiral, cafezal etc. Deve constar: tipo de divisas e sua posição dentro da faixa;

a) Tipo de Divisas de Propriedades

Entram nesta categoria: muros, cercas e valas divisórias etc. Deve constar: tipo de divisas e sua posição dentro da faixa;

b) Nomes de Proprietários

Entre duas divisas consecutivas qualquer, deve sempre constar o nome do proprietário do trecho de faixa a ser levantada.

a) Outros Acidentes

Qualquer outro acidente de importância que interferir no desenvolvimento do traçado deve ser levantado. De modo geral, deve constar: posição geográfica e cotas relativas, alturas, delimitação e indicação de sua natureza, conforme a importância que possa ter para o desenvolvimento do traçado;

As cercas que cruzam a diretriz da rede de distribuição rural devem ter os mourões adjacentes ao eixo, pintados de vermelho para facilitar localização futura.

a) Levantamento Especial



Toda vez que houver necessidade de reproduzir um determinado acidente com maior fidelidade, deve-se lançar mão de levantamento com maior precisão, geralmente na escala 1:1.000, e desenhá-lo no projeto, à parte para um melhor detalhamento.

a) Caderneta de Campo

As cadernetas de campo devem ser apresentadas e conter, entre outros, os seguintes elementos:

- Indicação do Norte Magnético amarrado ao marco zero do levantamento;
- Todos os ângulos ou deflexões da rede de distribuição rural, medidos ou calculados;
- O levantamento planialtimétrico do traçado e o dos detalhes quando necessário, acompanhado dos respectivos croquis.
- Todos os elementos medidos no terreno e / ou calculados; cotas; distâncias progressivas; distâncias horizontais e verticais; ângulos horizontais e verticais, sendo que a numeração de estações e pontos intermediários deve obedecer ao estipulado no levantamento planialtimétrico.
- Assinatura com carimbo do profissional, devidamente credenciado no seu respectivo conselho de classe, para trabalhos desta modalidade técnica.

b) Planta do Traçado (localização).

Na planta devem ser indicados, a direção, o norte magnético, os detalhes de saída e de chegada e todos os acidentes principais existentes nessa faixa, tais como: casas (com nome do proprietário), córregos, estradas de ferro e de rodagem, redes telefônicas, telegráficas e de energia elétrica existentes, cercas etc.

Quando o alimentador tronco ou ramais derivarem de rede existente, deve constar na Planta do Traçado, trecho desta rede, contendo os números das estruturas de derivação e das adjacentes, bem como sua identificação (origem e destino, e vão entre elas).

c) Simbologia

A simbologia a ser observada para os trabalhos topográficos e para representação gráfica em projetos deve ser a constante nos desenhos NDU 007.041.

12.5.1. Locação Direta

O projeto com locação direta é uma alternativa que pode ser utilizada em projetos de redes, cujas extensões não sejam superiores a 2.000 m ou mesmo maiores a critério da Energisa, em terreno plano, no seu caminhamento e que não tenha travessias de rodovias, ferrovias, linhas de transmissão e telecomunicação. Esta alternativa tem como objetivo associar a rapidez da locação direta com a segurança e benefícios do projeto convencional. No caso de terrenos desnivelados deve ser apresentado o perfil topográfico.

O projeto consiste basicamente na locação direta dos postes no campo através de piquetes, num método expedito de levantamento topográfico. A determinação da altura e do tipo da estrutura deve ser feita com base na experiência do projetista, de acordo com as exigências mínimas vigentes. No auxílio e gestão do processo de locação segue no modelo 17 uma tabela modelo.

NOTAS:

1. Os vãos entre estruturas ficam limitados a 100 metros para locação direta.
2. Para vãos superiores a 100 metros e no caso de terrenos desnivelados, deve ser apresentado o perfil topográfico.

12.5.2. Desenho da Planta e do Perfil

12.5.2.1. Escalas

A planta e o perfil devem ser desenhados em CAD no formato A0, A1, A2 ou A3, conforme escalas especificadas na tabela VI para áreas de concessão do grupo Energisa e modelos 15 e 16.

Tabela VI. Especificações de Escalas Vertical e Horizontal.

Empresas do Grupo Energisa	Escalas	
	Vertical	Horizontais
EPB/EMR	1:500	1:5000
ESS/ESE	1:100	1:1000
EMT	1:200	1:2000
ERO/EAC/ETO/EMS	1:500	1:5000

12.5.2.2. Planimetria

Na planimétrica devem constar, no mínimo, as seguintes informações:

- Indicação de estradas de rodagem, municipais, federais, estaduais, ferrovias, hidrovias;
- Todas as linhas de transmissão, distribuição de energia e comunicações;
- Indicação de divisas das propriedades com os nomes dos respectivos proprietários;

Tabela VII. Sistemas de coordenadas georreferenciadas.

Concessionárias do Grupo Energisa.	Sistemas de Georreferenciamento.
EPB /EMR	UTM SIRGAS 2000 23.
ETO/ ESS	UTM SIRGAS 2000 22.
EMT/EMS	UTM SIRGAS 2000 21.
ERO	UTM SIRGAS 2000 19.
EAC	UTM SIRGAS 2000 20.
ESE	UTM SIRGAS 2000 24.

- Todas as culturas, tipos de vegetação e tipo de terreno;
- Detalhes dos pontos de saída, chegada e deflexão de rede, inclusive suas coordenadas geográficas, segundo tabela VII.
- Indicação do rumo ou azimute em todas as tangentes;
- Indicação das estacas do levantamento topográfico com as distâncias progressivas acumuladas nas mesmas e as respectivas cotas;
- Indicação da existência de aeroportos;

- g) Indicação das cercas existentes, com o número de fios de que é composta. (Exemplo: 4FF = 4 fios de arame farpado e 4FL = 4 fios de arame liso).

12.5.3. Perfil

O perfil deve conter:

- a) O traço do perfil do terreno;
- b) Escala de cotas marcada a esquerda de cada desenho;
- c) Altura dos obstáculos localizados no eixo da rede de distribuição rural.

12.5.4. Desenhos Especiais

Devem ser desenhados sempre que se fizer necessários, por imposição de circunstâncias especiais, quando o simples desenvolvimento planialtimétrico não for suficiente para definir com precisão a montagem das estruturas, a disposição dos condutores, dos estais etc., geralmente na escala Horizontal (H) 1:100 e vertical (V) 1:500.

12.5.5. Desenhos de Travessias

Os desenhos de travessias devem ser elaborados dentro das necessidades e nas escalas recomendadas pelos órgãos responsáveis. Os desenhos de levantamento de dados técnicos devem ser elaborados conforme padrão do desenho NDU 007.01 a NDU 007.06.

12.5.6. Desenhos Complementares

Os desenhos complementares quando necessário, devem ser apresentados para melhor entendimento do projeto. Considera-se como complementares, detalhes de chegada ou saída de subestação, passagem sobre loteamento, zona rural, com indicação das estradas, entre outros.

12.5.7. Entrega dos Trabalhos Topográficos

Devem ser entregues os seguintes documentos:

- a) Caderneta de campo com cópias em todas as vias do projeto, em arquivo digital;

- 
- b) Planta definitiva do traçado, inclusive detalhes planialtimétricos da interconexão às Subestações e/ ou redes de Distribuição Rural e das construções ou benfeitorias na faixa, em arquivo digital (CAD);
 - c) Desenho de Planta e Perfil do levantamento da faixa, inclusive detalhes planialtimétricos das travessias e acidentes mais importantes, em arquivo digital (CAD);
 - d) Desenho de dados técnicos para elaboração de projetos de travessia (NDU 007.01 a NDU 007.06);
 - e) Eventuais levantamentos especiais em separado, na escala 1:100, em arquivo digital (.dwg ou .dxf).

NOTAS:

1. Para projetos particulares, a critério da Energisa, pode ser verificada no campo, a veracidade de correlação de dados topográficos da Caderneta de campo e terreno natural. Caso os valores obtidos extrapolem os erros máximos admitidos, devem ser cobrados da Empreiteira todos os gastos concernentes ao deslocamento, homem hora etc., e reexecução do levantamento pela Empreiteira.
2. Para aprovação do levantamento topográfico, a Empreiteira deve encaminhar 02 (duas) cópias em papel, dos desenhos. A Energisa, após análise, deve devolver uma das cópias, com as ressalvas ou observações, se necessárias. Feitas as correções, se houver, a Empreiteira deve encaminhar os originais para aprovação em definitivo.

13. TENSÕES DE ENTREGA

A escolha da tensão deve ser compreendida sob melhor solução, econômica e operativa, para cada projeto. Na elaboração de projetos que envolvem grandes áreas, para definição da tensão de alimentação, faz-se necessário um estudo minucioso da região observando-se o planejamento global do sistema de distribuição. A escolha da tensão deve ser compreendida sob melhor solução, econômica e operativa, para cada projeto. Na elaboração de projetos que envolvem grandes áreas, para definição da

tensão de alimentação, faz-se necessário um estudo minucioso da região observando-se o planejamento global do sistema de distribuição.

NOTA:

1. As informações contidas nas tabelas I e II estabelecem os níveis de tensões primárias e secundárias aplicadas nas áreas de concessão do grupo Energisa.

14. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO

Consiste na definição da configuração, carregamento e seção dos condutores das Rede primária aérea de distribuição e secundária, características da iluminação pública, localização e carregamento de transformadores, definição e coordenação da proteção e seccionamento da rede.

O resumo dos cálculos elétricos dos dimensionamentos deve ser feito observando-se:

- A corrente admissível pelo condutor;
- A queda de tensão máxima permitida;
- O custo global mínimo que inclui a análise dos custos de instalação e perdas;
- Limite térmico dos condutores.

Os dimensionamentos dos circuitos das redes aéreas de distribuição primárias e secundárias deverão prever também o crescimento vegetativo para a região que eles atendem.

14.1. Rede Primária

14.1.1. Definição Básica

O sistema de distribuição deve ser a 2 (dois) fios para sistemas monofásicos e 4 (quatro) fios para sistemas trifásicos, em que o condutor neutro, oriundo da malha de aterramento da subestação de distribuição (SED), comum aos circuitos primário e secundário, acompanha toda a rede primária, sendo regularmente conectado à terra, em

pontos definidos, de modo a constituir uma rede de terra contínua e de baixa impedância.

Convém que o condutor neutro seja também interligado ao neutro de outros alimentadores, quando disponíveis, inclusive daqueles originários de outras subestações. A bitola do condutor neutro é determinada em função da bitola dos condutores da rede primária, conforme especificado na Tabela V.

Tabela VIII. Seção do Condutor Neutro Contínuo.

Condutor primário		Condutor neutro
Convencional	Protegido	
(AWG/MCM)	(mm ²)	(AWG/MCM)
2	35	2 ou 1N2
1/0	50	
2/0	70	
3/0	95	1/0 ou 3N5
4/0	120	
-	150	
336,4	185	

NOTA

1. Para fins de projeto de aterramento, enquadram-se nesta classificação todos os ramais primários monofásicos (fase × neutro) e bifásicos (fase × fase × neutro), que são sempre derivados de troncos trifásicos a quatro fios.

14.1.2. Níveis de Tensão

14.1.2.1. Geral

As tensões nominais padronizadas da rede primária são de 11.400/6.582 V, 13.800/7.967 V, 22.000/12.702 V e 34.500/19.919 V, de acordo com as concessionárias do grupo Energisa. A Tabela I e II relaciona as tensões primárias e secundárias padronizadas para cada empresa.



Em sistemas isolados, não interligados ao sistema nacional, a concessionária deverá ser consultada sobre o nível de tensão.

As faixas de tensão adequadas no ponto de entrega devem atender ao PRODIST, módulo 8. Em condições normais de operação, o sistema deverá operar na faixa adequada. A Tabela I e II relaciona as tensões primárias e secundárias de acordo com as Concessionárias de energia do grupo Energisa.

14.1.2.2. Medidas para Correção dos Níveis de Tensão Primária

Nos projetos de rede, devem ser cuidadosamente analisados os critérios utilizados para correção ou regulação da tensão, dentro dos critérios estipulados. As ações mais utilizadas para correção ou regulação de tensão são a instalação de equipamentos reguladores de tensão e de banco de capacitores.

A instalação do dispositivo de regulação de tensão deve estar de acordo com as normas de instalações básicas e ser colocado em local de fácil acesso, na divisa da área urbana com área rural. Evitar locais próximos a residências.

A instalação de banco de capacitores deve estar de acordo com o item de compensação reativa dessa norma.

14.1.2.3. Medidas para Correção dos Níveis de Tensão Primária

Nos projetos de rede, devem ser cuidadosamente analisados os critérios utilizados para correção ou regulação da tensão, dentro dos critérios estipulados. As ações mais utilizadas para correção ou regulação de tensão são a instalação de equipamentos reguladores de tensão e de banco de capacitores.

A instalação do dispositivo de regulação de tensão deve estar de acordo com as normas de instalações básicas e ser colocado em local de fácil acesso, na divisa da área urbana com área rural. Evitar locais próximos a residências. A instalação de banco de capacitores deve estar de acordo com o item de compensação reativa dessa norma.

14.1.3. Configuração Básica, Trajeto e Faseamento

14.1.3.1. Configuração Básica

A configuração da rede de primária pode ser definida de acordo com o grau de continuidade de serviço e da importância da carga ou localidade a ser atendida, conforme descrito a seguir:

a) Radial simples:

Este tipo de configuração deverá ser adotado nas áreas onde as próprias características da distribuição de carga forcem o traçado dos alimentadores em direções distintas, tornando antieconômico o estabelecimento de pontos de interligação. Não sendo permitido a extensão de rede monofásica a partir de redes trifásicas ou bifásicas. Apenas é permitido a construção de redes monofásicas em situações de extensão de rede do mesmo tipo.

b) Radial com recursos:

Este tipo de configuração deverá ser adotado em áreas urbanas com alta concentração de clientes ou que requeiram maior continuidade de serviço, devido a existência de consumidores especiais tais como hospitais, centros de computação etc., e sempre que 2 (dois) ou mais alimentadores sigam a mesma direção. Para esta situação deverá observar os seguintes critérios:

- Na existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores adjacentes dela ou de subestações diferentes;
- Previsão de reserva de capacidade em cada alimentador para absorção de carga de outro alimentador em caso de defeito;
- Limitação do número de consumidores interrompidos e diminuição do tempo de interrupção em relação a configuração radial simples, quando da ocorrência de defeito ou manobra.

c) Anel aberto:

Utilizado em casos em que não há subestações de distribuição (SED) próximas o suficiente às quais um alimentador possa ser conectado ou caso haja cargas particularmente altas, concentradas nas imediações de uma subestação de distribuição (SED). Essa configuração é feita por dois alimentadores de saída da mesma subestação de distribuição (SED) que podem ser conectados.

14.1.3.2. Trajeto

Para a escolha do trajeto de uma rede de distribuição, deverão ser observados os seguintes aspectos:

a) Tronco de alimentadores

- Procurar sempre utilizar margens das estradas vicinais já definidos e o traçado aprovado pela Prefeitura, sempre que possível onde existam guias colocadas, evitando ângulos e curvas desnecessárias, evitando, sempre que possível, vias públicas de tráfego de veículos intenso e muito intenso, conforme definido nos desenhos NDU 006.046 e NDU 006.047;
- Procurar passar o mais próximo possível do centro da carga, de forma a equilibrar as demandas entre os alimentadores;
- Procurar atribuir a cada alimentador, áreas de dimensões semelhantes evitando, sempre que possível, trechos paralelos na mesma rua ou circuitos duplos;
- Acompanhar a distribuição das cargas e previsões futuras de expansão;
- Obedecer à sequência de fases desde a subestação;
- Sendo necessário mais de um alimentador, deve ser prevista a interligação deles para manobras de emergência, através de seccionadores que permitam a transferência de carga de um para outro;

- O posicionamento de interligação e chaveamento de alimentadores deve ser de tal forma que favoreça a confiabilidade dos consumidores especiais, tais como, hospitais, torres repetidoras, bombas d'águas, laticínios etc.;
- Para os arruamentos onde há previsão de rede primária, a posteamento da rede secundária deve ser dimensionada de modo a permitir a sua futura implantação;
- Ramais de alimentadores;
- Os ramais devem ser, sempre que possível, dirigidos em sentido paralelo uns aos outros, orientados de maneira a favorecer a expansão prevista para o bairro por eles alimentados;
- Deve ser levada em consideração a posição da fonte de energia no sentido de se seguir o caminho mais curto;
- Devem ser planejados evitando-se voltas desnecessárias;
- Conservar a sequência de fases do alimentador tronco.
- Deve ser levada em consideração a posição da fonte de energia no sentido de se seguir o caminho mais curto;
- Devem ser planejados evitando-se voltas desnecessárias;
- Conservar a sequência de fases do alimentador tronco.

NOTAS:

1. Quando da existência de tráfego intenso em estradas vicinais deverá analisar a possibilidade da instalação de defesas no sentido da mitigação de acidentes com caminhões, maquinários e implementos agrícolas que venham a promover danos na continuidade do fornecimento de energia elétrica, assim como sinistros patrimoniais. Neste processo sendo importante a consulta dos órgãos municipais ou estaduais responsáveis pela permissão necessária a instalação das defensas nos postes que apresentem maior probabilidade de ocorrência de abalroamento.

2. Deverão analisar as possibilidades de instalação das defensas padronizadas, segundo especificações técnicas unificadas do Grupo Energisa.

14.1.3.3. Faseamento

O tronco do alimentador deve ser sempre trifásico.

Deve ser identificada a sequência de fases, no projeto, em todas as derivações:

- a) A sequência de fases na saída da subestação de distribuição (SED), considerando-se o observador de costas para o pórtico de saída, deve ser, da direita para a esquerda:
- Placa Vermelha - Fase A
 - Placa Azul - Fase B
 - Placa Branca - Fase C

O reconhecimento do faseamento, nas saídas dos alimentadores existentes, deve ser feito observando-se as placas indicativas instaladas no pórtico da subestação de distribuição (SED);

- b) Devem ser colocados identificadores de fase em todas as derivações das redes primárias convencional e protegidas.

Para redes protegidas, para que a sequência de fases seja mantida nos espaçadores e separadores ao longo da rede, devem ser seguidos os critérios da NDU 005. Os ramais podem ser monofásicos, mas devem:

- Ser analisados os impactos da carga desses ramais na coordenação da proteção (ex.: desligamento do tronco por desequilíbrio em caso de atuação da proteção de ramal).
- Projetados de forma a se conseguir o melhor equilíbrio possível entre as 3 (três) fases, indicando-se no projeto a fase que se deve derivar.

Em caso de interligação entre alimentadores, além de ser observada a sequência de fases que deve ser sempre indicada nos projetos, devem ser também verificados os defasamentos angulares introduzidos em cada circuito pelos seus respectivos transformadores.

14.1.4. Condutores Padronizados

14.1.4.1. Tipo e Seção

Os condutores utilizados em redes primárias são condutores de alumínio nu CAA (com alma de aço), liga de alumínio (CAL 6201) ou cabos alumínio multiplexados autossustentados, variando a utilização conforme a tipologia de rede.

14.1.4.1.1. Rede Convencional

Serão utilizados condutores de alumínio nu:

Tabela IX. Seção de Condutores de alumínio padronizados no grupo Energisa.

Bitola (AWG / MCM)	Seção nominal (mm ²)	
	CAA	CAL 6201
2	39,19 (Sparrow)	33,54
1/0	62,44 (Raven)	53,52
4/0	125,10 (Penguin)	107,41
336	198,4 (Linnet)	177,62

- Tipo CAA (ABNT NBR 7270 e ETU-113.1);
- Tipo CAL (ABNT NBR 10298 e ETU-113.2).

NOTAS:

1. É vetada a construção de redes em cabo de alumínio CAA nas áreas compreendidas pela NDU 027, pois nestas deverão ser instalados os cabos de alumínio liga 6201.

14.1.4.2. Dimensionamento

Os critérios de carregamento e dimensionamento da rede primária deve atender à carga prevista para o horizonte de 10 (dez) anos de acordo com a tabela III. As saídas dos alimentadores, nas subestações de distribuição (SED), deverão apresentar seções transversais de 4/0 AWG para rede convencional. O tronco dos alimentadores deverá apresentar seções transversais de 50 mm² para rede protegida e/ou 1/0 AWG para rede convencional. Os ramais trifásicos dos alimentadores deverão apresentar seções transversais de 1/0 AWG para rede convencional. Os ramais monofásicos dos alimentadores deverão apresentar seções transversais de 2 AWG para rede convencional. O dimensionamento dos condutores de uma rede primária deve ser feito observando-se os seguintes pontos básicos:

- Máxima queda de tensão admissível.
- Ampacidade:
 - Condutores nus: Em regime nominal: 40°C de temperatura ambiente + 30°C de elevação de temperatura (70°C);
 - Condutores cobertos e isolados: Em regime permanente, a temperatura máxima no condutor deve ser 90°C.

14.1.4.3. Carregamento

O carregamento de alimentadores é função da configuração do sistema (radial ou radial com recursos), que implicará ou não numa disponibilidade de reserva para absorção de carga por ocasião das manobras e emergências.

Para os alimentadores interligáveis o carregamento máximo deve situar-se entre 50% e 70% da capacidade térmica dos condutores. Para os ramais monofásicos o carregamento máximo deve situar-se entre 80% e 90% da capacidade térmica dos condutores.

Embora a configuração básica seja radial, em localidades onde se dispõe de mais de uma rede saindo de uma mesma subestação ou subestações diferentes, devem ser previstas, na medida do possível, interligações com chaves seccionadoras a fim de

possibilitar a transferência de carga de uma para outra em caso de emergência ou de manutenção. Deste modo, ao projetar a interligação, deve-se observar se existe capacidade de reserva para absorção de carga na eventualidade de defeito. Além disso, adotar condutores de bitolas compatíveis, até o ponto de interligação, de tal forma a atender a demanda total das redes, com queda de tensão aceitável.

O critério usual para fixação do carregamento de circuitos, em regime normal de operação, é o de se definir o número de circuitos que irão receber a carga a ser transferida. Usualmente dois circuitos socorrem um terceiro, e estabelece-se que o carregamento dos circuitos que receberão carga, não exceda o correspondente ao limite térmico. Assim sendo:

$$S_{\text{term}} = S_{\text{reg}} + \frac{S_{\text{reg}}}{n}$$

$$S_{\text{term}} = \left(\frac{n}{n+1} \right) \cdot S_{\text{reg}}$$

Onde:

n: número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;

S_{term} :Carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;

S_{reg} :Carregamento do circuito para operação em condições normais.

NOTAS:

1. Para maiores informações relacionadas a cabos condutores deverão ser consultadas as Especificações técnicas unificadas (ETU) referentes a condutores de alumínio nu CAA e CAL6201.
2. No caso de dois circuitos de socorro, corresponde a 67% da capacidade de limite térmico.

14.1.5. Equilíbrio de Carga

14.1.5.1. Máximo Desequilíbrio Permissível

O desequilíbrio de corrente nas fases de um circuito primário pode causar queda de tensão elevada na fase mais carregada, provocando o desequilíbrio de tensão e o surgimento de corrente no neutro.

O equilíbrio deve ser alcançado ao longo de todo o comprimento do circuito e, principalmente, no horário de carga máxima, quando ocorrem as maiores quedas de tensão. Para redes trifásicas e monofásicas, deve-se adotar o limite de 15% para o máximo desequilíbrio, calculado pela fórmula abaixo:

- Trifásico:

$$Deseq(\%) = \frac{3 \cdot \sqrt{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) - (I_a \cdot I_b + I_b \cdot I_c + I_c \cdot I_a)}}{I_a + I_b + I_c} \cdot 100$$

- Monofásico:

$$Deseq_{\%} = \frac{2 \times (I_a - I_b)}{(I_a + I_b)} \times 100$$

Onde:

I_a , I_b , I_c são os módulos das correntes nas fases em ampères (A).

Nos projetos de reforço e reforma/melhoramento, quando o desequilíbrio verificado for superior ao valor máximo permissível, deve, sempre que possível, ser ajustado de forma que seja atendido o limite de desequilíbrio.

14.1.5.2. Compensação de Reativos

A localização dos bancos deve ser escolhida em função da necessidade de correção de reativo e tensão no local da instalação, sendo definido pela área de planejamento.

a) Considerações gerais

A configuração dos bancos de capacitores é estrela isolada.

Os bancos de capacitores são fixos ou automáticos.

A distância mínima entre os bancos de capacitores deve ser 1,5 km. Esta distância deve ser respeitada entre os bancos da rede de distribuição Energisa e banco da unidade consumidora.

Os bancos capacitores devem estar de acordo com a norma NDU 023.

Não projetar bancos de capacitores em redes de distribuição aéreas isoladas.

b) Bancos fixos

As potências dos bancos fixos são 150, 300 e 600kVAr.

Os bancos de capacitores fixos devem ser instalados em um ramal da rede de forma que os equipamentos fiquem instalados afastados da rede tronco.

O conjunto de para-raios deve ser instalado no poste do banco de capacitor fixo. A derivação do banco fixo deve ser construída com rede protegida. Caso haja alteração no tipo de rede na derivação, deve ser instalado um único conjunto de para-raios no poste do banco de capacitor fixo.

c) Bancos automáticos

As potências dos bancos automáticos são 300, 600 e 900kVAr.

Os bancos de capacitores automáticos são instalados sob a rede de distribuição. Deve ser projetado sempre um transformador de potencial exclusivo padronizada para fornecer o sinal de tensão ao comando, na primeira estrutura anterior ou posterior ao banco de

capacitor automático. Os Padrões e arranjos de bancos capacitores estão definidos na NDU 023.

14.1.6. Interligação, Seccionamento e Derivação

14.1.6.1. Interligação

Na definição de critérios de interligação, deve-se distinguir interligação entre os troncos de alimentadores e entre ramais.

Ao se projetar estas interligações, considerar o atendimento aos seguintes requisitos:

- Transferência de toda a carga de um alimentador para alimentadores vizinhos, com o menor número de manobras de transferências possíveis.
- Transferência de carga em excesso de uma subestação para outra vizinha, de acordo com o planejamento elétrico da localidade.

Para cumprir os requisitos acima, em localidades servidas por mais de um alimentador, em cada um deve ser prevista no mínimo, duas interligações do tronco, de preferência com alimentadores diferentes.

14.1.6.2. Seccionamento

O projeto de seccionamento deve prever a complementação dos recursos operativos necessários, após a conclusão do projeto de proteção. Ou seja, primeiramente deve ser executado o projeto de proteção e, a seguir, o projeto de seccionamento. Como critério mínimo deve ser instalado um conjunto de chave seccionadora unipolar para cada grupo de até 500 clientes. Essa etapa do projeto deve ser analisada pelas áreas de projeto e operação.

Tipos de chaves a serem utilizadas:

- a) Redes monofásicas:
 - Chave fusível com lâmina by-pass, 300 A;
 - Chave seccionadora unipolar, 400 A;

- Religadores monofásico.

b) Redes trifásicas:

- Chave seccionadora unipolar, 630 A;
- Chave seccionadora tripolar com operação em carga, 630 A.

A localização das chaves seccionadora deve ser definida usando a minimização do tempo e das áreas afetadas pela interrupção, durante os serviços de manutenção ou emergências, bem como nos casos de transferência de carga de um alimentador para outro, nas interligações. Na transição da rede convencional para a rede protegida é facultada a utilização de chaves seccionadoras. Quando adotadas, podem ser instaladas na própria estrutura de transição, havendo impossibilidade para tal, esta deverá ser instalada em estrutura imediatamente anterior ou posterior a transição.

14.1.6.3. Derivação

Em todas as derivações, chave seccionadoras ou dispositivos de proteção deverá ser projeto. As derivações trifásicas sem dispositivos de proteção projetadas a partir do tronco de alimentadores com condutores convencionais igual ou superior 1/0 AWG ou protegidos de 120 mm² devem ser projetadas com condutor mínimo de bitola 1/0 ou 50 mm² até o equipamento de proteção ou final de circuito. As derivações monofásicas projetadas a partir do tronco de alimentadores com condutores convencionais igual ou superior 1/0 AWG devem ser projetadas com condutor mínimo de bitola de 2 AWG até o equipamento de proteção ou final de circuito.

14.1.7. Proteção Contra Sobrecorrente

As diretrizes detalhadas de proteção, incluindo critérios de instalação, dimensionamento, ajustes e coordenação de equipamentos de proteção, constam na norma NDU 017.

14.1.7.1. Critérios de Instalação

As principais diretrizes estão resumidas a seguir:

a) Na saída de alimentadores nas subestações de distribuição (SED):

- Religadores de SED:

Nos circuitos alimentadores onde se deseja coordenação ou seletividade com os demais equipamentos de proteção instalados na rede.

b) Nos troncos de alimentadores:

- Religador de linha trifásico (RL):

Em redes aéreas de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos.

- a) No início de grandes ramais sujeitos a defeitos transitórios, com grandes extensões de rede ou que possuam traçado de difícil acesso ou com vegetação densa;
- b) Logo após um consumidor importante ou uma grande concentração de cargas;
- c) Início de trechos extensos, nos quais os níveis de curto-circuito não sejam suficientes para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda;
- d) Em pontos de fronteira de trechos Urbano/Rural de alimentadores;
- e) Em troncos de alimentadores demasiadamente extensos, onde se necessite definir parcelas de trechos ou pontos estratégicos, com prerrogativas de manobras e recomposições, por exemplo, a cada 30 km no tronco, antes ou após uma travessia de rio etc.;
- f) Em pontos que venham resultar na melhoria da recomposição de alimentador, na transferência de blocos de cargas para alimentadores vizinhos ou de socorro (premissas de self-healing);
- g) Nas derivações que constituem bifurcações de troncos de alimentadores;
- h) No início de trechos de linha de uso exclusivo de acessantes, onde a manutenção do trecho é provida pelo acessante;
- i) Em ramais onde não se permita a utilização de elos fusíveis devido ao carregamento ou da existência unidades geradoras;

j) Após o ponto de conexão derivante do alimentador de um gerador/carga com potência considerável (>1 MW), com fins de evitar que o restante do alimentador fique sem sensibilidade ou sem cobertura de proteção;

- Religador de linha monofásico (RL):

a) Derivações ou início de ramais, preferencialmente monofásicos, com elevada ocorrência de faltas momentâneas (transitórias);

b) Derivações, preferencialmente monofásicas, que requeiram maior flexibilidade de ajustes para viabilizar Coordenação e/ou Seletividade com demais dispositivos;

c) Pontos onde há a necessidade de viabilizar rapidez e/ou precisão de atuação da proteção;

d) Pontos onde há histórico de intervenções indevidas de terceiros em elos fusíveis;

NOTAS:

1. A se depender do modelo do religador monofásico, deverá ser efetuada uma análise da carga no ponto onde ele será instalado (Rocket One: deverá haver pelo menos 2A de corrente de carga);

2. Deve ser evitada a instalação de religadores monofásicos à jusante de chaves fusíveis;

3. Pode ser avaliada a possibilidade da utilização de 3 religadores monofásicos num ponto trifásico com chaves-fusíveis, desde que economicamente viável, ou seja, 1 religador monofásico por fase num ramal.

- Seccionador:

Ao longo do alimentador, após cargas, cuja continuidade de serviços seja desejada.

a) Nos ramais e sub-ramais:

- Religador de linha (RL):

Em circuitos longos onde se devem criar zonas de proteção, através de ajustes apropriados, devido aos níveis de curto-circuito.

- Seccionador:

Em redes aéreas de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos.

- Seccionalizador Monopolar Eletrônico (tipo cartucho):
 - a) Pontos da rede em que há registros de elevada atuação de elos fusíveis por defeitos momentâneos (transitórios);
 - b) Em início de ramais extensos após religadores, onde há uma grande quantidade de elos-fusíveis em sequência, para aumentar a seletividade;
 - c) Logo após um consumidor importante ou uma grande concentração de cargas, desde que não sejam criticamente impactados pelos religamentos do religador à montante;
 - d) Derivações ou ramais em que a corrente de carga é alta para os elos fusíveis;
- Chave fusível:

Em ramais, observando que o número máximo de elos instalados em série não deve exceder a 3 (três), sem considerar a chave de proteção do transformador, desde que exista visualização do ponto de transformação a partir do ponto de derivação.

- c) Nas derivações para atendimento a consumidores em MT:

Devem ser seguidos os critérios estabelecidos na NDU 002 e NDU 017.

- d) Nos transformadores de distribuição:

Devem ser observadas as seguintes condições de acordo com o tipo de transformador e rede:

- Transformadores convencionais: deve ser sempre instalada a chave fusível independentemente do tipo de rede primária convencional. O elo fusível deve ser dimensionado de acordo com as Tabelas 06 a 07.

- Transformadores auto protegidos: a proteção é feita pelos fusíveis e disjuntor existentes no transformador, porém devem ser observados os critérios a seguir:
 - Instalados em redes convencionais: prever a instalação de chaves fusíveis com elos fusíveis 25K para todas as potências.

Quando houver necessidade de deslocar a chave fusível, isso deve ser limitado a uma distância máxima de 150 metros do transformador.

- Em todas as derivações de tronco;
- Em locais de grande arborização ou grande incidência de pipas, objetos na rede etc.;
- Após cargas cuja importância queira maior continuidade de serviço;
- Estrutura de entrada (ponto de entrega) de loteamentos, condomínios, dimensionados de acordo com a carga estimada para o loteamento;
- Ramal de cliente atendido em tensão primaria com potência instalada ≤ 300 kVA;
- No início do perímetro rural, quando a rede de distribuição rural derivar de alimentadores urbanos, neste caso, sendo mais recomendável a instalação de chave fusível religadora;
- Em ramais injustificáveis, economicamente, a instalação de seccionalizador ou religador automático;
- No início de ramais monofásicos ou bifásicos derivados de um sistema trifásico.
- Em locais de grande arborização.

NOTAS:

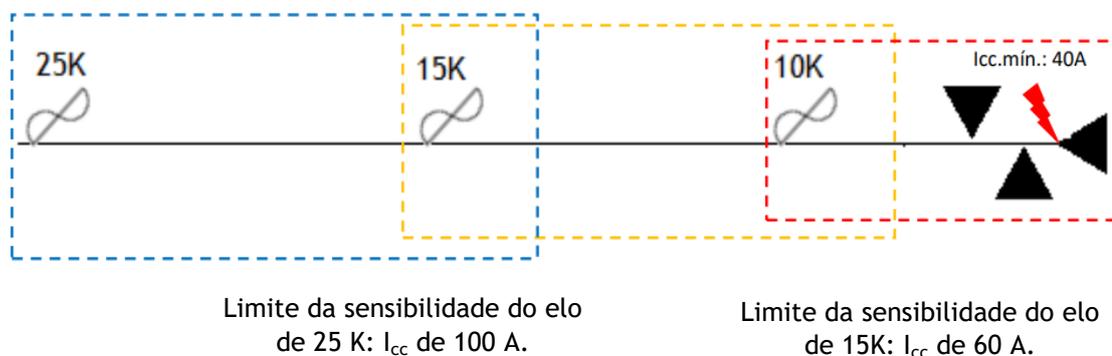


Figura 13. Disposição das chaves fusíveis.

Tabela X. Dados dos elos fusíveis .

Elos do tipo K	Corrente nominal	Corrente máxima permanente admissível	Limiar da sensibilidade para o menor curto-circuito do trecho.
	(A)	(A)	(A)
6	6	9	24
10	10	15	40
15	15	22,5	60
25	25	37,5	100
40	40	60	160

1. Os elos fusíveis das chaves fusíveis devem ser dimensionados de acordo com a corrente máxima do trecho sem prejuízo à sensibilidade aos menores valores de curto-circuitos.
2. Enquanto o elo, sob o aspecto de curto-circuito, deverá ser sensível aos valores até 1/4 da menor corrente de curto-circuito no trecho onde ele é a proteção de retaguarda.
3. Limita-se ao uso dos elos de 40K somente em redes urbanas de 13,8 kV.
4. Em redes de 34,5 kV, o maior elo fusível que poderá ser utilizado é o de 25K.
5. O menor elo fusível para proteção de ramais em redes de 13,8 kV e 34,5kV é o de 10K.
6. O uso de elos de 6K deverá ser observado criteriosamente devido à sua maior susceptibilidade às aberturas por descargas atmosféricas.
 - Chaves Fusíveis Religadoras
 - a) a) No início de ramais extensos onde a chave fusível possua histórico de muitas queimas de Elos Fusíveis por faltas momentâneas (transitórias);
 - b) b) No início de trechos de circuitos que se estendem a áreas rurais, após atender áreas urbanas (cidades ou pequenas localidades).

NOTAS:

1. Evitar o uso para duas ou mais chaves fusíveis religadoras em série, exceto em casos em que existam garantias de 100% de seletividade entre elas.
 2. Evitar o uso em pontos da rede de distribuição localizados em áreas de grande concentração de terceiros (pessoas), como zonas urbanas, povoados e distritos. A operação em sequência da Chave poderá assustar a população quando da atuação dos Elos.
- Bancos de capacitores:

A proteção de banco de capacitores deve ser dimensionada conforme Tabela 10.

14.1.7.2. Dimensionamento e Ajustes

- a) Religadores e seccionalizadores

O ajuste desses equipamentos deve ser executado pela operação e planejamento.

- b) Chaves fusíveis:

Devem ser usadas chaves fusíveis com porta-fusíveis de corrente nominal de 100 A.

14.1.8. Proteção Contra Sobretensões

A proteção da rede primária contra as sobretensões é assegurada no projeto por decisões que envolvem o uso de dispositivos de proteção (para-raios de distribuição). Os para-raios de distribuição deverá ser instalado em estrutura apropriada e/ou no equipamento. Devem ser aplicados para-raios de distribuição, com corrente de descarga nominal de 10 kA, equipados com desligador automático para desconectar eletricamente e sinalizar para-raios defeituosos, do tipo óxido de zinco, classe 1, com base isolante e desligador automático com tensão nominal:

- 10 kV para sistemas de 11,4 kV / 6,582 kV;
- 12 kV para sistemas de 13,8 kV / 7,967 kV;
- 18 kV para sistemas de 22,0 kV / 12,702 kV;

- 30 kV para sistemas de 34,5 kV / 19,919 kV.

Os para-raios de distribuição deverá ser projetado nos seguintes pontos:

- a) Em transformadores de distribuição;
- b) Em estruturas de equipamentos especiais (banco de capacitores, reguladores de tensão, religadores de linha etc.), seccionadores e chaves seccionadoras NA (normalmente abertas);

No caso envolvendo chaves seccionadoras NA é obrigatório a instalação na entrada e saída do equipamento. Alternativamente, pode ser instalado nas estruturas anterior e posterior ao equipamento.

- c) Em estruturas de rede convencional com mudança de NBI, segundo Tabela 17;
- d) Em todas as 3 (três) fases de um fim de rede trifásica, mesmo quando prossegue apenas uma das fases;
- e) Nas transições de rede:
 - Convencional para protegida ou vice-versa;
 - Convencional/protegida/isolada para subterrânea ou vice-versa.
- f) Em derivação monofásica, quando o tronco for trifásico;
- g) Na transição de rede urbana para rede rural ou vice-versa, instalados sempre do lado da rede rural.
- h) Em todo final de rede.

Deverão ser instalados para-raios de distribuição, ao longo das redes de distribuição rural, em intervalos de no máximos até 5,0 quilômetros, conforme critérios estabelecidos nos projetos de construção de redes e/ou estudos técnicos.

NOTA:

1. Sendo permitida nas regiões acometida por elevados indices e níveis ceráunicos a deliberação sobre intervalos de instalação dos para-raios em média tensão com distanciamento inferiores a 5,0 quilômetros. Para tanto caberá ao demandante dos projetos (projetistas, consultores técnica e etc) consultar a unidade local da Energisa.

14.1.9. Circuitos Múltiplos

Os circuitos múltiplos ficam limitado à 3 (três) níveis nas estruturas, limitado a:

- Redes convencionais - 3 (três) circuitos, conforme NDU 004.2;

Sobre a disposição, deverão seguir os critérios:

a) Nas redes convencionais (cabos nus CAA ou CAL 6201):

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Bitola dos condutores.

b) Nas redes com mais de um tipo de rede:

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Bitola dos condutores.

NOTA:

1. Os transformadores de distribuição deveram ser alimentados, obrigatoriamente, pelo (s) circuito (s) do nível mais baixo.

Sobre a disposição, deverão seguir os critérios:

c) Nas redes convencionais (cabos nus):

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Bitola dos condutores.

d) Nas redes com mais de um tipo de rede:

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Bitola dos condutores.

NOTA:

1. Os transformadores de distribuição deveram ser alimentados, obrigatoriamente, pelo(s) circuito (s) do nível mais baixo.

14.2. Rede Secundária

A rede secundária deverá ser projetada com condutores de alumínio isolados, multiplexado e autossustentado, conforme especificado na NDU 004.3.

14.2.1. Definição Básica

A rede secundária deverá ser alimentada por transformadores de distribuição, monofásicos e trifásicos, cuja potência deverá ser definida conforme item 13.3.1.

As redes secundárias deverão ser do tipo monofásica a 2 fios (F+N), bifásica a 3 fios (2F+N) e/ou trifásica a 4 fios (3F+N). Em locais com circuitos primário trifásicos, a expansão da rede secundária deverá, obrigatoriamente, ser trifásica.

O neutro é multiterrado e comum ao primário e secundário.

14.2.2. Níveis de Tensão

As tensões nominais da rede secundária deverá ser conforme padrão da concessionária. As tensões secundárias padronizadas são:

- Redes secundária trifásica: 380/220 V e/ou 220/127 V;
- Rede secundaria bifásica: 254/127 V, 240/120 V e/ou 230/115 V;
- Rede secundaria monofásica: 230 V (F/N).

As faixas de tensão adequadas, precárias e/ou críticas, no ponto de entrega, devem atender aos critérios definidos no PRODIST, Módulo 8.

A máxima queda de tensão permissível na rede secundária é de 3% (entre a bucha de baixa tensão do transformador e a última estrutura da rede de baixa tensão), em condições normais de operação. Este valor máximo é fixado para verificação da possibilidade de ligação de novos consumidores sem necessidade de modificação de rede, dentro do horizonte de planejamento considerado. No caso de circuito em anel (ver Figura da NDU 006), não é necessário que as quedas de tensão no ponto escolhido para abertura sejam iguais, bastando que ambas sejam inferiores aos máximos permitidos.

14.2.2.1. Equilíbrio de Carga

O desequilíbrio máximo recomendado, em qualquer ponto de um circuito secundário é de 7,5%.

14.2.2.2. Queda de Tensão e Correção dos Níveis de Tensão

O limite de queda de tensão deve ser:

- a) 3% na rede de Baixa Tensão;
- b) 1% no ramal de ligação;
- c) 4% caso o ramal derive diretamente do secundário do transformador.

O processo de cálculo elétrico utilizado para fins de projeto de redes secundárias é o dos coeficientes de queda de tensão em %/kVA x 100 m sendo a carga sempre considerada equilibrada. Para o cálculo de queda de tensão deve ser usado o formulário próprio, conforme ANEXO B adotando os coeficientes das Tabelas 21 a 25.

Em reforma da rede secundária, quando for verificada queda de tensão superiores ao limite máximo permitido, o projetista deverá adotar as ações, de acordo com avaliações técnicas e econômicas, para correção do problema:

- a) Equilibrar as fases

Remanejar cargas entre as fases, de forma que o desequilíbrio seja igual ou inferior ao estabelecido no item 10.2.2.1.

b) Fechamento em anel (tipo 1 e/ou tipo 2)

Fechar o circuito secundário em anel, de forma a reduzir a queda de tensão. Desde que um dos lados apresente menor queda de tensão.

c) Divisão de circuitos

Dividir o circuito secundário instalando um novo transformador ou transferir cargas para o circuito adjacente.

d) Recolocação do transformador

As frequentes mudanças do circuito secundário para atender ao crescimento de carga podem resultar em um mau posicionamento do transformador com relação às cargas atendidas. Isso pode resultar em elevada queda de tensão no circuito secundário. Relocar o transformador para o novo centro de carga para se obter uma menor queda de tensão.

e) Troca de condutores

Esta alternativa deve ser considerada quando o crescimento de carga é elevado e o planejamento é feito para um horizonte maior. A troca dos condutores, nos trechos críticos, para redução da impedância do circuito pela troca dos condutores permitindo uma redução proporcional da queda de tensão.

14.2.2.3. Faseamento

O faseamento dos condutores isolados se dará através de cores distintas, observada os terminais de baixa tensão do transformador de distribuição:

- X0 - Neutro - Azul ou nu;
- X1 - Fase A - Preto;
- X2 - Fase B - Cinza;
- X3 - Fase C - Vermelho.

NOTAS:

1. Não será permitido, em hipótese alguma, a elaboração de projetos de redes secundária convencionais;
2. Em redes existentes, a identificação do faseamento poderá ser feito por cinta autotravante com identificadores de fases, aplicados nos condutores.

14.2.3. Condutores

14.2.3.1. Tipo e Seção

Os condutores a serem utilizados nos projetos de rede secundária dos tipos isolados multiplexados.

As seções padronizadas são:

- a) Monofásico:
 - 1x1x35+35 mm²;
 - 1x1x70+70 mm².
- b) Bifásico:
 - 2x1x35+35 mm²;
 - 2x1x70+70 mm².
- c) Trifásico:
 - 3x1x35+35 mm²;
 - 3x1x70+70 mm²;
 - 3x1x120+70 mm².

As características básicas desses condutores estão indicadas na ETU 111.1.

Os condutores 1x1x35+35 mm², 2x1x35+35 mm², 1x1x70+70 mm² e 2x1x70+70 mm² deve ser utilizado somente em circuitos provenientes de transformadores monofásicos,

ficando proibida a ligação de qualquer unidade circuito secundário trifásico ou transformadores trifásicos. Os cabos destinados a iluminação pública deverão obedecer as seções transversais especificadas na NDU 035, ficando proibida a ligação de qualquer unidade consumidora nesses circuitos. Para as áreas de alta poluição atmosférica, conforme NDU 027, deverá ser utilizados os condutores de alumínio isolados, multiplexado autossustentado, com neutro isolado.

14.2.3.2. Dimensionamento

A rede secundária deve ser dimensionada de tal forma a minimizar os custos anuais de investimento inicial, ampliações, modificações e perdas dentro do horizonte do projeto, normalmente de 10 (dez) anos. As redes secundárias devem ser projetadas, em princípio, de modo a não serem necessárias trocas de condutores, mas somente redivisão de circuitos para atendimento ao crescimento esperado da carga. Os troncos mínimos a serem utilizados são os indicados na Tabela 09. A distância máxima entre o transformador de distribuição e o último poste atendido por ele deve ser de:

a) Circuitos trifásicos:

- 380/220 V - 400 metros;
- 220/127 V - 200 metros.

b) Circuitos monofásicos e bifásicos - 120 metros.

O cálculo desse segmento da rede deverá ser feito na planilha de cálculo de queda de tensão, com o auxílio dos coeficientes de queda de tensão e com base no traçado da Rede e bitola do condutor, calcula-se a queda de tensão considerando a carga estimada no fim do horizonte de projeto. A equação destinada ao tal cálculo de queda de tensão traduz em Aplicado:

Em redes monofásicas:

$$\Delta V_{\%} = 200. \left(\frac{R \cos \theta + X \text{Sen} \theta}{V_{\text{Nominal}}^2} \right) \times (\text{kVA}) \times (\text{distância})$$

Em redes Trifásicas:

$$\Delta V_{\%} = 100\sqrt{3} \cdot \left(\frac{R\cos\phi + X\text{Sen}\phi}{V_{\text{Nominal}}^2} \right) \times (\text{kVA}) \times (\text{distância})$$

Em novos empreendimentos imobiliários, com características residenciais, as extensões em circuitos secundários deverão ser, obrigatoriamente:

- Trifásicas - com bitola mínima de 3x1x70+70 mm²;
- Bifásica e monofásicas - com bitola mínima de 2x1x70+70 mm².

Em reforma da rede secundária, se a rede secundária existente for construída com condutores nus, a substituição por rede isolada é obrigatória.

14.2.3.3. Carregamento

Além dos critérios indicados anteriormente, devem ser adicionalmente observados os seguintes planos básicos:

- Máxima queda de tensão admissível, em condições normais e de emergência;
- Ampacidade dos condutores, em regime nominal, deve ser considerada a 40 °C de temperatura ambiente.
- Ampacidade nominal dos condutores isolados é especificada a 90 °C.

14.2.4. Proteção Contra Sobretensões

Devem ser instalados para-raios de baixa tensão, de corrente de descarga nominal de 10 kA, equipados com desligador automático para desconectar eletricamente e sinalizar para-raios defeituosos, com tensão nominal de:

- Tensão contínua de 280 V para sistemas de 220/127 V;
- Tensão contínua de 440 V para sistemas de 380/220 V.

Devem ser instalados nos seguintes casos:

- Proteção de transformadores

Os para-raios destinados a rede secundária devem ser instalados em todo transformador entre fase e neutro.

a) Final de rede

Opcionalmente, deverá ser instalado para-raios de rede secundária no final de redes secundárias radiais.

b) Proteção de consumidor reclamante

No caso de reclamações relacionadas a sobretensões devido a surtos atmosféricos, desde que, comprovadamente, seja constatada a existência do problema decorrente de sobretensão, devem ser instalados para-raios de rede secundária também na estrutura da qual deriva o ramal de ligação que atender ao consumidor reclamante, além dos já instalados no transformador.

NOTA:

1. Nesse caso, não é necessária a instalação de aterramento nessa estrutura.

Esses para-raios devem obedecer aos padrões estabelecidos nas normas de instalações básicas.

c) Ramal de Ligação de Consumidor

Devem ser seguidos os critérios estabelecidos na NDU 001 e NDU 003. Em conversão de rede secundaria convencional para isolada ou substituição de condutores isolado, será obrigatório a substituição de todos os ramais de ligação convencionais para isolados.

14.3. Transformadores de Distribuição

Deverão ser utilizados transformadores de distribuição, monofásico e/ou trifásicos, imersos em óleos isolantes (mineral e/ou vegetal) com resfriamento natural, conforme padronização da ETU 109.1 e ETU 109.2.

14.3.1. Potência Padronizada

As potências nominais padronizadas para transformadores de distribuição a serem utilizados em redes rurais, são as seguintes:

- Transformadores trifásicos: 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA e 112,5 kVA;
- Transformadores monofásicos: 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA.

Os transformadores de distribuição trifásicos de 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA deverão ser utilizados, exclusivamente, para áreas tipicamente comerciais e/ou industriais ou em casos de atendimento a múltiplas unidades.

NOTA:

1. Os transformadores de distribuição instalados em áreas compreendidas por nevoa salina, maresia ou poluição industrial deverão obedecer aos critérios especificados pela NDU 027.

14.3.2. Dimensionamento

Os transformadores de distribuição deverão ser dimensionados, de tal forma a minimizar os custos anuais de investimento inicial, substituição e perdas, dentro de um horizonte considerado adequado.

a) Novas extensões

Para projeto de novas extensões, os transformadores projetados deverão ter potência nominal máxima de 112,5 kVA para circuitos trifásicos e 25 kVA para circuitos monofásicos e/ou bifásicos. Em locais com circuitos primário trifásicos, o transformador de distribuição deverá, obrigatoriamente, ser trifásico.

Não sendo permitido, em hipótese alguma, a instalação de transformadores de distribuição monofásicos. Em empreendimentos imobiliários com características residenciais, devem ser utilizados transformadores de distribuição de 45 kVA e/ou 75 kVA.

b) Reforma e/ou melhoria de rede



Em projetos de reforma/reforço ou melhoria de rede, os transformadores projetados deveram ter potência nominal máxima de 112,5 kVA para circuitos trifásicos e 25 kVA para circuitos monofásicos e/ou bifásicos. Em conversão de rede primária monofásica para trifásica, os transformadores monofásicos e suas respectivas redes secundárias podem ser mantidos. Avaliar a substituição dos transformadores monofásicos para trifásicos. No entanto, mantendo-se os transformadores monofásicos, suas ligações devem ser modificadas de forma a equilibrá-los entre as três fases.

14.3.3. Carregamento dos Transformadores

a) Circuitos novos

Em circuitos novos de BT, planejados ou projetados para permitir a ligação de novas cargas, reequilibrar circuitos, regularizar níveis de tensão e carregamento etc., o carregamento máximo inicial admitido para os transformadores de distribuição deverá obedecer aos critérios estabelecidos na tabela III no item 11.10. O carregamento máximo deve ser verificado no horário de ponta de carga do transformador.

b) Circuito existentes

Em circuitos de BT existentes, o carregamento máximo admitido para os transformadores de distribuição para a liberação de carga deverá ser de:

- Para especificação da demanda nominal dos transformadores convencionais deverão ser aplicados os critérios de taxa de crescimento decenal especificado na tabela IV.
- 95% da capacidade nominal para os transformadores auto protegidos.

O carregamento máximo deve ser verificado no horário de ponta de carga do transformador.

14.3.4. Localização

A instalação de transformadores de distribuição deve atender, no mínimo, aos seguintes requisitos básicos:

- Localizá-lo tanto quanto possível no centro de carga;
- Localizá-lo próximo às cargas concentradas, principalmente as que ocasionam flutuação de tensão;
- Localizá-lo de forma que as futuras relocações sejam minimizadas;
- Localiza-lo em locais de fácil acesso, visando facilitar a operação e substituição;
- Evitar a instalar de transformadores sob o tronco dos alimentadores;
- Não instalar transformadores em postes próximos as esquinas;
- Não instalar em estruturas de equipamentos de manobra e/ou proteção;
- Não instalar em estrutura de derivações de ramais primários;
- Não instalar em frente a edificações com marquises e sacadas;
- Não instalar próximo a postos de gasolina e a áreas de armazenamento de materiais inflamáveis.
- Não instalar em estruturas com deflexões superiores a 5 graus.
- Utilização de estruturas para derivação e fins de linha com instalação de transformador, proteção e estaiamento. As extensões acima de 30 metros deverão ser projetadas e construídas com rede protegida compacta, conforme norma NDU 004.1.

Em função da possibilidade de ocorrências de flutuações de tensão deve ser dada especial atenção ao atendimento das seguintes cargas:

- a) Motor monofásico com potência superior a 2 CV, alimentado em tensão fase-neutro;
- b) Máquina de solda a transformador com potência superior a 2 kVA, alimentada em tensão fase-neutro;
- c) Motor monofásico com potência superior a 5 CV, alimentado em tensão fase-fase;
- d) Motor de indução trifásico com potência superior a 30 CV;

- e) Máquina de solda tipo motor-gerador com potência superior a 30 CV;
- f) Máquina de solda a transformador, 220 V - 2 ou 3 fases, ligação V-V invertida com potência superior a 15 kVA;
- g) Máquina de solda a transformador 220 V - 3 fases, com retificação com potência superior a 30 kVA.

14.4. Aterramento

Os sistemas de aterramentos nas redes primárias e secundárias de distribuições, assim como na instalação de equipamentos devem ser observados os critérios e de projetos estabelecidos na NDU 034.

14.5. Neutro Contínuo

O sistema de distribuição deve ser com neutro contínuo, multi e solidamente aterrado e interligado à malha da subestação para novos circuitos alimentadores.

Na extensão/melhoria de redes de existentes que em sua concepção original não foi previsto o condutor neutro, será obrigatório o aterramento do neutro, a partir do ponto da nova construção. Para o caso em que o início da extensão esteja a 100 metros da Subestação a interligação à malha da subestação do neutro deverá ser executada.

A bitola do condutor neutro é determinada em função da bitola dos condutores da rede primária, conforme especificado na Tabela 27.

Os novos projetos de redes de distribuição em média tensão deverão contemplar o sistema a 4 fios (3F + N) e (1F + N), conforme módulos construtivos estabelecidos na NDU 005 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rural), assim como as especificações de aterramentos contidas na NDU 034 (Critérios para projetos e procedimento para execução de aterramentos nas redes de distribuição) tanto nas situações de neutro contínuo originando-se da malha de aterramento da subestação de distribuição ou partindo de rede de distribuição rural (RDR) com sistema a 3 fios (3F).

No caso de ramais monofásicos, do tipo MRT, somente deverá ser empregado o condutor de alumínio com alma de aço (CAA) na bitola mínima de 2AWG.



A aplicação do sistema MRT terá como limitação a queda de tensão máxima permitida, o nível mínimo de curto-circuito de 60 A e a corrente de carga máxima de 8 A. e quando o somatório de potência total dos transformadores no ramal MRT deve ser considerada para um horizonte de 10 anos, não devendo ser superior aos valores de 265 kVA para ramais monofásicos com tensão fase-terra de 19,92 kV e 160 kVA para ramais monofásicos com tensão fase-terra de 7,97 kV. Os critérios estabelecidos no parágrafo anterior definem a demanda máxima comportada pelos ramais monofásicos acima desse patamares deverão ser concebidos tão somente ramais trifásicas.

15. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO

Os postes de distribuição padronizados para uso em redes de distribuição são de concreto, em seção circular ou duplo T (DT). Os postes de fibra de vidro devem ser utilizados em locais de difícil acesso. As estruturas devem ser definidas em função do ângulo dos cabos, da quantidade de circuitos em um poste, da estabilidade da rede, dos esforços de tração dos condutores, do comprimento do vão, da posição da estrutura em relação a rede (tangente ou fim de linha) e a distância entre os condutores no balanço dos condutores. Para o dimensionamento de postes e determinação das estruturas devem ser verificados os parâmetros relacionados abaixo.

- Trações de projeto e flechas;
- Ação do vento sobre o poste;
- Ação do vento sobre os condutores;
- Comprimento, distâncias mínimas entre cabos e solo, resistência mecânica e engastamento dos postes;
- Vão máximo devido ao balanço dos condutores.

15.1. Condições Ambientais

Foram adotadas as seguintes condições para dimensionamento mecânico dos cabos e estruturas que os sustentam:

Vento máximo: 60 km/h a 15 °C;

- Pressão do vento em superfícies cilíndricas (cabos e postes circulares):

$$P = 0,00471 \times V^2$$

- Pressão do vento em superfícies planas (poste duplo T):

$$P = 0,00754 \times V^2$$

Sendo:

p = pressão do vento, em daN/m².

V = velocidade do vento, em km/h.

Temperatura 0 °C a 50 °C.

Vãos calculados: até 150 m (de 5 m em 5 m);

Cabos básicos:

- Alumínio: 2 AWG.
- Cobre: 25 mm².

Estado básico 1:

- Temperatura: 0 °C.
- Velocidade do vento: 0 km/h (sem vento).
- Tração horizontal máxima: 15% da tração de ruptura do cabo básico.

Estado básico 2:

- Temperatura: 15 °C.

- Velocidade do vento: 60 km/h.
- Tração horizontal máxima: 20% da tração de ruptura do cabo básico.

15.1.1. Trações e Flechas

Os cálculos das trações e flechas de montagem dos condutores foram efetuados pelo processo analítico, através de equação de mudança de estado, considerando os seguintes fatores:

a) Critério de flecha constante

Flechas constantes, ou seja, para cada comprimento de vão, na condição de sem vento, qualquer que seja a bitola do cabo, as flechas devem ser sempre iguais às da bitola escolhida como básica.

b) Cabo básico.

Os cabos básicos definidos foram: 2 AWG para cabos de alumínio tipo CAA. Foram escolhidas as bitolas mínimas como básicas de forma que para as demais bitolas (diâmetro maiores), na condição de carga máxima de vento, nunca se tenha coeficiente de segurança menor que o estabelecido para a bitola básica.

c) Tração horizontal máxima do cabo.

A tração máxima do cabo verificada à temperatura de 15°C, com vento máximo ou à temperatura mínima sem vento será:

- 50% da tração de ruptura do condutor para cabos de alumínio tipo CAA;

a) Coeficientes de dilatação linear dos condutores:

Para condutores de alumínio nu tipo CAA:

- $18,4 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$

b) Módulo de elasticidade dos condutores

Para condutores de alumínio nu tipo CAA:

- 6.820 daN/mm²

c) Características dos condutores

Peso, dimensões e demais características, especificado conforme na Tabela.

d) Flechas e trações de montagem

As flechas e trações de montagens dos condutores estão especificadas na NDU 005 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rurais).

15.1.2. Vão Regulador

Para a aplicação das tabelas de flechas e trações para vãos contínuos (vãos nivelados, apoiados em diversos pontos intermediários e ancorados nas extremidades) deve ser calculado o vão regulador do trecho pela seguinte fórmula:

$$V_r = \sqrt{\frac{V_1^3 + V_2^3 + V_3^3 + \dots + V_n^3}{V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n}} = \sqrt{\frac{\sum V_n^3}{V_n}}$$

Sendo:

V_n - Comprimento do vão regulador, em metros;

V_i - Comprimentos individuais dos vãos que compõe o trecho, em metros.

15.1.3. Ventos

O território brasileiro é delimitado por curvas de nível que representam regiões de mesma cota (Altura em relação a um referencial, que geralmente é o nível médio do mar), chamadas de isopletas onde é apresentando a variabilidade da intensidade dos ventos no Brasil. Devido a abrangência do grupo Energisa no território nacional são compreendidas todas as 05 regiões (I, II, III, IV e V) de isopletas básicas dos ventos do Brasil, segundo Figura 14 do mapa a seguir. Para as definições das estruturas de redes de distribuição rural, deverão ser observados e aplicados parâmetros básicos tais como: distâncias de segurança, afastamentos mínimos e características mecânicas e elétricas dos materiais, conforme os padronização de materiais definidos pelo grupo Energisa.

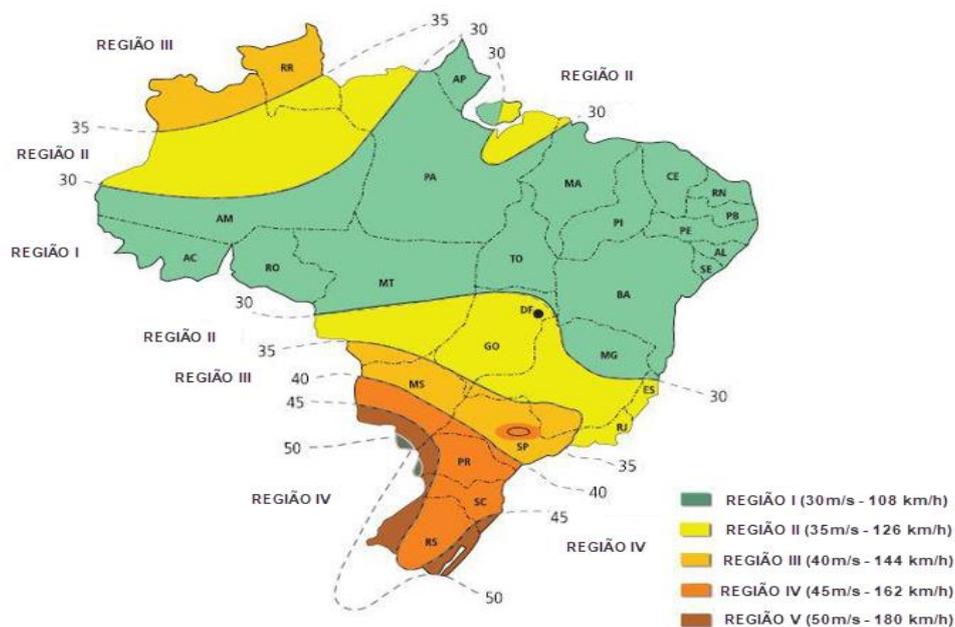


Figura 14. Gráfico das isopletas de velocidade básica

O vento é um fator determinante no dimensionamento mecânico dos postes, estruturas da rede, vãos e flechas.

15.1.4. Cálculo das Curvas do Gabarito

São utilizados normalmente dois tipos de gabaritos para projetos de redes de distribuição rural, ou seja, um gabarito para vãos contínuos e outro para vãos ancorados.

a) Gabarito para vãos contínuos

O gabarito para vãos contínuos é constituído das seguintes curvas:

- Curva de arrancamento - Construída a partir das flechas calculadas para a temperatura mínima.
- Curva de flecha máxima - A curva de flecha máxima é construída com as flechas calculadas para a temperatura máxima de 50°C. Linha da estrutura e linha do solo são linhas paralelas indicando, respectivamente, o pé das estruturas e a distância mínima, do condutor ao solo, na situação de flecha máxima, conforme o Tabela 14.

b) Gabarito para vãos ancorados

- A confecção do gabarito para vãos ancorados é mais simples, pois dispensa a curva de arrancamento e não há necessidade de conceito de vão básico.
- A curva de flecha máxima é construída a partir das flechas calculadas para a temperatura máxima de 50°C.

c) Gabaritos para projetos

- Para confecção de gabaritos para projetos as flechas em função dos vãos estão especificadas nos desenhos NDU 007.12 a NDU 007.40.

15.1.5. Trações de Projeto

a) As trações de projeto de cada condutor utilizado nas redes rurais estão especificadas na Tabela 18 a 21.

b) A tração de projeto corresponde ao maior valor de tração que pode estar submetido ao condutor, durante a vida útil da rede, e foi calculado a partir de uma das seguintes condições:

- Condição de vento máximo, ocorrendo à temperatura de 15 °C;
- Condição de temperatura mínima sem vento.

c) As temperaturas mínimas consideradas são:

- Leves: 0 °C;
- Médias: -5 °C;
- Pesadas: -10 °C.

d) São consideradas as seguintes velocidades de vento máximo para os tipos de redes rurais:

- Leves: 80 km/h à temperatura de 15 °C.
- Médias: até 100 km/h à temperatura de 15 °C.
- Pesadas: até 130 km/h à temperatura de 15 °C.

- Rajadas: até 160 km/h à temperatura de 15 °C.

e) A pressão do vento atuando sobre superfície dos condutores e estrutura é determinada pelas seguintes equações:

- Para superfícies planas: $P = 0,00754 \times V^2$
- Para superfícies cilíndricas: $P = 0,00471 \times V^2$

Sendo:

P - Pressão do vento, em daN/m²;

V - Velocidade do vento, em km/h.

f) Para superfícies cilíndricas, como nos condutores e postes circulares, nas condições acima, a pressão do vento será:

- Leves: 30,15 daN/m²;
- Médias: 47,10 daN/m²;
- Pesadas: 79,60 daN/m².
- Rajadas: 120,58 daN/m².

g) Para superfícies planas, como nos postes de concreto duplo T, a pressão máxima do vento será:

- Leves: 48,26 daN/m²;
- Médias: 75,40 daN/m²;
- Pesadas: 127,42 daN/m².
- Rajadas: 193,02 daN/m².

NOTAS:

1. Nas situações de rajadas de ventos que abrangem as regiões IV e V da figura 13 que compreendem as concessões Sul/Sudeste e Mato Grosso do Sul do Grupo Energisa deverão avaliar a real necessidade da adoção da velocidade dos ventos em 160 km/h segundo tabelas contidas na NDU 005. As tabelas com tração dos cabos 2 AWG, 1/0 AWG, 4/0 AWG e 336,4 MCM para as situações de redes leves, médias e pesadas estão especificadas na NDU 005.
2. Para a presente Norma foram consideradas sempre as condições de cálculo para redes médias (velocidade do vento de 105 km/h a uma temperatura ambiente de 15 °C).
3. Nas áreas rurais de concessão do Grupo Energisa é vetado a construção de redes de distribuição em média tensão com postes de esforços mecânicos inferior a 300 daN.

15.1.6. Carregamento

O dimensionamento dos condutores de uma rede primária deve ser feito observando-se os seguintes pontos básicos:

- Máxima queda de tensão admissível, em condições normais e de emergência.
- Capacidade térmica dos condutores, considerando-se o carregamento em condições normais (corrente admissível a 30°C ambiente + 40°C de elevação) e de emergência (corrente admissível a 30°C ambiente + 70°C de elevação).

De acordo com os critérios de seccionamento e manobra, o carregamento máximo de tronco de alimentadores interligáveis deverá ser de 60% em relação à sua capacidade térmica, para localidades com mais de 2 alimentadores, e 50% para localidades com 2 alimentadores.

15.1.7. Disposição dos Condutores

Nos circuitos trifásicos os condutores serão dispostos num mesmo plano horizontal, com afastamento horizontal mínimo entre condutores de um mesmo circuito, dado por:

$$D = 0,00762 \times V + 0,368 \times \sqrt{f}$$

Onde:

D = espaçamento horizontal mínimo entre condutores, em metros;

V = tensão nominal do sistema, entre fases, em kV;

f = flecha máxima dos condutores a 50°C, em metros.

15.1.8. Distância Vertical entre Condutores de Circuitos Diferentes

A distância vertical mínima entre condutores de circuitos diferentes deve estar de acordo com a Tabela 14 e 16.

15.1.9. Distância de Segurança entre dois Circuitos Paralelos em Estruturas Diferentes

A distância horizontal mínima entre os condutores mais próximos de dois circuitos paralelos é dada por:

$$D_H = 0,00762 \times V + 0,1778 \times \left[\sqrt{\left(\frac{F}{0,0762} - 8 \right)} \right]$$

Onde:

D_H = distância horizontal mínima, em metros;

V = tensão nominal mais elevada dos dois circuitos, em kV;

F = maior flecha entre os condutores dos circuitos, em metros.

O valor D_H não deve ser inferior a 1,50 metros;



Em locais onde não houver restrições de espaço para a locação dos postes, a distância entre os dois circuitos deve ser aumentada de forma a facilitar eventuais manutenções nas redes.

15.2. Poste Padronizados

15.2.1. Tipo

Os postes de distribuição a serem utilizados devem ser, preferencialmente, de concreto seção Duplo T ou seção circular.

A Tabela 08 apresenta os postes de distribuição padronizados pela Energisa. A escolha do tipo dos postes deverá levar em conta não só o grau de urbanização e uniformidade, mas principalmente aspectos técnicos e econômicos. O poste de distribuição de seção circular deverá ser utilizado, preferencialmente, em redes:

- Localizadas na orla marítima;
- Em áreas de tráfego intenso;
- Em áreas de trânsito rápido, com velocidade igual e superiores a 50 km/h;
- Em locais onde forem exigidos grandes esforços mecânicos nos diversos sentidos;
- Em saída de subestações de distribuição;

O poste concreto classe IV deverão ser utilizados preferencialmente nas redes localizadas na orla marítima.

15.2.2. Comprimento

O comprimento do poste é definido em função da altura mínima dos condutores ao solo, portanto depende da flecha máxima para o vão médio do trecho de rede a 50 °C. Os postes de distribuição utilizado deverão ser:

- a) Postes de concreto 7 metros:

Devem ser utilizados exclusivamente como apoio do sistema de estaiamento (contra - poste).

b) Postes de concreto 10 metros:

Devem ser utilizados exclusivamente para redes secundaria.

c) Postes de concreto 11 metros:

Devem ser utilizados em:

- Em redes primárias convencionais, protegidas e/ou isoladas, com ou sem rede secundaria;
- Cruzamentos aéreos de redes primárias protegidas;
- Derivação de rede primária para consumidores atendidos em média tensão (MT), exceto entrada com rede subterrânea (mufla).

d) Postes de concreto com comprimento superior a 11 metros:

Devem ser utilizados nos mesmos casos previstos para o poste de 11 metros, e ainda em casos especiais, como:

- Derivação de rede primária convencional;
- Instalação de transformadores de distribuição, para-raios, chave fusíveis e/ou seccionadora, equipamentos especiais etc.;
- Em circuitos múltiplos de média tensão (MT);
- Travessias em geral (Águas fluviais, Rodovias, linhas férreas etc.).

e) Postes de poliéster reforçado em fibra de vidro (PRFV) terá apenas aplicabilidade exclusiva nas obras de manutenção:

- Na substituição de poste da rede de distribuição nas áreas remotas ou de difícil acesso;

- Em substituição dos postes de unidades transformadores limitadas a potência de 75 kVA, nas regiões remotas ou de difícil acesso. Obedecendo os critérios da tabela XII.

Tabela XI. Esforço mecânico de postes PRFV para transformadores .

Equipamento	Tipo/potência	Comprimento mínimo (m)	Poste PRFV
			Resistência mecânica (daN)
Transformador monofásico	≤ 25 kVA	11	600
	≥ 37,5 kVA		1.000
Transformador Trifásico	≤ 75 kVA	11	1.000

Nas situações de instalação de postes em locais com acesso restrito a veículos pesados (vias com leitos carroçáveis estreitos, morros e taludes, núcleos de regularização de ligações informais e áreas rurais de difícil acesso) deve ser prevista a instalação de postes de fibra.

Também os postes PRFV poderão ser aplicados em obras com de MIGDI e SIGFI que necessitem de Transformadores, segundo especificado na tabela XI. Os postes de fibra não são permitidos em travessias de redes e em regiões com histórico de vandalismo ao patrimônio público e queimadas.

NOTAS:

1. As redes rurais de média tensão deverão satisfazer às distancias de segurança dos condutores de fase e neutro contínuo em relação ao solo.
2. É vetada a instalação de equipamentos (Transformadores, religadores, chaves fusíveis, chaves facas e demais) em postes com comprimento inferior a 11 metros.
3. Postes de concreto 9 metros, devem ter aplicabilidade em estrutura exclusivamente ocupadas por redes em baixa tensão em áreas rurais.
4. É necessário conceber aceiro com raio mínimo de 2 metros no entorno do eixo dos poste tipo PRFV a fim de mitigar danos causados por incêndio.

15.2.3. Determinação dos esforços, estaiamento, resistência mecânica e engastamento.

15.2.3.1. Determinação dos Esforços de Condutores e outros Cabos de uso Mútuo

A determinação dos esforços nos postes será feita considerando-se as cargas devido à Rede primária aérea de distribuição, secundárias, ramais de ligação e outros cabos de uso mútuo. A tração de projeto de cada condutor da rede primária é dada pela Tabela 26. Os valores das trações de projeto para o uso mútuo devem ser fornecidos pelo ocupante, ou ocupantes da faixa. Os valores de trações de montagem para cabos telefônicos estão apresentados nas Tabelas da NDU 006 e NDU 009.

Os esforços exercidos por todos os condutores e cabos do uso mútuo devem ser referenciados a 0,20 m do topo do poste, conforme Tabela 30 da NDU 006.

O esforço resultante deve ser calculado, nas seguintes situações:

- Ângulos;
- Fins de rede;
- Mudança da seção dos condutores;
- Estruturas em situações de arrancamento e compressão (fincamento) nas Tabelas 32 a 34;
- Mudança de quantidade de condutores;
- Esforços resultantes dos cabos de uso mútuo etc.

15.2.3.2. Resistência Mecânica

Calculado o esforço resultante no poste, devido a tração dos condutores e cabos do uso mútuo aplicados a 0,20 metros do topo (T), define-se o tipo de estaiamento necessário e a resistência nominal do poste, procurando-se otimizar o custo do conjunto postes/estais.



Os casos de dimensionamento do poste, engastamento e estai estão exemplificadas no tabelas 33 a 36. Outras observações devem ser feitas relacionadas com a escolha da resistência do poste e outros aspectos mecânicos:

- a) Cuidados especiais devem ser observados com relação ao poste de concreto de seção Duplo T , devido a sua assimetria na distribuição de esforços. O lado de menor resistência suporta apenas 50% de sua carga nominal.
- b) O poste de concreto duplo T deve ser instalado com o lado de maior resistência voltado para a direção da bissetriz do ângulo formado pelos condutores, exceto para ângulo de deflexão de 90°. No caso de haver também derivação na estrutura de deflexão, o alinhamento do poste deve ser definido pelo melhor dimensionamento mecânico;
- c) Quando o valor da resultante no topo ultrapassar a 1.500 daN para postes de concreto duplo T e 2.000 daN para os postes de concreto circular, e não for possível a transferência por estais, a tração deve ser adequadamente reduzida;

NOTA:

1. Não se aplica tração reduzida em rede primárias protegida e/ou isoladas.

- a) Para a estrutura de transição entre:
 - Rede primária convencional e protegida, utilizar os critérios definidos na NDU 004.1;
- b) Não é permitida a instalação de equipamentos (transformador de distribuição, religador automático, regulador de tensão, banco de capacitor) em estruturas de ângulo ou em postes de esquinas;
- c) Para novas extensões de rede, os transformadores de distribuição devem ser projetados, preferencialmente, em poste de concreto duplo T e ter resistência nominal mínima conforme Tabelas 11 a 12;

Quando instalado em postes de concreto duplo T, os transformadores de distribuição devem ser instalados no lado de maior resistência do poste, observando-se também os padrões definidos nas normas de instalações básicas.

- 
- a) Para reformas e modificações de rede, quando houver a necessidade de substituição de poste devido a instalação de transformador de distribuição trifásico, este deverá ser poste de concreto duplo T e ter resistência nominal mínima conforme Tabelas 11 a 12;
- b) As condições técnicas que não permitem a instalação do transformador são:
- Poste de madeira;
 - Poste de concreto com comprimento inferior a 11 metros;
 - Poste de concreto com resistência nominal inferior a 600 daN (este não incluso);
 - Poste de concreto em mau estado de conservação;
- c) Nas saídas das subestações de distribuição (SED), a estrutura do primeiro poste da rede primária deverá ser de ancoragem e ter resistência nominal mínima de 1.000 daN;
- d) Os postes nas estruturas de transições (ancoragem) e fim de rede primária devem ter resistência mínima de:
- Primária monofásica: mínima de 300 daN;
 - Primária trifásica: mínima de 600 daN;
 - Secundaria: mínima de 300 daN.
- e) Em longos trechos de alinhamento de rede primária é recomendável intercalar estruturas de ancoragem, a cada:
- 750 metros para rede convencional;

Tais medidas visando assegurar maior confiabilidade ao projeto mecânico, além de facilitar a construção e eventual troca de condutores.

- a) Nas estruturas de encabeçamento tipo M3, B3 e BE3 devem receber estai de cruzeta a poste. Neste caso, o estai deve ser instalado em oposição à fase central e de modo a absorver totalmente o esforço dos três condutores fase. Para as

- estruturas M4, B4 e BE4, projetar o estai somente se houver diferença de bitola. Quando a diferença de tração na cruzeta for inferior a 75 daN, não é necessário o uso do estai cruzeta-poste;
- b) A diferença de tração de projeto entre os vãos adjacentes às estruturas primária e secundárias isoladas (SI1 e I1) deve ser menor ou igual a 30 daN para evitar o escorregamento do cabo no grampo de suspensão;
 - c) Em estruturas de transição de rede convencional e para rede protegida e/ou isolada, usar o estai no lado da rede convencional, se for o caso. Caso o mensageiro trabalhe também como estai (absorver parte dos esforços da rede convencional - ex: cabo coberto 180 mm² de um lado e cabos convencional 170 mm² CA do outro), a estrutura anterior à transição deve ser com o cabo mensageiro ancorado com alças pré-formadas no poste.
 - d) As estruturas de transição não devem apresentar ângulos de deflexão horizontal e/ou vertical.

NOTA:

1. É obrigatório o uso de dinamômetro no lançamento de condutores.

15.2.3.3. Estaiamento

15.2.3.3.1. Geral

É vetado a utilização de estai de ancora em áreas urbanas e evitado em áreas rurais. Quando houver necessidade, deverá ser utilizado sistema de estaiamento poste-a-poste (contra - poste).

Poderá ser utilizado estais para se obter a estabilidade de estruturas sem equilíbrio, ocasionado por solo excessivamente fraco ou por elevado esforço mecânico, o qual acarreta um momento fletor solicitante também elevado. Pode ser necessário estaiamento nas seguintes estruturas:

- Fim de linha;
- Ângulo;

- Mudança de seção de condutor;
- Derivação;
- Ancoragem.

O estaiamento deve ser projetado quando os esforços atuantes nos postes forem superiores às resistências nominais deles ou ainda, quando a resistência do solo não suportar esses esforços. Para efeito de aplicação desta Norma foi adotada a seguinte classificação para os diferentes tipos de solos que eventualmente podem ser encontrados:

- Solos de consistência normal como terra firme, terra compactada, terrenos com algumas pedras e semelhantes;
 - Solos de consistência baixa como os de terrenos da faixa litorânea, arenosos, aterros e semelhantes;
 - Solos de consistência baixíssima como os de mangues, pântanos, várzeas, brejos e semelhantes.
- a) No dimensionamento da resistência de engastamento foi considerado poste implantado em terreno de consistência normal ou de consistência baixa.
 - b) Nos terrenos de consistência baixíssima onde for impraticável o estaiamento de âncora, pode ser usado estai de pântano (sapata de pântano ou sapata de concreto ou tubulão). Recomenda-se, nestes casos, reduzir o tamanho do vão e, se necessário, a tração do condutor.
 - c) Os estais laterais foram calculados considerando os esforços devido ao vento atuando sobre os condutores e poste, calculado para o vento máximo ocorrendo a 10° C.
 - d) Os estais longitudinais foram calculados para suportarem os esforços longitudinais devido à tração máxima dos condutores.
 - e) Normalmente deve ser projetado estai de âncora, entretanto, quando houver necessidade de se manter altura em relação ao solo, como no caso de ângulos próximos a estradas, eventualmente pode ser utilizado estai com contra poste.
 - f) Estais laterais devem ser previstos, quando necessários, nos seguintes casos:

- Nas estruturas em ângulos e de ancoragem;
- Nas estruturas de travessias de obstáculos que exijam medidas especiais de segurança;
- Nas estruturas de derivações e no máximo a cada quilômetro de trecho em tangente prevenindo a ação do vento lateral.

NOTAS:

1. Deverá ser avaliado todos os recursos que evitem a aplicação dos estais nas redes do Grupo Energisa.
2. A estrutura que antecede o posto de transformação em até 80 metros deve ser do tipo ancoragem dupla e a estrutura do posto de transformação deve ser do tipo N3, neste caso a tração deve ser reduzida;
3. Trifásicos de condutores CAA 2 AWG a cada 1.000 metros, CAA 1/0 AWG a cada 1.000 metros para os circuitos trifásicos de condutores CAA 4/0 AWG a cada 800 metros e a cada 500 metros para circuitos de condutores 336,4 MCM em estrutura final de rede utilizar tração reduzida.
4. Vãos contínuos sucessivos devem ser encabeçados em estruturas de ancoragem a cada 1.000 metros no máximo, para circuitos monofásicos e trifásicos com condutores CAA 2 AWG.
5. Na derivação de ramais existentes, a tração do condutor no primeiro vão deverão ser reduzida a um valor compatível com a carga nominal do poste de derivação, na pior condição de carregamento do condutor (temperatura mínima de 0°C sem vento, ou a 10°C com vento máximo); caso não seja possível a redução da tração, devido às limitações de distância de segurança condutor-solo, o poste de derivação deve ser substituído por outro dimensionado para suportar o carregamento normal do condutor; em ambos os casos, o poste da estrutura de derivação deve ser estaiado;

- 
6. Nos casos de campo aberto recomenda-se estais laterais em lances menores, observando-se ainda, o diâmetro do condutor e a velocidade do vento na região. Nos terrenos onde é impraticável o estaiamento de âncora poderá ser usado engastamento especial, conforme previsto na NDU 005. Neste caso reduzir o tamanho dos vãos e a tração nos condutores. Os estais longitudinais deverão ser calculados considerando-se inicialmente o encabeçamento dos condutores apenas de um lado da estrutura, procurando assim, garantir a sua estabilidade mesmo na hipótese de rompimento destes condutores.
 7. Devido às limitações técnicas devido aplicação do neutro contínuo, custos operacionais e segurança de terceiros é vetada a elaboração de projetos que contemplam os tipos de estruturas P1A, P1, PT, PTA, P3 e P4.
 8. Vetado a aplicação de isoladores tipo pino polimérico nas estruturas discriminadas nos itens anteriores, sendo apenas permitidas a utilização de isoladores tipo pilar de porcelana ou híbrido.

15.2.3.3.2. Estai de Poste-a-Poste

O poste a ser estaiado não ficará sujeito a nenhum esforço de flexão no seu ponto de engastamento no solo. Tais esforços serão absorvidos pelo outro poste, dentro de suas limitações construtivas, devido aos esforços resultantes dos circuitos primário, secundário e outras redes que porventura utilizem a mesma estrutura. O esforço absorvido pelo cabo de aço do estai poderá ser transferido para um ou mais postes, recomendando-se transferi-lo para, no máximo, 2 (dois) postes. A transferência de esforços por meio de estai poste a poste pode ser realizada de 2 (duas) formas:

- Primeiro poste: instalação ao nível do primário; segundo poste: instalação a 100 mm acima do secundário;
- Primeiro e segundo postes: instalação a 100 mm acima do secundário.



Os postes de fim de linha, ângulos ou submetidos a esforços excepcionais, deverão ficar, depois de completada toda a instalação, no máximo na posição vertical e nunca inclinados no sentido do esforço.

Para isso recomenda-se colocar o topo do poste de 400 a 500 mm além da posição final desejada, pois se deve prever na sua instalação que, ao absorver os esforços solicitantes, ele fletirá, e, além disso, haverá um acomodamento de sua base. Em fins de linha onde se prevê extensão de rede em futuro próximo, não se deve inclinar o poste ou instalar o contra - poste.

Normalmente é empregado em fim de linha para absorver os esforços excedentes atuando sobre o poste, nas condições estabelecidas abaixo:

- Resistência nominal do contra - poste: 400 daN;
- Comprimento: 7 metros;
- Taxa de compressibilidade do solo: 2.000 daN/m³;
- Ângulo de inclinação do contra - poste com a vertical: 30°.

15.2.3.3.3. Estai de Cruzeta a Poste

Para as redes primárias construídas em cruzeta beco ou meio-beco, haverá necessidade de estaiamento dessa cruzeta no fim de linha ou na mudança de bitola ou de tração.

15.2.3.3.4. Estai de Cruzeta-Cruzeta

Normalmente é empregado em estruturas de ancoragem dupla, para ângulos superiores a 60°, de rede convencionais, para absorver os esforços excedentes atuando sobre a cruzeta.

15.2.3.4. Engastamento

A profundidade de engastamento, para qualquer tipo de poste, é determinada pela fórmula:

$$e = \left(\frac{L}{10}\right) + 0,60 \text{ m}$$

Onde:

L = comprimento do poste em metros;

e = profundidade do engastamento (mínimo 1,5 metros).

São definidos os tipos básicos de engastamento:

- Simples;
- Profundidade aumentada;
- Com reforço ou escora;
- Base concretada.

O engastamento dos postes 11/300 e 12/300 deverá ser avaliada a necessidade do tipo profundidade aumentada com profundidade de engastamento igual a 1,80 metros para que a resistência fique igual 300 daN. Em posteamento existente pode ser usado escora de subsolo ou concretagem para conseguir a resistência de 300 daN. Em locais com grande probabilidade de abalroamento do poste, situações temporárias, não utilizar engastamento concretado. Nesses casos, deve ser utilizada escora de subsolo ou profundidade aumentada

15.2.4. Tipos de Estruturas

A escolha das estruturas, incluindo respectivos índices, é definida de acordo com as normas de instalações básicas, levando-se em consideração os seguintes detalhes:

- a) Tipo de rede
 - Rede primária protegida, conforme definição da NDU 004.1;
 - Rede secundária isolada, conforme definição da NDU 004.3.

- b) Largura do passeio;
- c) Bitola do condutor;
- d) Ângulo de deflexão horizontal e vertical da rede.

A estrutura de rede em locais com problemas de afastamento de rede deve estar de acordo com as Tabelas 10 a 14 e os DESENHO NDU 006.01 ao DESENHO NDU 006.06.

NOTAS:

1. É vetado a projeção e execução de obras de construção que apresente módulos construtivos que concebam cruzetas poliméricas (PEAD ou PRFV), haja vista que esta serão apenas permitidas em obras emergenciais em virtude do mais rápido restabelecimento do fornecimento de energia.
2. Todas as estruturas trifásicas e monofásicas concebidas acima deverão prever a adoção de neutro contínuo de forma ao atendimento das distâncias de segurança entre condutores/condutores e condutores/solo, segundo NBR 15688 (Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus.).

15.3. Condições Básicas de Cálculo

Considerando-se as curvas de vento máximo e temperatura mínima, as redes de distribuição, na área da Concessionária, serão dimensionadas para valores regionais das velocidades de ventos e temperaturas conforme descritos abaixo: Para efeito de cálculo mecânico dos condutores e estruturas, devem ser obedecidos os seguintes critérios básicos de projeto:

Tabela XII. Velocidades determinadas com base nas Isoletas NBR 6123.

Velocidade Máxima dos Ventos (km/h)	ESE	ETO	EMR	EPB	EMS	EMT	ESS	EAC	ERO
	108	108	126	108	162	126	162	108	108

Tabela XIII. Temperaturas(média e máxima) e velocidade isopletas.

Temperatura Regional (° C)	ESE	ETO	EMR	EPB	EMS	EMT	ESS	EAC	ERO
Média	27,3	24,9	22,5	27,5	24,6	26,8	21,5	25,2	-
Máxima	30,4	30,4	27,2	30,5	30,1	32,6	27	29,2	-
C/ Vento Máximo Coincidente	108	108	126	108	162	126	162	108	108

Fonte:http://www.grec.iag.usp.br/link_grec_old/relatorios_climatologicos/2012/janeiro/janeiro2012.htm#

- Pressão de vento nos postes de seção duplo T: 90,75 daN/m²;
 - Pressão de vento nos condutores: 44 daN/m².
- a) Carga nos Condutores - Na hipótese de velocidade máxima de vento (44 daN/m²), o esforço de tração axial nos condutores não deve exceder 50% da sua carga nominal de ruptura. Na condição de temperatura mínima não deve exceder a 33% da sua carga nominal de ruptura. Para os condutores CAA 2, 1/0 e 4/0 AWG, os esforços mecânicos nos condutores não excedem os limites de 50% da carga de ruptura, para os vãos básicos usuais.
- b) Condição de Maior Duração (EDS) - A condição de maior duração (EDS) deve ser de 18% da carga de ruptura à temperatura de 22° C. Para os vãos em que as condições aqui estabelecidas, não forem satisfeitas, a tração na condição de maior duração (EDS) deve ser reduzida.
- c) Condição de Flecha Máxima - A condição de flecha máxima deve ser de 50°C, sem vento, condição final, "creep" de 10 anos.
- d) Condições de Flecha Mínima - A condição de flecha mínima deve ser de 0°C, sem vento, condição inicial.
- e) Condição de Máxima Solicitação - A condição de carga máxima deve ser de 10°C, com vento (44 daN/m²), condição final ou a 0°C, sem vento, condição inicial.
- f) Distância de Segurança Condutor Solo - A distância mínima do condutor ao solo deve ser de 6,5 m, na condição de flecha máxima;

- g) Para fins de flecha nos condutores, em termos de orçamentação, os quantitativos devem prever um aumento de 5% no comprimento dos vãos.

NOTA:

1. É obrigatório o uso do dinamômetro no lançamento de condutores nas obras de construção e manutenção de redes de distribuição.

15.4. Ábacos ou Gráficos de Utilização das Estruturas

Os ábacos ou gráficos de utilização devem ser elaborados levando-se em conta o carregamento máximo dos condutores (considerar 33% da CR (Carregamento de Tração Máxima), condição final), força de vento atuando nos condutores e estruturas (desprezar a ação do vento nos acessórios).

Na elaboração dos gráficos ou tabelas de utilização de estruturas, devem ser observados os seguintes critérios básicos:

- a) As estruturas de fim de rede e as de ângulo devem ser dimensionadas com vistas a suportar a carga máxima atuando nos condutores (33% da CR).
- b) Os postes devem ser utilizados até o limite de 100% de sua carga nominal para cargas transitórias (carga de vento) e 95% para cargas permanentes (deflexão e fim de rede).
- c) A carga de vento atuando em postes estaiados pode ser desprezada para efeito de dimensionamento do poste.
- d) Os estais devem ser dimensionados para suportar toda a carga atuando no poste.
- e) A carga máxima aplicada aos postes de concreto estaiados deve ser determinada de acordo com a Norma NBR-8451, de modo a se evitar que o poste rompa no ponto de fixação do estai.
- f) Deve ser utilizado o fator de segurança igual a 02 (dois), para os condutores de estai e para os pinos de isoladores. Refere-se, neste caso, à resistência mecânica do pino a esforços de flexão.
- g) O vão máximo admissível entre as estruturas, deve ser determinado pela, seguinte expressão:

$$V_m = 7,644 * \sqrt{T/P} * (D - 0,076 * kV)$$

Onde:

V_m = Vão Máximo;

T = Tração na EDS;

P = Peso do condutor;

D = Distância elétrica projetada no suporte transversal ao sentido do condutor;

kV = Valor eficaz da tensão nominal entre fases.

a) Para as redes monofásicas os critérios devem ser idênticos às redes trifásicas.

b) Os ábacos/gráficos de utilização do Anexo de desenhos fornecem as limitações do vão médio devidos ao carregamento nos postes e pinos de isoladores, levando em consideração as condições acima exigidas. Os referidos gráficos se aplicam aos condutores CAA, 336 MCM, 4/0 AWG, 1/0 AWG e 2 AWG, para redes trifásicas.

O número de estais será conforme apresentado nos gráficos de utilização de estruturas ou ábacos, constantes no documento complementar a norma NDU 007 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais.

15.5. Gabaritos

Baseado nos dados dos gabaritos dos desenhos NDU 007.12 a NDU 007.40 devem ser construídos na mesma escala dos desenhos de planta e perfil.

Para os condutores CAA ou CAL 6201 recomendam-se gabaritos com vãos básicos de 125 a 600 m. Para condições de tensionamento diferentes daquelas utilizadas para cálculo dos gabaritos usuais, devem ser elaboradas novas tabelas de flechas, para confecção dos gabaritos especiais (casos de trações reduzidas).

15.6. Locação das Estruturas em Planta e Perfil

15.6.1. Critérios para Locação

Na fase de locação das estruturas em planta e perfil, devem ser adotados os seguintes critérios:

- a) As redes exclusivas de baixa tensão deverá ser projetadas com postes mínimos de 10 metros. Enquanto as redes exclusivas em média ou em compartilhamento com baixa tensão deverá ser projetadas com postes mínimos de 11 metros, entretanto nas situações em que sejam atendidas as distâncias de segurança e em relação ao solo conforme a NBR 15688 poderão ser utilizados postes com comprimentos mínimos de 10 metros.
- b) Os postes de concreto de seção Duplo T devem ser instalados de modo que a seção de maior esforço fique perpendicular à direção da rede;
- c) A utilização das estruturas tipo N3/T3, N4/T4, e TE é limitada para condutores CAA até 1/0 AWG com tração total, tendo-se em vista a resistência mecânica das cruzetas. Para as redes construídas com condutores 4/0 AWG a 336,4 MCM, as estruturas de encabeçamento deverão ser do tipo N4, sendo a resistência nominal mínima do poste igual a 600 daN.
- d) É possível, utilizando trações reduzidas (60%) o uso de cabos com bitolas maiores que 1/0 AWG nas estruturas tipo N3/T3, N4/T4, e TE, conforme projeto, sendo a resistência nominal mínima do poste igual a 300 daN. Para estruturas de fim de rede o poste mínimo deverá ser de 600 daN.
- e) Para realização de tracionamento em estruturas tipo ancoragem (N4 e U4) em poste Duplo T este deverá ser feito na face de maior esforço (face lisa) voltado para a direção da rede, quando não houver ângulo de deflexão. Quando houver ângulo de deflexão menor que 60 graus, o poste deve ser instalado com o lado de maior resistência voltado para a direção da bissetriz do ângulo formado pelos condutores. Para ângulos entre 60 e 90 graus o poste Duplo T deve ficar com o lado de maior resistência voltado para o sentido do maior vão (ou maior esforço), conforme descrito na NDU 005 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rurais).

- 
- f) Nos trechos em que a rede de distribuição rural atravessar zonas urbanas, deve ser utilizada tração reduzida nos condutores, com a conseqüente redução de vãos entre as estruturas;
 - g) Nas estruturas de fim de rede com poste Seção Duplo T, sem estais longitudinais, o lado de maior resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
 - h) Nas estruturas de fim de rede trifásica com poste Seção Duplo T, com estais longitudinais, o lado de maior resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
 - i) Nas estruturas de fim de rede monofásica com poste Seção Duplo T, com estai longitudinal, o lado de menor resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
 - j) Nos projetos de derivação em rede nova, o poste deve ser dimensionado como fim de rede e a tração no condutor do ramal deve ser normal;
 - k) As derivações devem ser feitas com ângulos de partida entre 60 e 120 graus;
 - l) Em cruzamentos aéreos nos quais se utilize o flying tap, o circuito superior deve ser a fonte de energia.

NOTAS:

1. Os cruzamentos com conexão aérea devem ser evitados sempre que possível devido à dificuldade de manutenção.
2. Quando tecnicamente possível deverá ser evitado aplicação de estais nas estruturas e avaliar as opções contidas no capítulo 12 da NDU 005 que trata dos tipos de engastamentos, atentar para alternativa de aumento do esforço mecânico do poste de forma a balancear a tração mecânica dos cabos condutores de alumínio nu.
3. Para regiões de alta complexidade como pântanos, travessia de rios, vales etc., deverá ser analisado junto a unidade local da Energisa a possibilidade de aplicação da estrutura HTE.

15.6.1.1.1. Dimensionamento de Estruturas

O dimensionamento mecânico das estruturas é baseado nas trações de projeto especificadas na Tabela 26, respeitando-se os coeficientes de segurança admissíveis para os componentes da estrutura da rede rural. As solicitações as quais as estruturas de suporte da rede são submetidas devem-se aos esforços de trações dos condutores, à ação do vento e do próprio peso e eventualmente de equipamentos.

Na determinação desses esforços mecânicos são considerados:

a) Resultante dos esforços

A resultante dos esforços transferidos a 10 cm do topo do poste deve ser no máximo igual à resistência nominal do poste.

b) Comprimentos dos vãos e variações de temperatura

As variações de temperatura têm ação direta sobre o comprimento do condutor e conseqüentemente sobre a tração e flecha, sendo que estes dois elementos, flecha e tração, atuam de maneira inversamente proporcional.

O comprimento do vão, também, tem influência nos valores da tração e flechas do condutor.

Flechas e trações para vãos contínuos

Para trechos de vãos contínuos deve-se calcular o vão regulador, de acordo com o item 14.1.2, para utilização das tabelas de flechas e trações. O

s ábacos ou gráficos para escolha de estruturas determinam para as situações de tangência e em ângulos, a limitação máxima de cada estrutura de acordo com o vão, a bitola dos condutores e o ângulo de deflexão da linha.

Sendo inevitável o emprego de vãos ou ângulos superiores aos previstos nos gráficos, deverá ser especificada estrutura especial, cujo desenho deve fazer parte do projeto, de preferência constando da própria folha do perfil onde está projetada.

NOTA:

1. Podem ocorrer situações em que poderão ser utilizados mais de um tipo de estrutura, recomendando-se neste caso, optar pelo tipo de construção mais econômica. Se o objetivo for garantir uma maior confiabilidade da rede, poderá definir o tipo de estrutura que deverá ser utilizada sem observar este critério.

15.6.1.2. Esforços de Arrancamento e Compressão

Em locais onde existem grandes desníveis nos lances adjacentes de uma estrutura, normalmente aparecem esforços de compressão ou de arrancamento que precisam ser levados em conta na escolha da estrutura ou dos estaiamentos necessários.

15.6.1.2.1. Arrancamento

No caso de arrancamento, qualquer que seja o esforço vertical, é necessário se projetar uma estrutura de ancoragem, por conseguinte, fazer-se os cálculos desses esforços a não ser que eles sejam de grande monta pondo em perigo a própria estrutura.

Nesta situação deverão ser observados nos desenhos NDU 006.29 a NDU 006.31 e Tabelas 42 a 45.

15.6.1.2.2. Compressão

Nos casos de compressão, principalmente quando a estrutura normalmente projetada for tangente é preciso verificar os limites dos esforços das estruturas. Também deverão ser observados nos desenhos NDU 006.29 a NDU 006.31.

Será considerado para efeito de definição de estrutura o limite de:

- 50% da resistência nominal da estrutura para o esforço vertical;
- 25% da resistência nominal da estrutura para o esforço horizontal.

15.7. Tipos de Cruzetas

As cruzetas padronizadas aplicáveis a projetos de redes de distribuições até 36,2 kV no grupo Energisa compreendem os seguintes modelos e comprimentos:

- Cruzetas de concreto formato retangular 2.000 mm a 2.400 mm;
- Cruzetas de concreto formato T 1.900 mm e 2.400 mm;
- Cruzetas de concreto formato L 1.700 mm e 2.000 mm.

Apesar da existência de cruzetas padronizadas em Poliéster Reforçado em Fibra de Vidro (PRFV) e Polietileno de Alta Densidade (PEAD) a concepção de projetos e obras de construção veta sua aplicabilidade, restringindo a exclusivamente as obras de manutenção. Entretanto na montagem de estruturas e equipamentos especiais podem ser aplicadas as cruzetas em aço carbono especificada na ETU 115.3 (Cruzeta de Distribuição de Concreto).

NOTAS:

1. Nas áreas de compreendidas pela NDU 027 deverão ser implementados os materiais propostos por esta especificadas.
2. Para maiores detalhes técnicos deverá ser consulta a ETU 115.3.
3. É vetada aplicação de cruzetas poliméricas PEAD ou PRFV em obras de construção de redes de distribuição, sendo estas permitidas apenas em obras emergenciais de manutenção e na instalação de equipamentos especiais NDU 023.
4. As cruzetas com comprimento de 2.000 mm atendem as classes de tensão até 36,2 kV.

15.8. Acessórios

15.8.1. Isoladores Pilar

Os isoladores tipo pilar estão padronizados no Grupo Energisa nas aplicações redes de distribuição rural com cabos de alumínio (CAL 6201 e CAA) nas classes de tensão 15, 24,2 e 36,2 kV com NBI (Nível Básico de Isolamento) respectivamente de 110, 150 e 170 kV.

NOTAS:

1. O condutor jamais deve ser instalado nas saias inferiores do isolador, pois terá seu Nível Básico de Impulso (NBI) menor que o recomendado para a estrutura, podendo ocasionar falhas no sistema de distribuição de média tensão.
2. Em projetos de redes de distribuição rural (RDR) com cabos de alumínio nu é vetada a aplicação dos isoladores tipo pino poliméricos nesta situação. Enquanto nas redes de distribuição compactas deverão ser empregados os isoladores tipo pino polimérico.
3. Em estruturas sem ângulo de deflexão horizontal (tipo passagem), o condutor deve ser instalado na parte superior do isolador (semelhante a um “berço”), sendo o mesmo fixado com o material de amarração apropriado ao material do isolador.
4. Em estruturas com ângulo de deflexão horizontal (definidos pelas NDUs 006 e 007), o condutor deve ser instalado na primeira saia lateral da parte superior do isolador (conforme o ângulo), sendo o mesmo fixado com o material de amarração apropriado ao material do isolador.

15.8.2. Isoladores Suspensão Tipo Bastão

Os isoladores tipo ancoragem padronizados, pelo Grupo Energisa, são do tipo de Ancoragem Polimérico tipo bastão em composto polimérico. Para classes de tensão de 15, 24,2 e 36,2 kV com NBI (Nível Básico de Isolamento) respectivamente 110,150 e 170 kV.

15.8.3. Alça Pré-Formada

As alças adotadas para condutores de alumínio serão de aço galvanizado ou liga alumínio.

15.8.4. Amarrações

As amarrações utilizadas poderão ser:

- a) Rede convencional - convencional: simples com laço pré-formado, simples lateral com laço pré-formado e duplo com laço pré-formado;

- b) Rede protegida: topo com anel de amarração, lateral com anel de amarração e fim de linha com grampo de ancoragem;

15.8.5. Conexões

As conexões utilizadas deverão ser do tipo cunha. Em todas as conexões nos condutores fases com cabo coberto, é necessário o restabelecimento da cobertura do cabo.

NOTAS:

1. O conector tipo Cunha/Estribo deverá ser aplicado com capa de proteção para GLV, enquanto nas conexões do cunha a capa de proteção.
2. Em todas as conexões nos condutores fases com cabo coberto, é necessário o restabelecimento da cobertura do cabo, exceto quando da utilização do conector perfurante.
3. É obrigatório utilização de conector cunha-estribo ou conector H mais alça-estribo em todos e quaisquer transformadores de distribuição e/ou para-raios de linha.

15.8.6. Emendas

Quando forem necessárias emendas nos condutores das redes aéreas de distribuição, primária convencional, estas deverão ser à compressão com uso da ferramenta adequada. Não é permitida a emenda do cabo mensageiro no meio do vão e nos condutores protegidos ou isolado que estejam sob travessia de rios, rodovias, ferrovias etc.

Tabela XIV. N° de emendas permitidas por lance de cabo.

N° de Coroas de alumínio do cabo	Número total de emendas
1	02 emendas
2	03 emendas
3	04 emendas
4	05 emendas

15.8.7. Ferragens

Todas as ferragens tais como: parafusos rosca total ou não (M16), pinos para isolador (M20), porcas olhais (M16), hastes de ancoras, Manilha sapatilha, sapatilha e demais ferragens devem apresentar capacidade mínima de ruptura mecânica de 5.000 daN, assim como demais acessórios aplicados nas redes de distribuição rurais (RDR).

15.8.8. Protetor de Bucha

Acessório de material polimérico utilizado para proteção das partes energizadas de buchas de equipamentos deverão ser obrigatoriamente concebidos na elaboração da orçamentação de projetos, assim como na instalação dos seguintes equipamentos abaixo:

- Transformadores de Distribuição.
- Religadores de Linha de Distribuição.
- Reguladores de Tensão.
- Para-raios de média.

16. ATERRAMENTO

Os critérios básicos e as exigências técnicas mínimas que devem ser obedecidas nas elaborações de projetos e nas execuções dos aterramentos nas linhas de distribuição em baixa e média tensão e em padrões de entrada de energia elétrica na área de concessão da Energisa estão descritas na NDU 034.

NOTA:

1. Nas situações de sistemas aterramentos propostos pelos seccionamentos de cercas descritos pela NDU 034 (Critérios para projetos e execuções de aterramentos nas redes de distribuição e em padrões de entrada de energia elétrica) poderão ser compostas pela aplicação das hastes de cantoneira em aço galvanizado. A aplicação das hastes de cantoneira em aço galvanizado tem aplicação exclusiva no processo de aterramento de cercas e das obras do governo federal que estão vigentes no Grupo Energisa.

17. RELAÇÃO DE MATERIAL

17.1. Material Aplicado

Os materiais e equipamentos utilizados na execução direta da obra devem ser novos e atender as especificações fornecidas pela Concessionária em suas últimas revisões aprovadas, acompanhados das respectivas notas fiscais e termos de garantia dos fabricantes, de no mínimo 24 (vinte e quatro) meses após a emissão da nota fiscal e fabricação ou 18 (dezoito) meses após a instalação, prevalecendo o que ocorrer primeiro, sendo vedada a utilização de materiais ou equipamentos reformados ou reaproveitados, conforme Resolução ANEEL N.º 1.000.

Na elaboração da lista de materiais devemos observar os seguintes tópicos:

- a) Para os condutores isolados e protegidos, o projetista deverá acrescentar 5,0 % do total do comprimento encontrado.
- b) Para os condutores nus o projetista, deverá acrescentar o valor de 5,0 % no peso do condutor, conforme Tabelas 17 a 20 (no caso de se estar utilizando o programa SIAGO Energisa, ele já prevê o citado acréscimo).
- c) Os materiais necessários para concretagem da base de postes e recomposição de passeios não devem ser relacionados.

17.2. Material Salvado

Devem ser observados os seguintes critérios nos projetos que envolvam retiradas de materiais da rede existente:

- a) Materiais aproveitáveis e devolvidos ao almoxarifado

São os materiais retirados e não aproveitados na mesma obra, mas em bom estado de conservação a serem devolvidos ao almoxarifado. O valor unitário destes materiais deve ser depreciado de acordo com a Resolução em vigor. Tomar como referência a data de fabricação dos materiais de concreto e que devem ser incluídos neste caso, também, os materiais fora de padrão, em bom estado de conservação e em condições de reutilização.

b) Materiais não aproveitáveis

São materiais em mau estado de conservação, e que são devolvidos ao almoxarifado como sucata.

Estas sucatas são separadas em:

- a) Sucata de CA nu;
- b) Sucata de CA isolado;
- c) Sucata de CA protegido;
- d) Sucata de CAA;
- e) Sucata de cobre nu;
- f) Sucata de cobre isolado;
- g) Sucata de ferro (cinta, parafuso, armação, sela etc.);
- h) Sucata de madeira (cruzeta, contraposte, poste);
- i) Sucata de polimérico (cruzeta, poste);
- j) Sucata de porcelana (isoladores, para-raios, chaves etc.);
- k) Sucata de concreto (poste, cruzeta, vigas, defensas etc.).

Estas sucatas devem ser também relacionadas no formulário resumo de orçamento, especificando somente a quantidade dos materiais. Não devem ser considerados os materiais de difícil retirada (haste de terra, escora de subsolo etc.) que serão abandonados no local em que estão instalados.

17.3. Mão-de-Obra

O cálculo de mão-de-obra é feito identificando-se os diversos tipos de serviços previstos na execução da obra.

17.4. Projeto e Orçamento em Estrutura com uso Mútuo

Na elaboração de projetos de reforço, reformas, modificações ou extensões de rede de distribuição rural, que impliquem em utilização mútua, devem ser tomadas as seguintes providências e cuidados:

- a) Em projetos de reforço, reformas e/ou modificações da rede, que resultarem da solicitação de clientes, por interesse próprio e que impliquem na

remoção/substituição de postes com uso mútuo, devem ser incluídos no orçamento, os custos referentes aos serviços na rede de utilização mútua (Telecomunicações, Telefonia etc.) conforme especificado na Resolução 1.000/2021 Aneel.

b) Caso haja interesse do solicitante (cliente) na execução de obras de deslocamento de poste que exista uso mútuo de infraestrutura, a concessionária de local da Energisa deverá solicitar a empresa responsável o devido encaminhamento das custas dos serviços ao cliente afim do processo de negociação.

Após a conclusão do pagamento das custas dos serviços provenientes da utilização mútua (Telecomunicações, Telefonia etc.) o solicitante deverá providenciar o pagamento das custas referente aos serviços solicitado a Energisa, apenas mediante a confirmação dos pagamentos intrínsecos ao uso mútuo e concessionária de energia a solicitação será programada e executada.

c) Não devem ser previstas instalações de transformadores, chaves em geral e aterramento em postes nos quais já existam equipamentos existentes na rede de uso mútuo.

NOTAS:

1. Para elaboração dos projetos de compartilhamento de infraestrutura deverá ser consultada a NDU 009 (Critérios para Compartilhamento de Infraestrutura da Rede Elétrica de Distribuição).
2. Os custos referentes as empresas de utilização mútua deverão ser realizadas diretamente as mesmas e o pagamento devidamente comprovados a Energisa.

18. DIRETRIZES DE CONSTRUÇÃO

As construções das redes de distribuição rural deverão ser executadas de acordo com as normas e procedimentos da Energisa, no que tange à padronização das estruturas, especificações de materiais e alinhamentos contratuais com empreiteiras. Ao término da construção, a ligação do ramal à rede é de exclusiva atribuição da Energisa, devendo estar devidamente aprovada pela fiscalização e legalizada.

NOTA:

1. A intervenção nas redes de distribuição das concessionárias deve ser realizada apenas pelas equipes próprias ou empresas devidamente homologadas aptas ao processo de terceirização. Sendo proibida a intervenção em redes de distribuição das concessionárias por empresas terceiras sem o prévio conhecimento da Energisa. Consulte a concessionária local para informações sobre credenciamento de empresas terceiras.

18.1. Limpeza de Faixa

Neste item deverão ser observados os procedimentos padrões adotados nas seguintes NDUs:

1. NDU 016 (Compatibilização da Arborização com as Redes de Distribuição.);
2. NDU 016.1 (Gerenciamento do Manejo de Vegetação.);
3. NDU 005 (Instalações Básicas Para Construção de Redes de Distribuição Rurais)

18.2. Seccionamento de Cercas

Todos os seccionamentos de cercas devem ser feitos de acordo com os padrões da Energisa, conforme previsto na NDU 005 (Instalações Básicas Para Construção de Redes de Distribuição Rurais) e NBR 15668 (Rede de Distribuição Aérea de Energia Elétrica com Condutores nus) e respectivo padrão estabelecido na NDU 034 .

18.3. Reaterro

O material originário da escavação deve ser reutilizado observando-se a total ausência da camada orgânica, de detritos, entulhos e de torrões que venham prejudicar a sua homogeneização e, principalmente, seu teor de umidade.

18.4. Compactação

A Empreiteira deve, como resultado do seu trabalho, apresentar o terreno circunvizinho à estrutura, compactado, razoavelmente liso e de tal forma que as águas pluviais sejam desviadas da estrutura.

18.5. Levantamento e Montagem das Estruturas

- a) As estruturas de ângulo devem ser montadas na sua bissetriz. As estruturas com 02 (dois) ou mais postes devem apresentar os topos no mesmo nível.
- b) Nas estruturas com isolador de porcelana tipo pilar, o isolador central deve ser montado, na ordem sucessiva das estruturas, alternadamente, ora de um lado, ora de outro, em relação ao poste, de modo a ter o condutor da fase central em ziguezague.
- c) Nas estruturas de ancoragem do tipo N4, T4, TE e HTE, se os jumpers estiverem por cima da cruzeta, utilizasse 01 (um) isolador de porcelana tipo Pilar por fase. Para os casos em que as fases externas da estrutura estiverem passando por baixo da cruzeta (situações sem estais laterais), utilizar 01 (um) isolador Pilar apenas na fase do meio (obrigatório).

18.6. Lançamento e Instalação de Condutores

No lançamento dos condutores devem ser observadas as seguintes exigências:

- a) Deverá evitar emendas nos condutores, se necessário, não executar mais de uma emenda no condutor, por vão;
- b) Evitar emendas nos vãos de travessias sobre rodovias, ferrovias, rios, Linha de Distribuição em alta tensão (LDAT) de 69 kV e 138 kV;
- c) Não executar emendas em vãos ancorados, assim como em adjacentes;
- d) As emendas devem ficar, no mínimo, a 10 (dez) metros dos isoladores.

18.7. Instalação de Equipamentos de Proteção e Manobra

As chaves-faca devem ser instaladas, obrigatoriamente, em estruturas de ancoragem e de modo que a lâmina de contato na posição aberta fique do lado oposto à fonte. A ligação da chave-faca à rede primária deverá ser feita com o mesmo condutor da rede, nunca utilizando o conjunto GLV.

Fica restrita a instalação de chave faca, nas estruturas monofásicas onde existam estais laterais.

19. HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das Alterações Realizadas
23/02/2017	4.0	Revisão Geral
29/05/2018	5.0	Revisão Geral com mudança de <i>layout</i>
15/03/2023	6.0	<ol style="list-style-type: none">1. Atualização e inclusão de novas tabelas no documento normativo.2. Melhoria da qualidade dos desenhos da NDU 007.3. Inclusão de itens e processos padronizados no Grupo Energisa S/A.4. Revisão bibliográfica do documento normativas.5. Atualização de REN 1.000/2021.6. Atualização dos gráficos de utilização de estruturas (ABACOS) que permaneceram em documento a parte da NDU 007.
12/07/2023		<ol style="list-style-type: none">1. Ajuste do sumario.2. Formatação de tabelas e texto, pois apresentavam inconformidade com demais documentos normativos do Grupo Energisa, inclusive da NDU 006.3. Inclusão da Tabela X de elos fusíveis.

20. TABELA

TABELA 01. Demanda Máxima Individual.

TABELA 02. Fatores de Potência.

TABELA 03. Motores Monofásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

TABELA 04. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico.

TABELA 06. Dimensionamento dos Elos-Fusíveis para Ramais.

TABELA 07. Elos-Fusíveis para Transformadores Monofásicos.

TABELA 08. Elos-Fusíveis para Transformadores Trifásicos.

TABELA 09. Bitola Mínima do Tronco Secundário.

TABELA 10. Elos-Fusíveis para Banco de Capacitores.

TABELA 11. Postes Padronizados.

TABELA 12. Comprimento e Resistência Mínima de Poste para Instalação de Equipamento Regulador.

TABELA 13. Comprimentos/Resistências Mínimas Postes Equipados.

TABELA 14. Distâncias entre Condutores de Circuitos Diferentes.

TABELA 15. Distâncias entre os Condutores e Solo (MT).

TABELA 16. Distâncias entre os Condutores e Solo (AT).

TABELA 17. Distâncias Mínimas das Partes Energizadas as Fases ou Terra em Pontos Fixos.

TABELA 18. Características dos condutores de alumínio nu tipo CA (Seção transversais padronizadas).

TABELA 19. Características dos condutores de liga de alumínio nu tipo CAL (Seção transversais padronizadas).

TABELA 20. Características dos condutores de alumínio nu tipo CAA (Seção transversais padronizadas).

TABELA 21. Características dos Condutores Multiplexados CA/CAL com Neutro Nu - XLPE 0,6/1 kV.

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA Rede Primária Trifásica.

TABELA 23. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA Rede Primária Monofásica.

TABELA 24. Queda de Tensão em Cabo Alumínio CAL 6201 Rede Primária Monofásica e Trifásica.

TABELA 25. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 220/127 Volts.

TABELA 26. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 380/220 Volts.

TABELA 26. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 380/220 Volts.

TABELA 27. Trações de Projeto de Redes Rurais

TABELA 28. Determinação do Cabo de Neutro.

TABELA 29. Equivalência de Esforços a 20 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação.

TABELA 30. Carga de Utilização do Poste de Concreto Duplo T.

TABELA 31. Critérios para Sustentação de Esforços em Função da Resultante de Condutores Cabos Telefônicos e Estais.



TABELA 32. Engastamento com Profundidade Aumentada.

TABELA 33. Escolha de Estruturas - Rede Convencional Trifásica Ângulos de Deflexão Horizontais e Verticais - CAL 6201 e CAA.

TABELA 34. Ângulo de Deflexão Horizontal da Rede Primária Convencional Monofásica - CAL 6201 e CAA.

TABELA 35. Ângulo de Deflexão Vertical da Rede Primária Convencional.

TABELA 36. Demanda diversificada residencial de Loteamento (kVA).

TABELA 37. Larguras das faixas de servidão das linhas e redes de distribuição.

TABELA 01. Demanda Máxima Individual.

Método	Fórmula	Observações
Medição de Carga	-	-
Estimativa a partir do consumo, extraído dos dados do faturamento	$D_m = C / (FC.F_P.730)$	em kVA
		C - Maior consumo mensal nos últimos três meses (kWh)
		FC - Fator de carga típico, em função do ramo de atividade
		F _P - Fator de potência da carga
		730 - N.º médio de horas do mês
		Obs. - Na falta de dados, considerar: FP = 0,95 para clientes comerciais e residenciais; para industriais, FP = 0,92
Estimativa a partir da carga instalada	$D_m = CI . F_{dmáx} / FP$	D _m - demanda máxima do cliente, em kVA
		CI - Carga instalada, em kW
		F _{dmáx} - fator de demanda máximo em função do ramo de atividade.

TABELA 02. Fatores de Potência.

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosφ)
1	Pedreira	> 500	0,72
		< 500	0,61
2	Extração de Minerais	> 500	0,72
		< 500	0,63
3	Cerâmica	> 1000	0,72
		< 1000	0,63
4	Artefatos de Cimento	> 1000	0,89
		< 1000	0,73
5	Metalúrgica	> 500	0,75
		< 500	0,65
6	Laminação de Metais	-	0,8
7	Serralharia	-	0,84
8	Fabricação de Máquinas Agrícolas	-	0,65
9	Indústria de Ferramentas Agrícolas	> 1000	0,85
		< 1000	0,8
10	Fábrica de Materiais Elétricos e de Comunicação	> 1000	0,85
		< 1000	0,8
11	Serraria - Carpintaria	> 500	0,82
		< 500	0,78
12	Fábrica de Móveis	> 500	0,75
		< 500	0,68
13	Fábrica de Papel	> 500	0,88
		< 500	0,8
14	Usina de Asfalto	> 300	0,65
		< 300	0,6

TABELA 02. Fatores de Potência (Continuação).

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosφ)
15	Fábrica de Produtos Farmacêuticos, Adubos e Químicos	> 1000	0,9
		< 1000	0,86
16	Indústria de Peles e Couros - Curtumes	> 500	0,89
		< 500	0,84
17	Indústria de Plástico	> 300	0,81
		< 300	0,74
18	Beneficiamento de Algodão	-	0,7
19	Fábrica de Tecidos	> 1000	0,85
		< 1000	0,75
20	Indústria de Vestuário	> 500	0,84
		< 500	0,78
21	Indústria de Calçados	> 500	0,86
		< 500	0,88
22	Beneficiamento, Torragem e Moagem de Café	> 200	0,76
		< 200	0,72
23	Indústria de Óleo Vegetal	> 500	0,82
		< 500	0,74
24	Fecularia de Milho	> 1000	0,86
		< 1000	0,83
25	Beneficiamento de Amendoim	> 300	0,86
		< 300	0,83
26	Beneficiamento de Arroz	> 300	0,83
		< 300	0,7

TABELA 02. Fatores de Potência (Continuação).

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosφ)
27	Indústria de Gelo	> 300	0,82
		< 300	0,79
28	Fábrica de Farinha	> 150	0,88
		< 150	0,85
29	Indústrias de Mandioca	> 300	0,75
		< 300	0,7
30	Abate de Animais	> 300	0,9
		< 300	0,75
31	Industrialização de Pescado	> 300	0,82
		< 300	0,78
32	Laticínios	> 500	0,85
		< 500	0,8
33	Fabricação de Massas Alimentícias	> 300	0,83
		< 300	0,8
34	Indústria de Bebidas (Cervejas e Refrigerantes)	> 500	0,85
		< 500	0,82
35	Indústria de Aguardente	> 300	0,8
		< 300	0,75
36	Engarrafamento de Água	> 300	0,8
		< 300	0,75
37	Extração de Suco Cítrico e Derivados	> 300	0,81
		< 300	0,76
38	Fábrica de Instrumentos Musicais	> 300	0,72
		< 300	0,68
39	Construtoras - Canteiro de Obra	> 200	0,73
		< 200	0,7

TABELA 02. Fatores de Potência (Continuação).

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosp)
40	Pavimentação - Terraplenagem - Construção de Estrada	> 200	0,73
		< 200	0,70
41	Estação Experimental de Agricultura	> 150	0,86
		< 150	0,84
42	Agropecuária	> 150	0,87
		< 150	0,85
43	Incubação de Ovos	> 300	0,8
		< 300	0,70
44	Incubação de Ovos	>300	0,78
		<300	0,70
45	Floricultura e Floricultura	> 150	0,76
		< 150	0,72
46	Ferrovia	> 150	0,84
		< 150	0,79
47	Hotel e Motel	> 150	0,84
		< 150	0,8
48	Restaurante	> 150	0,88
		< 150	0,84
49	Oficina Mecânica	> 150	0,87
		< 150	0,85
50	Hospital, Ambulatório, Maternidade ou Sanatório	> 150	0,88
		< 150	0,84
51	Escola de 1º e 2º Graus	> 150	0,80
		< 150	0,73

TABELA 02. Fatores de Potência (Continuação).

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosφ)
52	Faculdade	> 150	0,85
		< 150	0,80
53	Escola Profissionalizante	> 500	0,80
		< 500	0,74
54	Armazéns Gerais	> 150	0,84
		< 150	0,80
55	Escritórios	> 150	0,87
		< 150	0,84
56	Estabelecimento de Crédito	> 150	0,79
		< 150	0,73
57	Comércio Varejista de Veículos	> 150	0,77
		< 150	0,73
58	Posto de Gasolina	> 300	0,81
		< 300	0,76
59	Supermercado	> 150	0,83
		< 150	0,79
60	Entidades Beneficentes, Religiosas e Assistenciais	> 150	0,74
		< 150	0,7
61	Praças de Esportes, Clubes, Campos de Futebol	> 150	0,76
		< 150	0,71
62	Serviço de Comunicações	> 1000	0,79
		< 1000	0,74

TABELA 02. Fatores de Potência (Continuação).

Item	Ramo de Negócio	Carga Instalada (kVA)	Fator de Potência (Cosφ)
63	Tratamento e Distribuição de Água	> 500	0,75
		< 500	0,72
64	Administração Pública	> 150	0,76
		< 150	0,72
65	Quartel	> 150	0,79
		< 150	0,76
66	Administração de Prédios de Apartamentos	> 300	0,76
		< 300	0,72

TABELA 03. Motores Monofásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede (kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)					
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	440 V	01 motor	02 motores	03 a 05 motores	Mais 05 motores
0,25	0,39	0,63	0,47	2,8	1,4	0,62	0,5	0,43	0,37
0,34	0,52	0,71	0,47	3,3	1,6	0,73	0,58	0,51	0,44
0,5	0,66	0,72	0,56	4,2	2,1	0,92	0,74	0,64	0,55
0,75	0,89	0,72	0,62	5,6	2,8	1,24	0,99	0,87	0,74
1	1,1	0,74	0,67	6,8	3,4	1,49	1,19	1,04	0,89
1,5	1,58	0,82	0,7	8,8	4,4	1,93	1,54	1,35	1,16
2	2,07	0,85	0,71	11	5,5	2,44	1,95	1,71	1,46
3	3,07	0,96	0,72	15	7,5	3,2	2,56	2,24	1,92
4	3,98	0,96	0,74	19	9,5	4,15	3,32	2,91	2,49
5	4,91	0,94	0,75	24	12	5,22	4,18	3,65	3,13
7,5	7,46	0,94	0,74	36	18	7,94	6,35	5,56	4,76
10	9,44	0,94	0,78	46	23	10,04	8,03	7,03	6,02
12,5	12,1	0,93	0,76	59	29,5	13,01	10,41	9,11	7,81

NOTAS:

1. Os valores da tabela foram obtidos pela média de dados fornecidos pelos fabricantes.
2. As correntes de partida citadas na tabela acima são orientativas e podem ser utilizadas quando não estiverem disponíveis os valores nas placas dos motores.

TABELA 04. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede (kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)		01 motor	02 motores	03 a 05 motores	mais 05 motores
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	380 V				
0,17	0,25	0,67	0,49	0,9	0,52	0,37	0,3	0,26	0,22
0,25	0,33	0,69	0,55	1,2	0,69	0,48	0,38	0,34	0,29
0,34	0,41	0,74	0,6	1,5	0,86	0,56	0,45	0,39	0,34
0,5	0,57	0,79	0,65	1,9	1,1	0,72	0,58	0,5	0,43
0,75	0,82	0,76	0,67	2,8	1,61	1,08	0,86	0,76	0,65
1	1,13	0,82	0,65	3,7	2,13	1,38	1,1	0,97	0,83
1,5	1,58	0,78	0,7	5,3	3,06	2,03	1,62	1,42	1,22
2	1,94	0,81	0,76	6,3	3,63	2,4	1,92	1,68	1,44
3	2,91	0,8	0,76	9,5	5,48	3,64	2,91	2,55	2,18
4	3,82	0,77	0,77	13	7,5	4,96	3,97	3,47	2,98
5	4,78	0,85	0,77	15	8,65	5,62	4,5	3,93	3,37
6	5,45	0,84	0,81	17	9,81	6,49	5,19	4,54	3,89
7,5	6,9	0,85	0,8	21	12,12	8,12	6,5	5,68	4,87
10	9,68	0,9	0,76	26	15	10,76	8,61	7,53	6,46
12,5	11,79	0,89	0,78	35	20,19	13,25	10,6	9,28	7,95
15	13,63	0,91	0,81	39	22,5	14,98	11,98	10,49	8,99
20	18,4	0,89	0,8	54	31,16	20,67	16,54	14,47	12,4
25	22,44	0,91	0,82	65	37,5	24,66	19,73	17,26	14,8

TABELA 04. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida (Continuação).

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede(kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)		01 motor	02 motores	03 a 05 motores	mais 05 motores
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	380 V				
30	26,93	0,91	0,82	78	45,01	29,59	23,67	20,71	17,76
50	44,34	0,9	0,83	125	72,12	49,27	-	-	-
60	51,35	0,89	0,86	145	83,66	57,7	-	-	-
75	62,73	0,89	0,88	180	103,86	70,48	-	-	-

NOTAS:

1. Os valores da tabela foram obtidos pela média de dados fornecidos pelos fabricantes.
2. As correntes de partida citadas na tabela acima são orientativas e podem ser utilizadas quando não estiverem disponíveis os valores nas placas dos motores.

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico.

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
1	Indústria de extração e tratamento de minerais.		70	43	26
2	Extração de minérios de ferro.	≤500	54	36	34
		>500	67	49	35
3	Extração de minérios de metais não ferrosos.		85	78	76
4	Extração de minerais para fabricação de adubos fertilizantes e para elaboração de outros produtos químicos.		54	37	29
5	Extração de pedras e outros minerais para construção.		67	49	16
6	Extração de pedras e outros minerais não metálicos.		86	43	14
7	Aparelhamento de pedras para construção e execução de trabalhos em mármore, ardósia, granito e outras pedras.		63	55	30
8	Britamento de pedras.	≤130	57	39	11
		>130	78	54	17
9	Fabricação de cal.		91	52	18
10	Fabricação de telhas, tijolos e outros artigos de barro cozido exclusive cerâmica.	≤160	97	71	13
		>160	91	60	30
11	Fabricação de material cerâmico - exclusive de barro cozido.	≤100	96	76	10
		>100	93	66	39
12	Fabricação de cimento.		66	64	54

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
13	Fabricação de peças, ornatos e estruturas de cimento, gesso e amianto.		37	23	26
14	Beneficiamento e preparação de minerais não metálicos, não associados à extração.		78	46	51
15	Indústria metalúrgica.		65	43	30
16	Produção de ferro gusa.		83	67	79
17	Produção de laminados de aço - inclusive de ferro ligas.		75	46	24
18	Produção de canos e tubos de ferro e aço.		37	30	40
19	Produção de fundidos de ferro e aço.	≤150	50	33	19
		>150	80	55	33
20	Produção de canos e tubos de metais e de ligas de metais não ferrosos.		54	45	33
21	Fabricação de estruturas metálicas.		74	39	13
22	Fabricação de artefatos de trefilados de ferro e aço e de metais não ferrosos exclusive móveis.		68	53	19
23	Estamparia, funilaria e latoaria.		65	26	22
24	Serralheria, fabricação de tanques, reservatórios e outros recipientes metálicos e de artigos de caldeireiro.		48	27	23
25	Tempera e cementação de aço, recozimento de arames e serviços de galvanotécnica.		83	52	29
26	Indústria mecânica.		47	29	31

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
27	Fabricação de máquinas motrizes não elétricas e de equipamentos de transmissão para fins industriais, inclusive peças e acessórios.		20	17	50
28	Fabricação de máquinas, aparelhos e equipamentos industriais para instalações hidráulicas, térmicas, de ventilação e refrigeração, equipados ou não com motores elétricos, inclusive peças e acessórios.		31	27	22
29	Fabricação de produtos de padaria, confeitaria e pastelaria (inclusive panificadoras e similares).		82	74	28
30	Fabricação de massas alimentícias e biscoitos.		61	54	57
31	Refinação e preparação de óleos e gorduras vegetais, produção de manteiga de cacau e de gordura de origem animal, destinadas à alimentação.		89	38	39
32	Fabricação de gelo.		91	75	41
33	Fabricação de rações balanceadas e de alimentos preparados para animais, inclusive farinha de carne, sangue, osso e peixe.		85	45	29
34	Indústria de bebidas.		62	41	20
35	Fabricação de aguardentes, licores e outras bebidas alcoólicas.		68	49	43
36	Fabricação de cervejas, chopes e malte.		50	27	27
37	Fabricação de bebidas não alcoólicas.		57	47	69

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
38	Indústria de fumo.		96	72	32
39	Fabricação de cigarros.		43	39	59
40	Indústria de utilidade pública, irrigação, água, esgoto e saneamento.		95	84	51
41	Distribuição de gás.		57	51	40
42	Tratamento e distribuição de água.	≤100	100	92	30
		>100	95	75	72
43	Indústria de construção.		59	36	32
44	Construção Civil.	≤190	80	39	31
		>190	30	14	33
45	Pavimentação, terraplenagem e construção de estradas.	≤200	90	65	21
		>200	79	52	41
46	Construção de obras de arte (viadutos, mirantes etc.).		14	11	32
47	Agricultura e criação animal.		77	43	33
48	Agricultura.		91	44	30
49	Agricultura (irrigação).		97	54	19
50	Criação animal exclusive bovinocultura (índices baseados na avicultura).		99	61	70
51	Criação animal - suinocultura.		91	52	24
52	Bovinocultura.		39	22	31
53	Florestamento e reflorestamento.		63	32	26
54	Serviços de transporte.		56	28	41
55	Transportes ferroviários.		66	42	49
56	Transportes rodoviários de carga.		24	16	34

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
57	Transportes urbanos de passageiros - inclusive metroviários.		78	26	41
58	Serviços de comunicação.		81	43	46
59	Telegrafia, telefone e correios.	<150	78	40	45
		>150	92	44	55
60	Rádiodifusão e televisão.		73	44	37
61	Serviços de alojamento e alimentação.		81	48	46
62	Hotéis e motéis.		74	35	40
63	Restaurantes e lanchonetes.		88	60	52
64	Fabricação de máquinas, ferramentas, máquinas operatrizes e aparelhos industriais acoplados ou não a motores elétricos.		76	30	30
65	Fabricação de peças, acessórios, utensílios e ferramentas para máquinas industriais.		63	38	19
66	Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais para agricultura, avicultura, apicultura, criação de outros pequenos animais e obtenção de produtos de origem animal, e para beneficiamento ou preparação de produtos agrícolas - peças e acessórios.		48	28	30
67	Fabricação de cronômetros e relógios, elétricos ou não - inclusive a fabricação de peças.		47	33	38

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
68	Reparação ou manutenção de máquinas, aparelhos e equipamentos industriais, agrícolas e de máquinas de terraplenagem.		43	29	27
69	Indústria de material elétrico e de comunicações fabricação de aparelhos e utensílios elétricos para fins industriais e comerciais, inclusive peças e acessórios.		84	70	32
70	Indústria de material de transporte.		45	37	36
71	Reparação de veículos ferroviários.		38	35	40
72	Fabricação de carrocerias para veículos automotores-exclusive chassis.		51	38	31
73	Indústria de madeira		55	38	12
74	Desdobramento da madeira.		51	36	12
75	Fabricação de chapas e placas de madeira, aglomerada ou prensada e de madeira compensada, revestida ou não com material plástico.		59	40	11
76	Indústria de mobiliário fabricação de móveis de madeira, vime e junco.		83	42	22
77	Indústria de celulose, papel e papelão fabricação de papel, papelão, cartolina e cartão.		82	77	71
78	Indústria de borracha condicionamento de pneumáticos.		68	58	26

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
79	Indústria de couros, peles e produtos similares curtimento e outras preparações de couros e peles - inclusive subprodutos.		64	51	32
80	Indústria química.		67	48	23
81	Produção de elementos Químicos e de produtos químicos inorgânicos, orgânicos, orgânicos inorgânicos, exclusive produtos derivados do processamento do petróleo, das rochas oleígenas, de carvão-de-pedra e de madeira.		92	54	36
82	Fabricação de asfalto.		79	52	22
83	Fabricação de resinas de fibras e de fios artificiais e sintéticos e de borracha e látex sintéticos.		56	48	24
84	Produção de óleos, gorduras e ceras vegetais e animais, em banho de óleos, essenciais vegetais e outros produtos da destilação da madeira - exclusive refinação de produtos alimentares (destilaria de álcool proveniente de madeira).		62	43	22
85	Fabricação de concentrados aromáticos naturais, artificiais e sintéticos, inclusive mesclas.		21	15	13
86	Fabricação de preparados para limpeza e polimento, desinfetantes, inseticidas, germicidas e fungicidas.		77	66	28

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
87	Fabricação de adubos e fertilizantes e corretivos de solo.		84	57	19
88	Indústria de produtos farmacêuticos e veterinários.		68	39	24
89	Indústria de perfumaria, sabões e velas fabricação de sabões, detergentes e glicerinas.		85	46	29
90	Indústria de produtos de matérias plásticas.		85	41	48
91	Fabricação de artigos de material plástico para usos - exclusive embalagem e acondicionamento.		85	41	30
92	Indústria têxtil.		81	52	43
93	Beneficiamento de fibras têxteis vegetais, artificiais e de materiais têxteis de origem animal. Fabricação de estopa de materiais para estofados e recuperação de resíduos têxteis.		60	44	36
94	Fiação e Tecelagem.		91	57	46
95	Malharia e fabricação de tecidos elásticos.		92	55	47
96	Indústria de vestuário, calçados e artefatos de tecidos.		49	43	27
97	Confecções de roupas e agasalhos.		28	22	25
98	Fabricação de calçados.		69	63	29
99	Indústria de produtos alimentares.		77	56	38

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
100	Beneficiamento de café, cereais e produtos afins.	≤130	97	56	20
		>130	60	35	27
101	Moagem de trigo.		92	72	71
102	Torrefação e moagem de café.		82	77	19
103	Fabricação de produtos de milho, exclusive óleos.		55	48	12
104	Beneficiamento, moagem. Torrefação e fabricação de produtos alimentares diversos de origem vegetal, não especificados ou não classificados.		91	53	14
105	Refeições conservadas, conservas de frutas, legumes e outros vegetais, preparação de especiarias e condimentos e fabricação de doces, exclusive de confeitaria.		54	34	28
106	Abate de animais.	≤200	85	72	52
		>200	80	53	43
107	Preparação de conservas de carne - inclusive subprodutos - processados em matadouros e frigoríficos.	≤120	70	38	29
		>120	62	48	71
108	Preparação de conservas de carne e produtos de salsicharia, não processados em matadouros e frigoríficos.		56	44	39
109	Preparação de leite e fabricação de produtos de laticínios.	<80	90	82	28
		>80 ≤300	97	65	38
		>300	95	57	64

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
110	Fabricação de açúcar.		54	30	49
111	Fabricação de balas, caramelos, pastilhas, drops, bombons, chocolates etc. - inclusive goma de mascar.		96	78	30
112	Serviços de reparação, manutenção e conservação.		52	34	32
113	Reparação, manutenção e conservação de máquinas e de uso doméstico - exclusive máquinas de costura.		36	27	40
114	Reparação de veículos - exclusive embarcações, aeronaves e veículos ferroviários.		63	42	36
115	Manutenção e conservação de veículos em geral.		47	33	32
116	Serviços pessoais.		62	43	32
117	Serviços de higiene - barbearias, saunas, lavanderias etc.		58	46	36
118	Hospitais e casas de saúde.	≤110	81	61	40
		>110	60	32	35
119	Estabelecimentos de ensino tradicional (1º e 2º graus).		63	58	31
120	Estabelecimentos de ensino superior - Faculdade.		42	26	24
121	Estabelecimentos de ensino integrado - unidades integradas.		65	34	25
122	Serviços comerciais.		59	41	33
123	Serviços auxiliares do comércio de mercadorias, inclusive de distribuição.		36	23	24

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
124	Armazéns gerais e trapiches.		48	26	14
125	Serviço de processamento de dados.		78	56	50
126	Serviços de contabilidade e despachante.		74	59	43
127	Serviços de diversões.		26	13	20
128	Entidades financeiras.		92	64	31
129	Bancos comerciais e caixas econômicas		92	64	31
130	Comércio atacadista.		44	37	32
131	Comércio atacadista de ferragens e produtos metalúrgicos.		46	25	17
132	Comércio atacadista de combustíveis e lubrificantes (terminal).		44	35	29
133	Comércio atacadista de cereais e farinhas.		27	13	23
134	Comércio atacadista de produtos alimentícios diversos.		46	34	32
135	Comércio atacadista de mercadorias em geral com produtos alimentícios.		96	65	56
136	Comércio varejista.		75	52	38
137	Comércio varejista de veículos.		60	36	25
138	Comércio varejista de veículos e acessórios.		91	69	23
139	Comércio varejista de móveis, artigos de habitação e de utilidade doméstica.		40	37	47
140	Comércio varejista de combustíveis e lubrificantes, exclusive gás liquefeito de petróleo.		89	42	40

TABELA 05. Fatores de Demanda/Carga Típico (Continuação).

COD	Ramo de Atividade	Intervalo Carga Instalada (KW)	FD Max. (%)	FD Típico (%)	FC Típico (%)
141	Supermercados.		98	77	54
142	Cooperativas.		87	75	41
143	Cooperativas de beneficiamento, industrialização e comercialização.		98	82	27
144	Cooperativas de consumo de bens e serviços		77	69	54
145	Fundações, entidades e associações de fins não lucrativos.		40	27	20
146	Fundações beneficentes, religiosas e assistenciais.		33	20	26
147	Fundações culturais, científicas e educacionais.		22	17	18
148	Associações beneficentes, religiosas e assistenciais.		65	41	33
149	Associações esportivas e recreativas.		40	29	3
150	Administração pública direta ou Autárquica.		81	45	43

NOTAS:

1. O Cálculo do consumo de energia estimado:

$$\text{Consumo}_{(kWh)} = F_D \times F_C \times F_D \times 730$$

2. Com o valor de consumo temos a seguinte demanda média:

$$kVA_{\text{médio}} = \frac{\text{Consumo}_{(kWh)}}{730 \times 0,92}$$

TABELA 06. Dimensionamento dos Elos-Fusíveis para Ramais.

Elos do Tipo K	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima Permanente Admissível (A)
6	6	9
10	10	15,0
15	15	22,5
25	25	37,5
40	40	60,0

NOTAS:

1. Os elos K e T admitem sobrecargas de até aproximadamente 1,5 vezes os seus valores nominais sem causar excesso de temperatura à chave fusível, conforme mostrado a Tabela 02.

$$I \text{ (Corrente máxima permanente admissível)} \leq 1,5 I \text{ (Corrente do elo do tipo K)}$$

2. Por outro lado, a fusão dos elos K e T ocorrem em aproximadamente 2,5 vezes os seus valores nominais, para 300 segundos.

TABELA 07. Elos-Fusíveis para Transformadores Monofásicos.

Transformadores monofásicos	Potência nominal	Elo-fusível							
		6,58 kV/11,4 kV		7,967 kV/13,8 kV		12,702 kV/22,0 kV		19,919 kV/34,5 kV	
	(kVA)	I _N (A)	Elo						
	5 (**)	0,76	0,5 H	0,628	0,5 H	0,394	0,5 H	0,251	0,5 H
	10	1,519	1 H	1,255	1 H	0,787	1 H	0,502	0,5 H
	15	2,279	2 H	1,883	2 H	1,181	1 H	0,753	1 H
	25	3,798	3 H	3,138	3 H	1,968	2 H	1,255	2 H
	37,5 (*)	5,697	5 H	4,707	5 H	2,952	3 H	1,883	2 H
	50 (*)	7,596	8 K	6,276	6 K	3,936	5 H	2,51	3 H

NOTAS:

1. Cálculo da corrente nominal em transformadores monofásicos (I_N):

$$I = \frac{\text{Potência (kVA)}}{\text{Tensão (kV)}}$$

2. (*) - É vetado a orçamentação em projetos dos transformadores nas empresas do Grupo Energisa.
3. (***) - É permitido apenas nas empresas do Grupo Energisa onde existam obras do Governo Federal tais como: PLPT e etc.

TABELA 08. Elos-Fusíveis para Transformadores Trifásicos.

Transformadores trifásicos	Potência nominal	Elo-fusível							
		11,4 kV		13,8 kV		22,0 kV		34,5 kV	
	(kVA)	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo
	15	0,76	1 H	0,63	0,5 H	0,39	0,5 H	0,25	0,5 H
	30	1,52	2 H	1,26	1 H	0,79	1 H	0,5	0,5 H
	45	2,28	2 H	1,88	2 H	1,18	1 H	0,75	1 H
	75	3,8	3 H	3,14	3 H	1,97	2 H	1,26	1 H
	112,5	5,7	5 H	4,71	5 H	2,95	3 H	1,88	2 H
	150	7,6	8 K	6,28	6 K	3,94	5 H	2,51	3 H
	225	11,4	12 K	9,41	10 K	5,9	5 H	3,77	5 H
	300	15,19	15 K	12,55	12 K	7,87	8 K	5,02	5 H

NOTA:

1. Cálculo da corrente nominal em transformadores monofásicos (I_N):

$$I = \frac{\text{Potência (kVA)}}{\sqrt{3} \times \text{Tensão (kV)}} = \frac{\text{Potência (kVA)}}{1,732 \times \text{Tensão (kV)}}$$

TABELA 09. Bitola Mínima do Tronco Secundário.

Transformadores monofásico	Potência nominal	Tronco de Circuito Secundário	
	(kVA)	Fase	Neutro
		(mm ²)	
	5 (*)	35	35
	10		
	15		
	25		
	37,5	70	70
	50	Exclusivo	

Transformadores trifásicos	Potência nominal	Tronco de Circuito Secundário	
	(kVA)	Fase	Neutro
		(mm ²)	
	15	70	70
	30		
	45		
	75	120	70
	112,5		
	150	Exclusivo	
	225		
	300		

NOTAS:

1. A seção do condutor indicada é a mínima, considerando a carga do circuito distribuída de o transformador localizado no centro de carga.
2. (*) - É vetado a orçamentação em projetos nas empresas do Grupo Energisa.
3. Circuito Secundário Circuito alimentado por um transformador de distribuição, de onde derivam os ramos de ligação para os consumidores de BT e para o suprimento da iluminação pública. Constitui se de tronco e ramos.

4. Alternativamente, os transformadores de 225 e 300 kVA podem ter com seção de 3x1x120+70 mm², desde que parte da carga seja ligada diretamente ao barramento ou bucha secundária do transformador e que circule no máximo 262 A (100 kVA) para cada um dos lados do tronco. Dever-se-á de utilizar jumpers de cabos protegido nos transformadores de distribuição.
5. O tronco de circuito secundário dos transformadores instalados nas concessões do Grupo Energisa deverão ser bidirecionais, ou seja, os condutores especificados na tabela 06 derivarão dos lados esquerdo e direito do transformador de distribuição.

TABELA 10. Elos-Fusíveis para Banco de Capacitores.

Tipos	Potência nominal	Elo-fusível			
		11,4 kV	13,8 kV	22,0 kV	34,5 kV
	(kVAr)	Elo			
Bancos fixos	150	6 K	6 K	3 H	3 H
	300	12 K	12 K	8 K	6 K
	600	25 K	25 K	15 K	12 K
Bancos automáticos	300	12 K	12 K	8 K	6 K
	600	25 K	25 K	15 K	12 K
	900	-	-	-	-

NOTA:

1. Na aplicação conjunta de bancos de reguladores de tensão e bancos de capacitores deve ser observado o posicionamento de um em relação ao outro de acordo com o que está definido no projeto. Esta observação também é válida quando já existir um desses bancos instalados no alimentador. Os bancos de capacitores quando

instalados na rede de distribuição, causam uma elevação de tensão ao longo dela, função da corrente capacitiva. A elevação de tensão é dada pela equação:

$$V\% = \frac{(kVAR \cdot d \cdot X)}{10 \cdot V^2}$$

onde:

V% = Elevação percentual de tensão;

kVAr = Potência capacitiva instalada;

d = Distância da Subestação ao ponto de instalação do capacitor (km);

X = Reatância indutiva dos condutores da rede (ohms / km);

V = Tensão nominal entre fases (kV).

TABELA 11. Postes Padronizados.

Comprimento do poste	Resistência nominal			Utilização
	Poste de concreto			
	Seção Circular	Seção Duplo T		
Face A		Face B		
(m)	(daN)			
7	-	200	400	Contra - poste
9 (*)	-	150	300	Em redes exclusivamente em baixa tensão em áreas rurais.
	-	300	600	
10	300	150	300	
	600	300	600	
11	300	150	300	
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	
12	300	150	300	
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	
13	-	-	-	Rede em geral, instalação de equipamentos e travessias.
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	

NOTAS:

1. Engastamento dos postes de concreto e fibra deve obedecer aos seguintes critérios:
2. (*) Nesta situação a concessionária local da Energisa deverá ser consultada.

$$\text{Engastamento} = \left(\frac{\text{Comprimento nominal do poste}}{10} + 0,60 \right)$$

3. Tabela 11 com aplicação exclusiva a área rural.
4. Comprimento nominal do poste = Distância entre o topo e a base do poste.

TABELA 12. Comprimento e Resistência Mínima de Poste para Instalação de Equipamento Regulador.

Equipamento	Corrente do Equipamento (A)	Modo de Instalação	Comprimento mínimo	Resistência mecânica	
				Poste Concreto	
			(m)	Seção Circular	Seção Duplo T
Regulador de Tensão de 36,2 kV	≥ 100	Em Plataforma	11	1000	1000
	< 100	Em Poste			
Regulador de Tensão de 19,92 kV	≥ 100	Em plataforma			
	< 100	Em Poste			
Regulador de Tensão de 15 kV	> 200	Em Plataforma			
	≤ 200	Em Poste			
Regulador de Tensão de 7,97 kV	> 200	Em Plataforma			
	≤ 200	Em Poste			
Regulador de Tensão de 11,4 kV	≥ 200	Em Plataforma			
	< 200	Em Poste			
Regulador de Tensão de 22,4 kV	≥ 100	Em Plataforma			
	< 100	Em Poste			

TABELA 13. Comprimentos/Resistências Mínimas Postes Equipados.

Equipamento	Tipo/potência	Comprimento mínimo	Resistência mecânica	
			Poste concreto	
		(m)	Circular	Duplo T
			(daN)	
Banco capacitor	N/A	12	600	600
Chave seccionadora unipolar	N/A	11	300	300
Chave fusível	N/A	11	300	300
Para-raios de distribuição	N/A	11	300	300
Religador automático de linha e afins	N/A	11	600	600
Seccionalizador	N/A	11	300	300
Transformador Monofásico	N/A	11	300	300
Transformador Trifásico	≤ 112,5 kVA	11	600	600
	150 kVA		1.000	1.000
	225 kVA			
	300 kVA			

NOTAS:

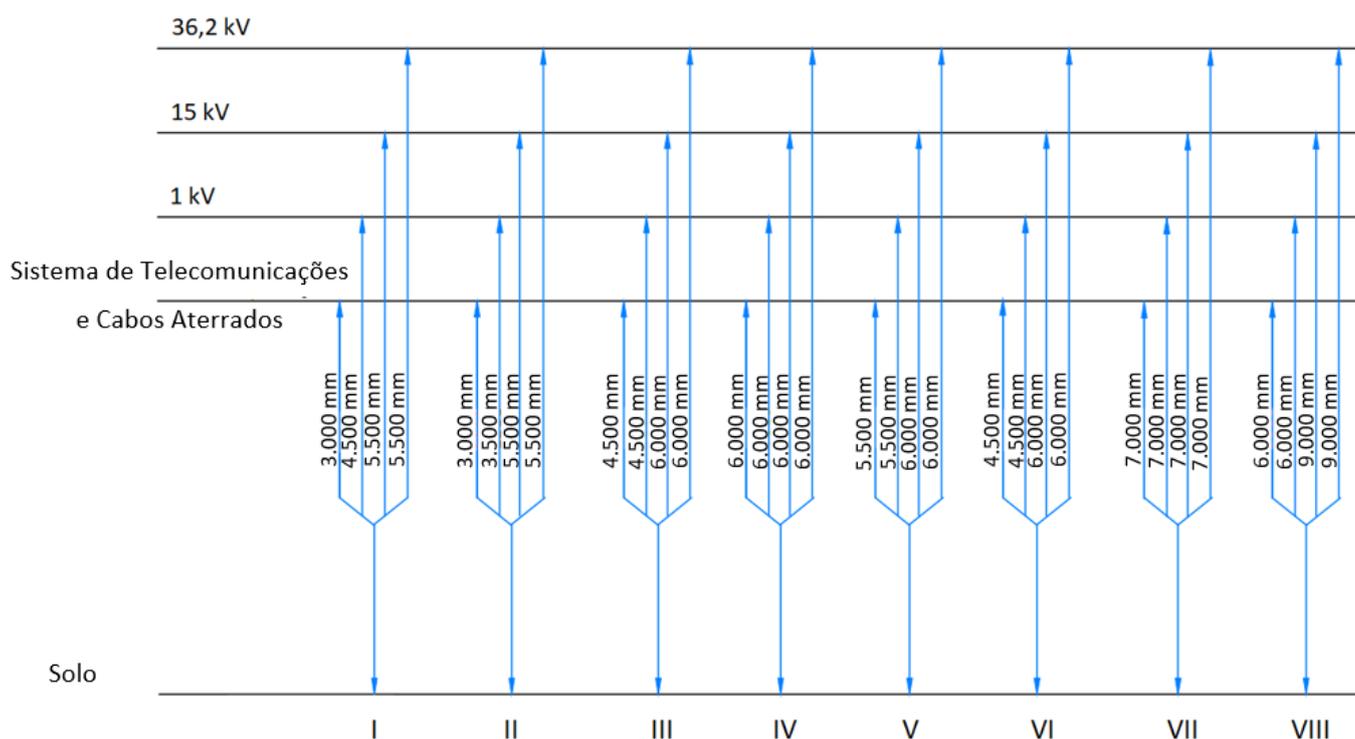
- Postes de poliéster reforçado em fibra de vidro (PRFV) terá apenas aplicabilidade exclusiva nas obras de manutenção:
 - Na substituição de poste da rede de distribuição nas áreas remotas ou de difícil acesso;
 - Em substituição dos postes de unidades transformadores limitadas a potência de 75 kVA, nas regiões remotas ou de difícil acesso. Obedecendo os critérios da tabela X.
 - O atendimento ao comprimento mínimo dos postes deverá atender aos seguintes critérios: Distâncias de segurança com relação ao solo, circuito primários, secundários e extra-baixa tensão (uso mútuo), níveis de tensões (15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV) quantitativo de circuitos primários dentre outros parâmetros.

TABELA 14. Distâncias entre Condutores de Circuitos Diferentes.

Tensão Nominal (KV)	Distâncias Mínimas (Milímetros)		
Tensão U (KV) (circuito inferior)	Tensão U (kV) (Circuito Superior)		
	$U \leq 1.0$	$1.0 < U \leq 15.0$	$15.0 < U \leq 36.2$
Comunicação	600	1500	1800
$U \leq 1,0$	600	800	1000
$1,0 < U \leq 15,0$	-	800	900
$15,0 < U \leq 36,2$	-	-	900

TABELA 15. Distâncias entre os Condutores e Solo (MT).

Natureza do Obstáculo	Distâncias Mínimas (Milímetros)		
	Tensão U (kV)		
	Circuito de Comunicação e Cabo de Aterrados	$U \leq 1.0$	$1.0 < U \leq 36.2$
Vias exclusivas de pedestres em áreas rurais.	3000	4500	5500
Vias exclusivas de pedestres em áreas urbanas.	3000	3500	5500
Locais Acessíveis ao trânsito de veículos em áreas rurais.	4500	4500	6000
Locais Acessíveis ao trânsito de máquinas e equipamentos em áreas rurais.	6000	6000	6000
Ruas e avenidas.	5000	5500	6000
Entradas de prédios e demais locais de uso restrito a veículos.	4500	4500	6000
Rodovias federais.	7000	7000	7000
Ferrovias não eletrificadas e não eletrificáveis.	6000	6000	9000



- I. Vias exclusivas de pedestre em áreas rurais.
- II. Vias exclusivas de pedestre em áreas urbanas.
- III. Locais acessíveis ao trânsito de veículos em áreas rurais.
- IV. Locais acessíveis ao trânsito de máquinas e equipamentos agrícolas rurais.
- V. Ruas e avenidas.
- VI. Entrada de prédios e demais locais de uso restrito de veículos.
- VII. Rodovias federais.
- VIII. Ferrovias não eletrificadas ou não eletrificadas.



NOTAS:

1. Informações conforme tabela 2 da NBR 15688.
2. Em ferrovias eletrificadas ou eletrificáveis, a distância mínima do condutor ao boleto dos trilhos é de 12m para tensões até 36,2 kV, conforme ABNT NBR 14165;
3. Para tensões superiores a 36,2 kV, consultar a ABNT NBR 5422;
4. Em rodovias estaduais, a distância mínima do condutor ao solo deve obedecer à legislação específica do órgão estadual. Na falta de regulamentação estadual, obedecer aos valores da Tabela 15.

TABELA 16. Distâncias entre os Condutores e Solo (AT).

Natureza do Obstáculo	Distâncias Mínimas (Milímetros)				
	Tensão U (kV)				
	69	138	230	345	500
Locais acessíveis apenas a pedestres.	6000	6400	6900	7600	8600
Locais onde circulam máquinas agrícolas com altura inferior a 3,5 metros.	6500	6900	7400	8100	9100
Cultura de café (solo) - máquinas agrícolas com altura inferior a 5,0 metros.	8000	8400	8900	9600	11000
Rodovias, ruas e avenidas.	8000	8400	8900	9600	11000
Ferrovias não eletrificadas ou não eletrificáveis.	9000	9400	9900	11000	12000
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação.	12000	12400	12900	13600	14600
Linhas de energia elétrica - Para-raios e RDs até 36,2 kV.	H_1+1200	H_1+1600	H_1+2100	H_1+2800	H_1+3800
Linhas de telecomunicações.	H_1+1800	H_1+2200	H_1+2700	H_1+3400	H_1+4400
Suporte de linhas pertencentes à ferrovia.	H_1+4000	H_1+4400	H_1+4900	H_1+5600	H_1+6600
Veículos rodoviários, ferroviários e máquinas com altura superior a 5 metros.	H_1+3000	H_1+3400	H_1+3900	H_1+4600	H_1+5600
Muros.	H_1+6000	H_1+6400	H_1+6900	H_1+7600	H_1+8600
Instalações transportadoras.	H_1+3000	H_1+3400	H_1+3900	H_1+4600	H_1+5600

TABELA 16. Distâncias entre os Condutores e Solo (AT) Continuação).

Natureza do Obstáculo	Distâncias Mínimas (Milímetros)				
	Tensão U (kV)				
	69	138	230	345	500
Mata de preservação permanente e pomares (cultura adulta - topo da vegetação).	H ₁ +4000	H ₁ +4400	H ₁ +4900	H ₁ +5600	H ₁ +6600
Águas navegáveis.	H+2000	H+2400	H+2900	H+3600	H+4600
Águas não navegáveis.	6000	6400	6900	7600	8600

NOTAS:

1. Tabela 1 obtida de acordo com a NBR-5422 obedecendo as distâncias verticais mínimas de segurança em relação aos obstáculos.
2. Onde H₁ = Altura do ponto mais elevado na condição de trabalho do obstáculo atravessado.
3. O valor H corresponde à altura, em metros, entre a superfície da água e o topo do maior mastro. Este valor deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada, levando-se em conta o nível máximo de cheia ocorrida nos últimos 10 anos.

TABELA 17. Distâncias Mínimas das Partes Energizadas as Fases ou Terra em Pontos Fixos.

Tensão (KV)	Tensão Suportável Nominal sob Impulso Atmosférico (KV)	Distância Mínima (Milímetros)	
		Fase- Fase	Fase - Terra
15,0	95	140	130
	110	170	150
24,2	125	190	170
	150	230	200
36,2	150	230	200
	170	270	230
	200	298	253

NOTAS:

1. Informações obtidas da NBR 15688 da tabela 5 (Entre partes energizadas à fase ou à terra em pontos fixos) da referida norma regulamentadora brasileira.
2. No anexo das tabelas auxiliares estão contidas as informações as características elétricas e mecânicas das seções transversais de cabos descontinuados para novos projetos.

TABELA 18. Características dos condutores de alumínio nu tipo CA (Seção transversais padronizadas).

Nome código	Tipo	Formação do cabo CA		Diâmetro nominal (mm)	Seção do cabo (mm ²)	Massa aproximada do cabo completo (kg/km)
		N.º de Fios	Diâmetro			
	(AWG/MCM)		(mm)	(mm)	(mm ²)	(kg/km)
Iris	2	7	2,47	7,22	34	92,31
Poppy	1/0	7	3,12	9,36	54	146,72
Oxlip	4/0	7	4,42	13,25	107	294,25
Tulip	336,4	19	3,38	16,9	171	470,27

NOTAS:

1. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 112-1.
2. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 19. Características dos condutores de liga de alumínio nu tipo CAL (Seção transversais padronizadas).

Tipo (AWG/MCM)	Formação do cabo CAL		Diâmetro nominal (mm)	Seção do cabo (mm ²)	Massa aproximada do cabo completo (kg/km)
	N.º de fios	Diâmetro (mm)			
2	7	2,47	7,41	34	92
1/0	7	3,12	9,36	54	146,8
4/0	7	4,42	13,26	107	294,7
336,4	19	3,45	17,25	178	487,3

NOTAS:

1. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos.
2. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 112-2.
3. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 20. Características dos condutores de alumínio nu tipo CAA (Seção transversais padronizadas).

Nome código	Tipo	Formação do cabo CAA		Diâmetro nominal	Seção do cabo	Massa aproximada do cabo completo
		Alumínio	Aço	Diâmetro		
	(AWG/MCM)	N.º de Fios /Diâmetro	N.º de Fios /Diâmetro	(mm)	(mm ²)	(kg/km)
Swan	4 (*)	6/2,118	1/2,118	6,35	25	85,4
Sparrow	2	6/2,672	1/2,672	8,02	39	135,9
Raven	1/0	6/3,371	1/3,371	10,11	63	216,4
Penguin	4/0	6/4,77	1/4,77	14,31	125	433,2
Linnet	336,4	26/2,888	7/2,245	18,29	198	688,3

NOTAS:

1. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos.
2. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 123-1.
3. (*) Vetado a aplicação desse cabo em projetos elétricos.
4. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 21. Características dos Condutores Multiplexados CA/CAL com Neutro Nu - XLPE 0,6/1 kV.

Seção nominal (mm ²)	Tipo	condutor Fase (CA/ASC)				
		Seção (mm ²)	Encordoamento	Nº fios	Espessura isolamento (mm)	Diâmetro condutor (mm)
2x1+35+35	Triplex	35	RC	6	1,6	7,5
3x1+35+35	Quadriplex	35	RC	6	1,6	7,5
3x1+70+70	Quadriplex	70	RC	12	1,8	10,2
3x1+120+70	Quadriplex	120	RC	15	2	13,5
3x1x185+120	Quadriplex	185	RC	30	2,2	16,8

NOTAS:

1. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos de redes secundárias.
2. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 111-1.

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA
Rede Primária Trifásica.

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 11,4 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	1,151	1,240	1,294	1,317
2	0,775	0,781	0,935	0,866
1/0	0,535	0,491	0,699	0,574
2/0 (*)	0,450	0,390	0,602	0,459
3/0 (*)	0,382	0,309	0,526	0,371
4/0	0,326	0,245	0,461	0,303
336,4	0,244	0,154	0,306	0,157

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores			
	Sem Alma (CA)		Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,785	0,846	0,883	0,899
2	0,529	0,533	0,638	0,591
1/0	0,365	0,335	0,477	0,392
2/0 (*)	0,307	0,266	0,411	0,313
3/0 (*)	0,261	0,211	0,359	0,253
4/0	0,223	0,167	0,315	0,207
336,4	0,166	0,105	0,209	0,107

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 22,4 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,298	0,321	0,335	0,341
2	0,201	0,202	0,242	0,224
1/0	0,139	0,127	0,181	0,149
2/0 (*)	0,117	0,101	0,156	0,119
3/0 (*)	0,099	0,080	0,136	0,096
4/0	0,084	0,063	0,119	0,079
336,4	0,063	0,040	0,079	0,041

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA Rede Primária Trifásica. (Continuação).

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 34,5 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4 (*)	0,126	0,135	0,141	0,144
2	0,085	0,085	0,102	0,095
1/0	0,058	0,054	0,076	0,063
4/0	0,049	0,043	0,066	0,050
336,4	0,042	0,034	0,057	0,040

NOTAS:

1. (*) Os condutores da tabela deverão ser aplicados apenas como referência para cálculo de redes existentes. Sendo vetado aplicação dos cabos (*) em projetos elétricos.
2. Os cabos de alumínio especificados sem (*) deverão ser contemplados nos projetos elétricos.

$$k_i = \frac{(r_{li} \cdot \cos \varphi_i + x_{li} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 23. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA
Rede Primária Monofásica.

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 6,58 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	3,454	3,723	3,885	3,954
2	2,327	2,343	2,806	2,600
1/0	1,606	1,472	2,098	1,723
2/0 (*)	1,351	1,169	1,807	1,377
3/0 (*)	1,146	0,928	1,578	1,112
4/0	0,979	0,735	1,385	0,911
336,4	0,732	0,463	0,918	0,471

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 9,97 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	2,355	2,537	2,648	2,695
2	1,586	1,597	1,913	1,772
1/0	1,095	1,004	1,430	1,175
2/0 (*)	0,921	0,797	1,231	0,939
3/0 (*)	0,781	0,633	1,076	0,758
4/0	0,667	0,501	0,944	0,621
336,4	0,499	0,316	0,626	0,321

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 12,7 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,927	0,999	1,043	1,062
2	0,625	0,629	0,753	0,698
1/0	0,431	0,395	0,563	0,463
2/0 (*)	0,363	0,314	0,485	0,370
3/0 (*)	0,308	0,249	0,424	0,299
4/0	0,263	0,197	0,372	0,245
336,4	0,197	0,124	0,246	0,126

TABELA 23. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA
Rede Primária Monofásica. (Continuação).

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 19,9 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,378	0,407	0,425	0,432
2	0,254	0,256	0,307	0,284
1/0	0,176	0,161	0,229	0,188
2/0 (*)	0,148	0,128	0,198	0,151
3/0 (*)	0,125	0,101	0,173	0,122
4/0	0,107	0,080	0,151	0,100
336,4	0,080	0,051	0,100	0,051

NOTAS:

1. (*) Os condutores da tabela deverão ser aplicados apenas como referência para cálculo de redes existentes. Sendo vetado aplicação dos cabos (*) em projetos elétricos.
2. Os cabos de alumínio especificados sem (*) deverão ser contemplados nos projetos elétricos.

$$k_i = \frac{(r_{li} \cdot \cos \varphi_i + x_{li} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 24. Queda de Tensão em Cabo Alumínio CAL 6201
Rede Primária Monofásica e Trifásica.

Sistema Monofásico - Cabo de Almuninio NU (CAL 6201).		
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV Condutores Cabo (CAL 6201)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
2	0,513	0,517
1/0	0,354	0,325
4/0	0,216	0,162
336,4	0,161	0,102

Sistema Monofásico - Cabo de Almuninio NU (CAL 6201).		
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV Condutores Cabo (CAL 6201)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
2	0,513	0,517
1/0	0,354	0,325
4/0	0,216	0,162
336,4	0,161	0,102

NOTAS:

1. Os cabos em liga de alumínio deverão ser aplicados segundo critérios definidos na NDU 027.
2. Coeficientes calculados segundo equação abaixo:

$$k_i = \frac{(r_{li} \cdot \cos \varphi_i + x_{li} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 25. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 220/127 Volts.

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
3 Fases				
3 # 6(6) (*)	-	-	0,529	0,311
3 # 4(4) (*)	0,333	0,311	0,207	0,211
3 # 2(2) (*)	0,209	0,211	0,131	0,147
3 # 1/0(1/0) (*)	0,123	0,146	0,084	0,107
3 # 4/0(1/0) (*)	0,066	0,090	0,042	0,070
3x1x35+35	0,231	0,198	-	-
3x1x70+70	0,118	0,106	-	-
3x1x120+70	0,071	0,068	-	-
3x1x185+120	0,044	0,050	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
2 Fases				
2 # 4(4) (*)	0,765	0,678	-	-
2 # 2(2) (*)	0,579	0,528	-	-
2 # 1/0(1/0) (*)	0,386	0,370	-	-
2x1x25+25	0,605	0,550	-	-
2x1x35+35	0,462	0,396	-	-
2x1x70+70	0,237	0,213	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
1 Fase				
1 # 4(4) (*)	1,78	1,649	-	-
1 # 2(2) (*)	1,398	1,338	-	-
1 # 1/0(1/0) (*)	0,875	0,908	-	-

TABELA 26. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 380/220 Volts.

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
3 Fases				
3 # 6(6) (*)	-	-	-	-
3 # 4(4) (*)	0,112	0,104	-	-
3 # 2(2) (*)	0,07	0,07	-	-
3 # 1/0(1/0) (*)	0,044	0,049	-	-
3 # 4/0(1/0) (*)	0,022	0,03	-	-
3x1x35+35	0,077	0,066	-	-
3x1x70+70	0,04	0,036	-	-
3x1x120+70	0,024	0,023	-	-
3x1x185+120	0,015	0,017	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
2 Fases				
2 # 4(4) (*)	0,218	0,194	-	-
2 # 2(2) (*)	0,125	0,121	-	-
2 # 1/0(1/0) (*)	0,068	0,073	-	-
2x1x25+25	0,228	0,255	-	-
2x1x35+35	0,154	0,19	-	-
2x1x70+70	0,079	0,071	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
1 Fase				
1 # 4(4) (*)	0,67	0,626	-	-
1 # 2(2) (*)	0,422	0,423	-	-
1 # 1/0(1/0) (*)	0,264	0,293	-	-



NOTAS:

1. Os cabos condutores da tabela 20 á 26 identificados com (*) estão descontinuados no grupo Energisa e nesta situação servirão apenas como auxílio nos cálculos de queda de tensão. É vetado elaboração de projetos de redes de distribuição secundária em cabo de alumínio nu CA em quaisquer empresas do grupo Energisa S.A.
2. O padrão das redes secundárias de baixa tensão projetadas no Grupo Energisa S.A deverão ser multiplexadas, sendo vetada toda e qualquer aplicação de cabos de alumínio nu.
3. O padrão das redes secundárias de baixa tensão projetadas no grupo Energisa S.A deverão ser multiplexadas, sendo vetada toda e qualquer aplicação de cabos de alumínio nu.

TABELA 27. Trações de Projeto de Redes Rurais

Tipo de Cabo de Alumínio nu CA	Tração de Projeto (daN)
3 x 2 AWG CA (*)	267
3 x 1/0 AWG CA (*)	426
3 x 2/0 AWG CA (*)	507
3 x 4/0 AWG CA (*)	852
3 x 336,4 MCM CA (*)	1356

Tipo de Cabo de Alumínio CAA/CAL6201	Tração de Projeto (daN)
3 x 4 AWG CAA (*)	325
3 x 2 AWG CAA (*)	454
3 x 1/0 AWG CAA (*)	605
3 x 4/0 AWG CAA (*)	1 212
3 x 336,4 MCM (*)	1 517

NOTAS:

1. (*) Valores de trações de projetos são por 03 terno de fases dos condutores.
2. Conforme NBR 10298 (Cabos de liga alumínio-magnésio-silício, nus, para linhas aéreas - Especificações), o cabo liga 6201 apresenta formações equivalentes, aproximadas ao dos cabos de alumínio com alma de aço.
3. Segundo apresentado na NBR 5285 (Fios de liga alumínio-magnésio-silício, tempera T81, nus, de seção circular, para fins elétricos - Especificação) a Composição química basicamente este material é uma liga com adição de Magnésio e Silício, proporcionando aproximadamente o dobro da resistência mecânica, comparativamente ao Al 1350 H-19, utilizado em cabos ACSR, logo as trações de projetos de CAL 6201 deverão ser as mesmas apresentados pelos cabos de alumínio com alma de aço (CAA).

TABELA 28. Determinação do Cabo de Neutro.

Cabo da Rede Primária (CAA)/CAL 6201	Neutro
2 AWG	2 AWG
1/0 AWG	
4/0	1/0 AWG
336,4 MCM	

NOTA:

1. Os condutores assinalados com (*) constam na tabela apenas como referência para cálculo de redes existentes.

TABELA 29. Equivalência de Esforços a 20 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação.

Comprimento do poste (m)	Rede primária			Rede aérea secundária	Rede telefônica
	1º nível	2º nível	3º nível		
8	-	-	-	0,85	0,69
9	-	-	-	0,96	0,77
10	1	-	-	0,85	0,69
11	1	0,94	-	0,77	0,62
12	1	0,94	0,89	0,70	0,57
15	1	0,94	0,89	0,54	0,45
17	1	0,94	0,89	0,45	0,37

TABELA 29. Equivalência de Esforços a 20 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação (Continuação).

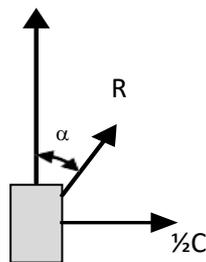
Comprimento do poste (m)	Estai poste a poste			Estai de cruzeta	Ramal de ligação
	Acima do secundário	Abaixo do secundário	A 5 metros do solo		
8	-	0,78	0,61	-	0,88
9	1,00	0,89	0,69	-	0,98
10	0,88	0,78	0,61	0,88	0,88
11	0,79	0,70	0,55	0,79	0,79
12	0,72	0,64	0,50	0,72	0,72
15	0,57	0,50	0,39	0,57	0,53
17	0,47	0,42	0,32	0,47	0,47

NOTA:

1. Foi considerada a altura média de montagem 7,0 metros para da baixa tensão, 5,70 metros para os cabos telefônicos.
 - 0,75/0,80 m do topo.
 - 1,35/1,40 m do topo.

TABELA 30. Carga de Utilização do Poste de Concreto Duplo T.

A	φ	R		
		$C_n = 150$	$C_n = 300$	$C_n = 600$
		(daN)		
0	-	150	300	600
5	1,00	149	299	598
10	0,96	144	288	577
15	0,93	139	278	556
20	0,89	134	268	536
25	0,86	129	259	517
30	0,83	125	250	499
40	0,77	116	232	464
50	0,72	108	216	432
60	0,67	100	201	402
70	0,62	93	187	374
80	0,58	87	174	348
90	-	75	150	300



Onde:

C_N - Resistência nominal do poste, na direção a face de maior resistência.

R - Carga de utilização do poste na direção especificada pelo ângulo α .

α - ângulo que a carga nominal faz com a resistência nominal do poste.

φ - fator de determinação da carga de utilização.

NOTA:

1. Para definição do poste, considere-se somente o momento fletor resistente, dispensando-se o momento de torção. Para isso a carga de utilização deve ser sempre considerada normal ao eixo longitudinal do poste.

TABELA 31. Critérios para Sustentação de Esforços em Função da Resultante de Condutores Cabos Telefônicos e Estais.

Esforço Resultante daN (R)	Resistência Nominal (daN)	Engastamento Recomendado
Até 150	150	Simples
151 a 240	300	Simples
241 a 300	300	Escora ou Conc. (d=0,60)
301 a 600	600	Conc. (d=0,90)
601 a 1.000	1.000	Conc. (d=1,30)
1.001 a 1.500	1.500	Conc. (d=1,80)

NOTAS:

1. d= diâmetro mínimo da vala para engastamento com base concretada.
2. Alternativamente, o engastamento com base concretada pode ter seção retangular, para os postes de resistência nominal de 600 e 1.000 daN, com dimensões de 0,70 x 1,0 e 0,70 x 2,20 metros, respectivamente.
3. Os desenhos dos engastamentos são apresentados nas normas básicas de construção.

TABELA 32. Engastamento com Profundidade Aumentada.

Engastamento com Profundidade Aumentada			
Resistência 300 daN		Resistência 600 daN	
Comprimento do poste	Profundidade do Engastamento	Comprimento do poste	Profundidade do Engastamento
(m)	(m)	(m)	(m)
10	1,7	-	-
11	1,8	11	2,2
12		12	
13	1,9	13	2,3

NOTA:

1. Este engastamento é alternativo ao engastamento com concretagem de base e se aplica também a poste de concreto seção duplo T.

TABELA 33. Escolha de Estruturas - Rede Convencional Trifásica Ângulos de Deflexão Horizontais e Verticais - CAL 6201 e CAA.

Ângulo de deflexão horizontal - primário.

Condutor (AWG ou MCM)	Estruturas Tipo N, M e B	Ângulo de deflexão
2	1	0° a 45°
	2	45° a 60°
	2-2	>60°
1/0	1	0° a 20°
	2	20° a 45°
	4	45° a 60°
4/0 e 336,4	3-3	>60°
	1	0° a 10°
	2	10° a 20°
	4	20° a 60°
	3-3	>60°

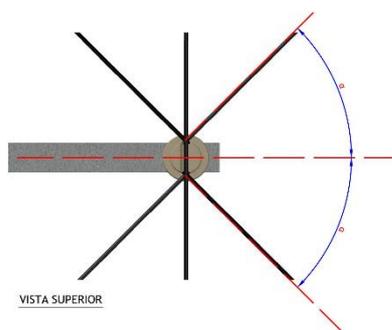


Figura ilustrativa (Isolador tipo Pilar)

NOTA:

1. A seleção de estruturas foi feita considerando-se a rede trifásica e instalada do lado da rua.

Ângulo de deflexão vertical - primário.2.

Bitola do Condutor	Arrancamento e compressão		150 daN						Compressão da mão francesa ou cruzeta	
			150 daN		150 daN		600 daN	1000 daN		
	1 Pilar	1 Pilar	M	B	M	B	M ou B	M ou B	1 Pilar	2 Pilar
2AWG	35°	35°	5°	5°	15°	30°	35°	35°	35°	35°
1/0 AWG	30°	35°	-	5°	10°	20°	35°	35°	25°	35°
4/0 AWG	15°	30°	-	-	5°	10°	30°	35°	15°	30°
336,4MCM	10°	20°	-	-	5°	5°	15°	30°	10°	20°

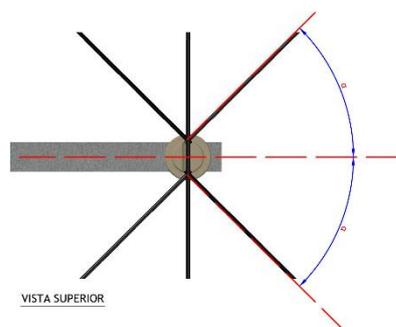


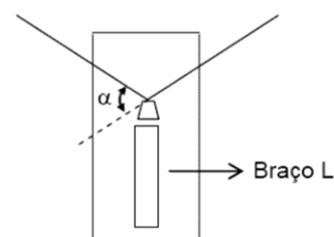
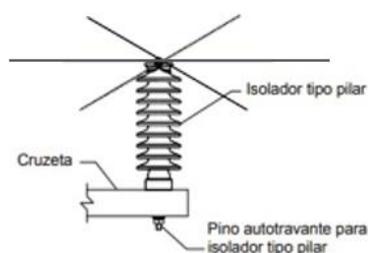
Figura ilustrativa (Isolador tipo Pilar)

TABELA 34. Ângulo de Deflexão Horizontal da Rede Primária Convencional Monofásica.

Seção do Condutor	U1	U2	U4	U2 - U3	U3 - U3
2 AWG	0° – 45°	-	-	61° – 90°	-
1/0 AWG	0° – 45°	46° – 60°	-	-	61° – 90°
4/0 AWG	0° – 20°	21° – 40°	41° – 60°	-	61° – 90°
336,4 MCM	0° – 15°	16° – 25°	26° – 60°	-	61° – 90°

TABELA 35. Ângulo de Deflexão Vertical da Rede Primária Convencional.

Bitola do condutor (AWG/MCM)	Arrancamento e compressão	
	1 Pilar	2 Pilar
2	$\leq 35^\circ$	$\leq 35^\circ$
1/0	$\leq 30^\circ$	$\leq 35^\circ$
4/0	$\leq 15^\circ$	$\leq 30^\circ$
336,4	$\leq 10^\circ$	$\leq 20^\circ$



NOTAS:

1. O volume de tráfego motorizado deverá ser medido em horário noturno (entre 18 h e 21 h), contabilizando veículos por hora, em ambos os sentidos, em pista única;
2. Para vias com tráfego motorizado menor do que 150 veículos por hora, consideram-se as exigências mínimas do grupo leve;

TABELA 36. Demanda diversificada residencial de Loteamento (kVA).

Para as situações de demanda diversificada de loteamentos residenciais deverá ser consultada a Tabela 02 existente na NDU 006 Versão 6.0 de 2023.

TABELA 37. Larguras das faixas de servidão das linhas e redes de distribuição

Descrição	Natureza	Tensão Nominal	Largura Total	Critério (Observação)
		(kV)	(m)	
Rede de Distribuição em Média Tensão	Monofásica / Trifásica	$6,58 \text{ kV} \leq V_n \leq 36,2 \text{ kV}$	15 metros	Sendo os 7,50 m a esquerda do eixo central da rede de distribuição de média tensão e os outros 7,50 m a direita, totalizando 15,0 metros.
Rede de Distribuição em Alta Tensão	Trifásica	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 138 \text{ kV}$	30 metros	Sendo os 15,0 m a esquerda do eixo central da rede de distribuição de alta tensão e os outros 15,0 m a direita, totalizando 30,0 metros.

21. MODELO DE FORMULÁRIO

MODELO 01. Pedido de Aprovação de Projeto.

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

MODELO 03. Memorial Descritivo.

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ.

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF.

MODELO 06. Autorização para Tomada de Energia.

MODELO 07. Termo de Doação.

MODELO 08. Termo de Manutenção de Rede.

MODELO 09. Autorização para Derivação de Novos Consumidores.

MODELO 10. Autorização para Derivação de Rede Particular.

MODELO 11. Termo de Compromisso de Ocupação de Poste da Energisa.

MODELO 12. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.

MODELO 13. Formatos Padronizados.

MODELO 14. Formatos Padronizados (G x H).

MODELO 15. Formatos Padronizados Dimensões do Papel para Desenho do Projeto de Redes de Distribuição Normal.

MODELO 16. Projeto com Locação Direta.

MODELO 01. Pedido de Aprovação de Projeto.

Pedido de Aprovação de Projeto.



_____, ____ de ____ de 20__.

Ao sr.: _____.

Setor: _____.

Assunto: Pedido de Aprovação de Projeto.

Prezado Senhor, _____.

Vimos pelo presente solicitar a V. S.^a à aprovação do projeto referente ____ para atender ao(s) consumidor(s) _____.

Ramal Urbano: Trifásico Monofásico

Ramal Rural: Trifásico Monofásico

Projeto n.º _____.

Obra: Concessionária Obra de Terceiros

N.º da ART _____.

Localidade: _____.

Endereço do Empreendimento: _____.

Atenciosamente,

Responsável Técnico

Registro do CREA/CFT/CAU

Proprietário: _____.

CPF/CNPJ: _____.

RG: _____.

Endereço para correspondência

Rua: _____.

Bairro: _____.

Município: _____ CEP: _____.

Telefone: _____.

E-mail: _____.

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.



_____, ____ de _____ de 20____.

Ao sr.: _____.

Setor: _____.

Assunto: Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

Prezado Senhor, _____.

Vimos pelo presente, solicitar a V. Sa. A fiscalização dos serviços referentes ao projeto _____.

Responsável pela Obra: _____.

Solicitante da Obra: _____.

Local da Obra: _____.

N.º do Projeto: _____.

Descrição da Obra:

_____.

N.º ART de Construção: _____.

Atenciosamente,

Responsável Técnico

Registro do CREA/CFT/CAU

Anexo 03. Memorial Descritivo

Memorial Descritivo

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra (Continuação).

Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.



Título do Projeto:

Localidade:

Responsável Técnico:

Data:

FINALIDADE

CIRCUITOS PRIMÁRIOS,
em XXX kV (Quilovolts).

Extensão total da rede, em km (Quilometro):

Extensões parciais da rede por sistema, tipo e bitolas dos condutores.
(indicar as extensões de rede a serem removidas ou deslocadas, quando for o caso).

CIRCUITOS SECUNDÁRIOS,
380/220 V ou 220/127 V ou 440/220 V ou 254/127 V ou 230/115 V ou ainda 240/120 V.

Extensão total da rede, em km:

Extensões parciais da rede por sistema, tipo e bitolas dos condutores:
(indicar as extensões de rede a serem removidas ou deslocadas, quando for o caso).

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO,

13,8 kV/ 380/220 V ou 13,8 kV/ 220/127 V ou 34,5 kV/ 380/220 V ou 34,5 kV/220/127 V dentre outros contidos na Especificação Técnica Unificada (ETU 109.1 - Transformador de distribuição tipo aéreo).

MODELO 03. Memorial Descritivo.

Memorial Descritivo.



Quantidade: n.º de Fases: Potência (kVA):

Potência total instalada (kVA):

(indicar os transformadores removidos ou deslocados, quando for o caso).

PROTEÇÕES CONTRA SOBRECORRENTE

Instalação de Chaves Fusíveis, de 15 kV-100 A ou 24,2 kV-100 A ou 36,2 kV-100 A (Informações conforme a ETU 122 - Chaves Fusíveis de Distribuição), nas saídas dos ramais e na alimentação de transformadores (jogos):

PROTEÇÕES CONTRA SOBRETENSÃO

Para-raios de 10 kV, 12 kV, 18 kV e 30 kV de ZnO, (Conforme ETU 128 - Para-raios de Distribuição) encapsulados em material polimérico, nos locais indicados no projeto (jogos):

EQUIPAMENTOS ESPECIAIS

Serão instalados religadores, seccionalizadoras, banco de capacitores etc., nos locais previstos no projeto. Para maiores informações técnicas consultar as ETUs (107-Religador SE e Rede de Distribuição, 108 - Reguladores de Tensão Monofásica, 157 - Capacitores de Potência em Derivação etc.).

(descrever as características dos equipamentos)

POSTES

Discriminá-los de acordo com o tipo, altura e esforço indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consultar as ETUs (114.1 - Postes De Concreto Armado para Rede de Distribuição e 114.3 Postes de Fibra de Distribuição).

Quantidade total:

MODELO 03. Memorial Descritivo (Continuação).

Memorial Descritivo.



ESTRUTURAS

Discriminá-las, se de MT(Média Tensão) ou BT(Baixa Tensão), e conforme o tipo, indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consultar as NDUs (005 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rurais, 004.3 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão e 004.1 - Instalações Básicas para Construção de Redes Compactas de Média Tensão de Distribuição).

Quantidade total:

ILUMINAÇÃO PÚBLICA ou ILUMINAÇÃO das VIAS INTERNAS

Discriminar os tipos das luminárias, potência e tipo das lâmpadas, indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consulta NDU 035 (Iluminação Pública).

NÚMERO DE CONSUMIDORES

Quantidade de unidades consumidoras prontas para ligação:

Unidades de consumidores potenciais (lotes vagos):

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ.

Instrumento Particular De Constituição De Servidão Para Pessoa Jurídica.



Por este Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita entre a ENERGISA(Paraíba/PB, Borborema/PB, Sergipe/SE, Minas Gerais/MG, Tocantins/TO, Acre/AC, Rondônia/RO, Mato Grosso/MT, Mato Grosso do Sul/MS, Sul Sudeste/SP e Nova Friburgo/RJ) neste ato representado por seu bastante procurador e o Sr. _____, estado civil: _____, CPF: _____, RG: _____, e seu cônjuge: _____, CPF: _____, RG: _____, residentes e domiciliados: _____, proprietários do imóvel denominado _____ situado no município de _____, fica constituída, no referido imóvel a favor da citada empresa, uma servidão administrativa numa faixa de terreno com _____ metros de comprimento por _____ () metros de largura, perfazendo uma área de _____ metros quadrados, confrontando em uma extremidade com terrenos de _____ e na outra com terrenos de _____ e nas laterais com terrenos remanescentes do OUTORGANTE, destinada à faixa de Segurança para passagem de Rede de Distribuição Rural de Energia Elétrica, para atendimento ao sr. (a) _____.

- I. Esta faixa continuará sendo utilizada pelo proprietário, vedada, porém dentro dela a implantação de construções e/ou benfeitorias, bem como a plantação de árvores que possam atingir ou comprometer as instalações elétricas, inclusive cana-de-açúcar.
- II. O(s) outorgante(s) e seus sucessores autorizam, desde já, o acesso permanente à área acima descrita das equipes de manutenção da ENERGISA ou de terceiros por ela credenciados para construção, supressão de vegetação e limpeza da faixa de segurança. A ENERGISA, por sua vez, se responsabiliza pela obtenção, junto aos órgãos ambientais, das autorizações necessárias à supressão de vegetação, limpeza e manutenção da faixa de segurança, bem como pelo ressarcimento de eventuais danos causados à propriedade do(s) outorgante(s), diretamente por seus funcionários ou por terceiros por ela credenciados.
- III. Por estarem justas e contratadas, assinam o presente instrumento na presença das testemunhas abaixo:

_____, _____ de _____ de 20____.

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ (Continuação).

Instrumento Particular De Constituição De
Servidão Para Pessoa Jurídica.



Energisa: _____ Matrícula: _____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF.

Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita para Pessoa Física.



Por este instrumento particular de constituição de servidão gratuito como outorgante, Sr. (a): _____, profissão: _____, estado civil: _____, CPF: _____, RG: _____, e seu cônjuge: _____, profissão: _____, CPF: _____, RG: _____, residente(s) e domiciliado(s) _____, e como outorgada, ENERGISA (Paraíba/PB, Borborema/PB, Sergipe/SE, Minas Gerais/MG, Tocantins/TO, Acre/AC, Rondônia/RO, Mato Grosso/MT, Mato Grosso do Sul/MS, Sul Sudeste/SP e Nova Friburgo/RJ), concessionária de serviço público federal de energia elétrica, com sede _____, CNPJ nº _____._____._____/0001-_____, doravante chamada ENERGISA MINAS GERAIS S.A., neste ato devidamente representada por seus bastantes procuradores, todos com poderes especiais para, agindo em conjunto ou separadamente, conforme procuração lavrada no Serviço Notarial do _____° Ofício de Cataguases - MG., no livro _____, fls. _____ e _____, ficam justo e contratado:

- I. Cláusula Primeira: Que o (s) outorgante (s) é (são) proprietário (s) e legítimo (s) possuidor (es), sem ônus algum, do imóvel rural denominado _____, situado na área rural _____ do município de Comarca _____. Cadastrado no INCRA sob o n.º _____.
- II. Cláusula Segunda: Que, foi solicitado pela outorgada para que lhe permitisse utilizar parte do referido imóvel, constituída em servidão, para efeito de construção e manutenção da rede de distribuição de energia elétrica do Sistema ENERGISA, de _____ kV, ou outras interligações do mesmo Sistema, com o que o(s) outorgante(s) concorda(m) e ora contrata(m).
- III. Cláusula Terceira: Que a servidão ora constituída será exercida sobre o aludido imóvel em uma faixa de terreno com início na coordenada UTM (_____) e término na coordenada UTM (_____), conforme traçado do desenho na planta do projeto n.º _____, com (_____) metros de comprimento por (_____) metros de largura, perfazendo uma área de (_____) metros quadrados.
- IV. Cláusula Quarta: Que, assim, pelo presente e na melhor forma de direito, fica estabelecida e constituída, dentro da área acima determinada, em favor da outorgada, uma servidão administrativa para efeito de poder a outorgada, de hoje em diante e para sempre, não só construir e passar a rede de distribuição de energia elétrica mencionada, bem como adentrar na propriedade para fazer as devidas manutenções, reforma, ampliação e melhoramentos nesta rede.
- V. Cláusula Quinta: Que a presente servidão é feita gratuitamente.

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF (Continuação).

Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita para Pessoa Física.



- VI. Cláusula Sexta: Que, a servidão ora constituída será permanente e irremovível, passando ativa e passivamente para os sucessores do(s) contratante(s) nos imóveis serviente e dominante, obrigando-se o(s) outorgante(s) a utilizar (em) a área acima de modo adequado, de forma a não turbar de modo algum a servidão ora constituída, devendo, ainda, abster-se de efetuar plantio de cana e de vegetação de elevado porte na faixa serviente, bem como edificações de quaisquer espécies.
- VII. Cláusula Sétima: O(s) outorgante(s) e seus sucessores autorizam, desde já, o acesso permanente à área acima descrita das equipes de manutenção da ENERGISA ou de terceiros por ela credenciados para construção, supressão de vegetação e limpeza da faixa de segurança.
- VIII. Cláusula Oitava: A ENERGISA, por sua vez, se responsabiliza pela obtenção, junto aos órgãos ambientais, das autorizações necessárias à supressão de vegetação, limpeza e manutenção da faixa de segurança, bem como pelo ressarcimento de eventuais danos causados à propriedade do(s) outorgante(s), diretamente por seus empregados ou por terceiros por ela credenciados.
- IX. Cláusula Nona: Fica desde já a outorgada imitada na posse da servidão, transmitindo-lhe, o(s) outorgante (s), toda posse, uso, direito e ação sobre a área acima descrita. Estando assim, outorgantes (s) e outorgados, justos e contratados, assinam este instrumento juntamente com as testemunhas abaixo, depois de lido e verificado estar de acordo com o que combinaram e estipularam.

_____, _____ de _____ de 20____.

Energisa: _____ Matrícula: _____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF (Continuação).

Instrumento Particular de Constituição de
Servidão Gratuita para Pessoa Física.



Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

MODELO 06. Autorização para Tomada de Energia.

Autorização para Tomada de Energia.



Eu (Nós), _____, abaixo assinado, possuidor de uma Rede de Média Tensão classe _____ kV no Município de _____ no Estado de _____ que atende minha propriedade denominada _____.

Autorizo o(s) Sr.(s)

ou seus sucessores a efetuar(em) uma Tomada de Energia para alimentação de uma Rede de Distribuição Rural (RDR) que irá atender sua(s) propriedade(s) no Município de _____.

Igualmente, fica ciente que a manutenção da rede que atende sua propriedade será de inteira responsabilidade do Sr.(s) _____.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

Observação:

- I. Só pode ser assinado pelo proprietário e quando for por procuração, à mesma deve ser específica e anexada.

MODELO 07. Termo de Doação.

Termo de Doação.



Pelo presente instrumento particular de DOAÇÃO, por esta e na melhor forma de direito natural, nacionalidade, estado civil, RG n.º, CPF/CNPJ n.º, residente à, n.º, bairro, no município de, no Estado de a seguir denominada simplesmente DOADOR(A). Neste ato representado (a) por seu (s) Proprietário(s) (Diretores) e a Energisa S.A., concessionária de serviço público de energia elétrica, inscrita no CNPJ sob o N.º, com sede no município de, no Estado de, representada por seu procurador a seguir denominada DONATÁRIA, perante as testemunhas ao final assinadas, convencionaram entre si o seguinte:

- I. O DOADOR(A) é legítimo(a) possuidor(a), livre e desembaraçado de qualquer ônus, dos bens descritos e caracterizados no projeto completo "como construído" e documentação relativa ao custo do investimento necessário ao tombamento físico / contábil, em anexo, que, rubricados pelas partes, fazem parte integrante deste, sendo que esses bens compõem a rede de distribuição de energia elétrica do imóvel denominado no Município de Estado de e que passam a integrar este TERMO DE DOAÇÃO, com exceção do POSTO DE TRANSFORMAÇÃO.
- II. Pelo presente, o DOADOR (A) doa como de fato doado tem, em caráter irrevogável e irretroatável, à DONATÁRIA os bens referidos na Cláusula anterior, podendo esta, usar, gozar e livremente dispor dos mesmos, como seus que ficam sendo, na forma que melhor lhe convier, a partir da data da expressa aceitação desta doação.
- III. O DOADOR (A), a partir desta data, autoriza a DONATÁRIA sem qualquer ônus, a passagem de Redes através de sua propriedade, inclusive ligar novos consumidores, bem como o livre trânsito de funcionários da Energisa quando no exercício de suas funções, fazendo valer o presente perante seus herdeiros ou sucessores.
- IV. Os bens mencionados na Cláusula primeira permanecem sob inteira única e exclusiva responsabilidade do (a) doador (a) inclusive os encargos de conservação e manutenção assumindo igualmente, quaisquer responsabilidades por danos ou acidentes que eles venham a causar, até que aceite a doação pela forma da Cláusula Segunda, quando passarão à responsabilidade da DONATÁRIA.
- V. A DONATÁRIA, independente da efetivação da doação no todo ou em parte, poderá inspecionar, quando julgar conveniente, todos os equipamentos que lhe pertencam, ficando garantidas ainda as condições de acesso aos locais em que estejam instalados os referidos aparelhos, em qualquer época do ano.
- VI. A aceitação de doação só se efetivará mediante aprovação da DONATÁRIA.

MODELO 07. Termo de Doação (Continuação).

Termo de Doação.



- VII. A aceitação desta DOAÇÃO pela DONATÁRIA será comunicada por carta dirigida ao doador(a).
- VIII. Dá-se ao presente, para fins de direito, o valor R\$ _____.
- IX. Elegem o Foro de _____ - Comarca do município de _____ do Estado de _____, como o competente para dirimir quaisquer dúvidas ou questões oriundas do presente, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E por acharem justas e contratadas, firmam o presente em 02 (duas) vias, perante as testemunhas abaixo para todos os fins de direito.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Nome: _____

CPF: _____

RG: _____

Testemunha 2

Nome: _____

CPF: _____

RG: _____

OBS.:

A expressão do contido no item 1 "exceto o posto de transformação" não deve existir quando a rede for urbana e o transformador for instalado na rede de propriedade da Energisa.

Apenas o proprietário pode assinar o presente termo, quando for por procuração à mesma deve ser pública e específica e anexada.

MODELO 08. Termo de Manutenção de Rede.

Termo de Manutenção de Rede.



Eu (Nós), _____, tendo construído uma Rede de Média Tensão da classe _____ kV, de acordo com o projeto aprovado por essa companhia, Energisa _____, para o fim de receber energia elétrica destinada às instalações existentes em minha (nossa) propriedade, denominada _____ situada no Município de _____, no Estado de _____, solicito(amos), a necessária ligação para o fornecimento de energia elétrica, pela presente declarando:

- I. Que comprometo (emos) a responsabilizar-me (nos) pela conservação da Rede de Média Tensão de minha (nossa) propriedade, bem como pelos acidentes e danos que ela der causa;
- II. Que comprometo (emos) a manter desmatada uma faixa de 20 metros de largura ao longo da Rede, bem como não executar qualquer construção sob ela, não fazendo ou permitindo igualmente que nenhuma cultura venha a perturbar as finalidades relacionadas com a função da mesma e sua manutenção;
- III. Que comprometo (emos) a atender com presteza, as observações que essa companhia venha a fazer com respeito ao estado da Rede, e a necessidade de sua reparação;
- IV. Que comprometo (emos) a fazer valer o presente termo perante meus herdeiros ou sucessores;
- V. Que fico (amos) ciente(s) que o não cumprimento do presente termo implicará na suspensão do fornecimento de energia elétrica determinada pela Energisa na forma de Legislação Federal em vigor, pela qual reconhece a indenização;
- VI. Que comprometo (emos) manter sempre transitável em qualquer época do ano o acesso às medições de energia dessa Companhia;
- VII. Que comprometo (emos) seccionar e aterrar as cercas que vierem a ser construída sob a rede.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____
CPF: _____
RG: _____

Nome: _____
CPF: _____
RG: _____

MODELO 09. Autorização para Derivação de Novos Consumidores.

Autorização para Derivação de Novos Consumidores.



Eu, _____ abaixo assinado, proprietário (a) do imóvel rural denominado _____ situado no Município de _____.

Por este instrumento particular autorizo a Energisa _____ a proceder a qualquer época derivação do ramal de minha propriedade, ficando ressalvado o meu direito de mesmo após a ligação receber dos novos consumidores o valor previamente estipulado para atender as despesas correspondente a construção do meu ramal, até o ponto de derivação do(s) novo(s) consumidor(es).

Esta autorização inclui permissão para o livre trânsito pela minha propriedade de empreiteiros credenciados para efetuar levantamentos, projetos, construções, operação, manutenção da rede de distribuição rural e de funcionários da Energisa _____ para efetuar fiscalização da obra e ligação da unidade consumidora.

Comprometo-me finalmente, a fazer valer o presente instrumento perante meus herdeiros e sucessores.

_____ de _____ de 20____.

Assinatura (Proprietário)

CPF: _____.

MODELO 10. Autorização para Derivação de Rede Particular.

Autorização para Derivação de Rede Particular.



Eu, _____ abaixo assinado, proprietário do imóvel rural denominado _____, situado no município de _____, por este instrumento particular, autorizo a derivação do ramal de rede de distribuição rural em atendimento à propriedade do Sr. _____, denominada _____.

Esta autorização inclui a permissão para o livre trânsito pela propriedade de funcionários da Energisa e/ou empreiteiras devidamente credenciadas, para realizar levantamentos, projetos, construção, manutenção e fiscalização das redes de distribuição. Comprometo-me, finalmente, a fazer valer o presente instrumento perante meus herdeiros e sucessos.

_____ de _____ de 20_____.

Assinatura (Proprietário).

CPF:

Testemunhas:

Nome:

Nome:

CPF:

CPF:

Endereço:

Endereço:

Telefone:

Telefone:

MODELO 11. Termo de Compromisso de Ocupação de Poste da Energisa.

Termo de Compromisso de Ocupação de Poste da Energisa.



Pelo presente termo, venho solicitar a autorização para ocupação de poste da rede de distribuição desta concessionária, conforme projeto apresentado e aprovado, com a finalidade de instalação de um posto de transformação particular, para atendimento à minha Unidade Consumidora, tendo em vista a impossibilidade de instalação do posto de transformação dentro da área de minha propriedade.

Declaro estar ciente de que, caso haja necessidade de remoção do poste utilizado, seja por melhorias na rede ou por outros motivos, inclusive abalroamento ou quebra do poste, o custo para adequação do posto de transformação e entrada de energia da Unidade consumidora será de minha inteira responsabilidade, com exceção do poste.

Concordo que a ocupação do poste será a título precário e comprometo-me a renovar, manutencional e substituir componentes defeituosos da instalação transformadora, às minhas expensas, num prazo de 10 dias, contados a partir da data em que esta concessionária me notificar a respeito da existência de alguma irregularidade. Além disto, estou ciente de que não é responsabilidade da Energisa fazer inspeção e manutenção no posto de transformação, cabendo a me fazer inspeções e manutenções periódicas, com a contratação de Fornecedor de Serviço habilitado para execução do serviço, solicitando da concessionária o desligamento do transformador quando necessário.

_____ de _____ de 20____

Assinatura (Proprietário).

CPF:_____.

MODELO 12. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.



FICHA DE LEVANTAMENTO CADASTRAL RURAL							energisa		
Município: _____			Bairro: _____						
Nome do Proprietário: _____									
Nome da Propriedade: _____									
Endereço: (Rua, n°, cidade, fone) _____									
Carga Instalada					P - Prevista		E - Existente		
Item	N°	Descrição Aparelhos	Tensão e n° de Fases		Watt Unit.	Watt Total			Horário de Funcionamento
			Fase	Tensão		Diurno (1)	Noturno (2)	Diurno e Noturno	
	1	Lampadas							
	2	Ferro Elétrico							
	3	Chuveiro Elétrico							
	4	Televisor							
	5	Rádio							
	6	Máq. Lavar Roupa							
	7	Ventilador							
	8	Liquidificador							
	9	Bomba d'água							
	10	Triturador de Grão							
	11	Picadeira de Cana							
	12	Lâmpadas fluorece							
	13	serra Circular							
	14	Misturador de raça							
	15	motor irrigação							
	16	motor esmeril							
	17	motor pulverizaçã							
	18								
	19								
	20								
TOTAL									

* Apenas para motores superiores a 10 HP e aparelhos que causam oscilação

Área em alqueires da Propriedade

Número de casas habitadas

Principais: _____

Observação: _____ _____ _____ _____	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Trafo</td> <td style="text-align: center;">KVA</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">_____</td> <td style="text-align: center;">_____</td> </tr> </table>	Trafo	KVA	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Trafo	KVA								
_____	_____								
_____	_____								
_____	_____								
_____ Visto do Cadastrador	____/____/____ Data								

MODELO 12. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.

Instruções de Preenchimento



- a) Na numeração das fichas deve constar o número de ordem e o número da propriedade que consta na carta geográfica do IBGE. Caso a propriedade não conste da referida carta, a numeração deve ser feita da seguinte maneira:

Nº 2 - Propriedade existente; Nº 2A - Propriedade incluída;

- b) No espaço reservado ao nome do município, deve ser colocado o nome ao qual pertence à região do Programa de Eletrificação Rural;
- c) O nome do proprietário a ser anotado deve ser o constante de documento legal (RG, CPF, Escritura etc.). No caso de o proprietário não residir normalmente na propriedade, deve ser anotado se possível, o seu endereço completo, ou seja, rua, número, localidade, estado, telefone e caixa postal;
- d) O nome da propriedade deve ser o constante da escritura atual dela;
- e) Na coluna “potência unitária” anotar apenas as potências individuais de cada aparelho;
- f) Na coluna “potência total” anotar a soma das potências por aparelho;
- g) Na coluna “demanda” anotar as demandas das potências dos aparelhos;
- h) Na coluna “observações” anotar as características das cargas especiais e toda informação que possa interessar ao dimensionamento elétrico da instalação, inclusive sobre fontes não convencionais de energia, como: biodigestores, cata-ventos, energia solar etc.; deve também ser anotado se o “termo de autorização de passagem” foi assinado ou não;
- i) Para motores maiores ou iguais as 10 HP anotar o horário de funcionamento mais provável;
- j) Se houver geração própria devem ser levantadas todas as características da unidade geradora e da distribuição existente. (Usar folha suplementar se necessário);

MODELO 13. Formatos Padronizados.

Formatos Padronizados.



PROJETO ELÉTRICO		FOLHA (1 /)	
PROJETO (ESPECIFICAR)		30	
INTERESSADO (NOME COMPLETO)			
LOCAL DA OBRA (NOME DA PROPRIEDADE, BAIRRO, DISTRITO)			
MUNICÍPIO (.....)			
POTÊNCIA INSTALADA (..... KVA)	CONDUTOR (.....)		EXTENSÃO (..... m)
TOMADA DE CORRENTE : (.....)			
ESCALAS:			
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	_____ ASSINATURA		
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	_____ ASSINATURA		
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	_____ ASSINATURA		
ESPAÇO RESERVADO PARA APROVAÇÃO			

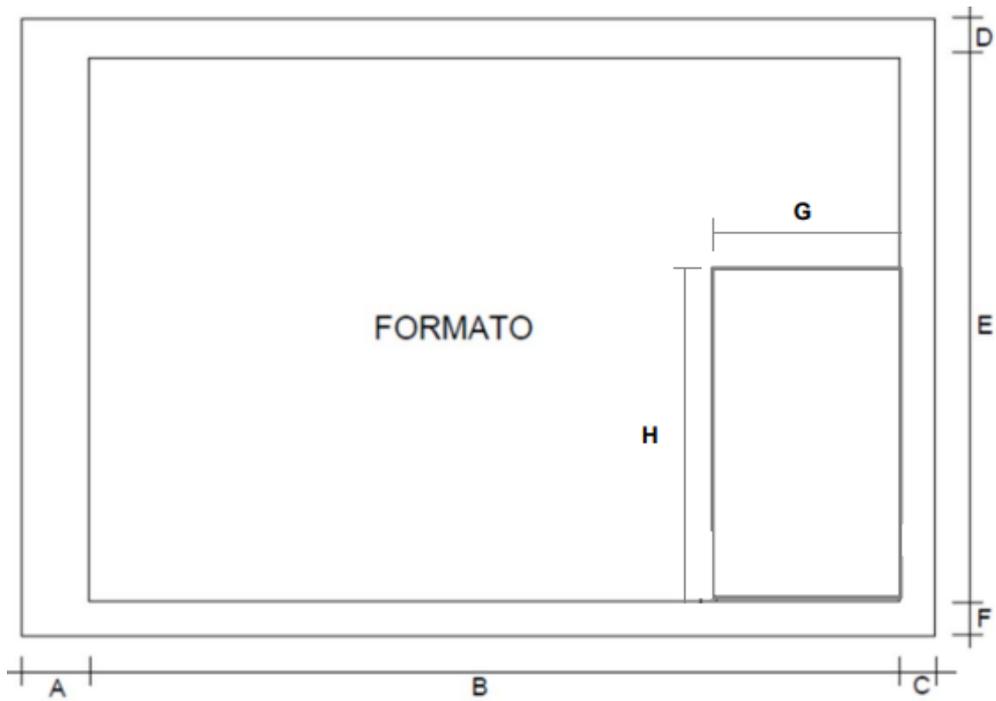
Dimensions: 10, 165, 185, 10, 20, 85, 5, 72, 55, 10

MODELO 13. Formatos Padronizados (Continuação).

Formato	Medidas (cm)	A	B	C	D	E	F	G	H
	A1		2,5	80,5	1	1	57,4	1	17,5
A2		2,5	55,9	1	1	40	1	17,5	29,7
A3		2,5	38,9	1	1	27,7	1	17,5	29,7

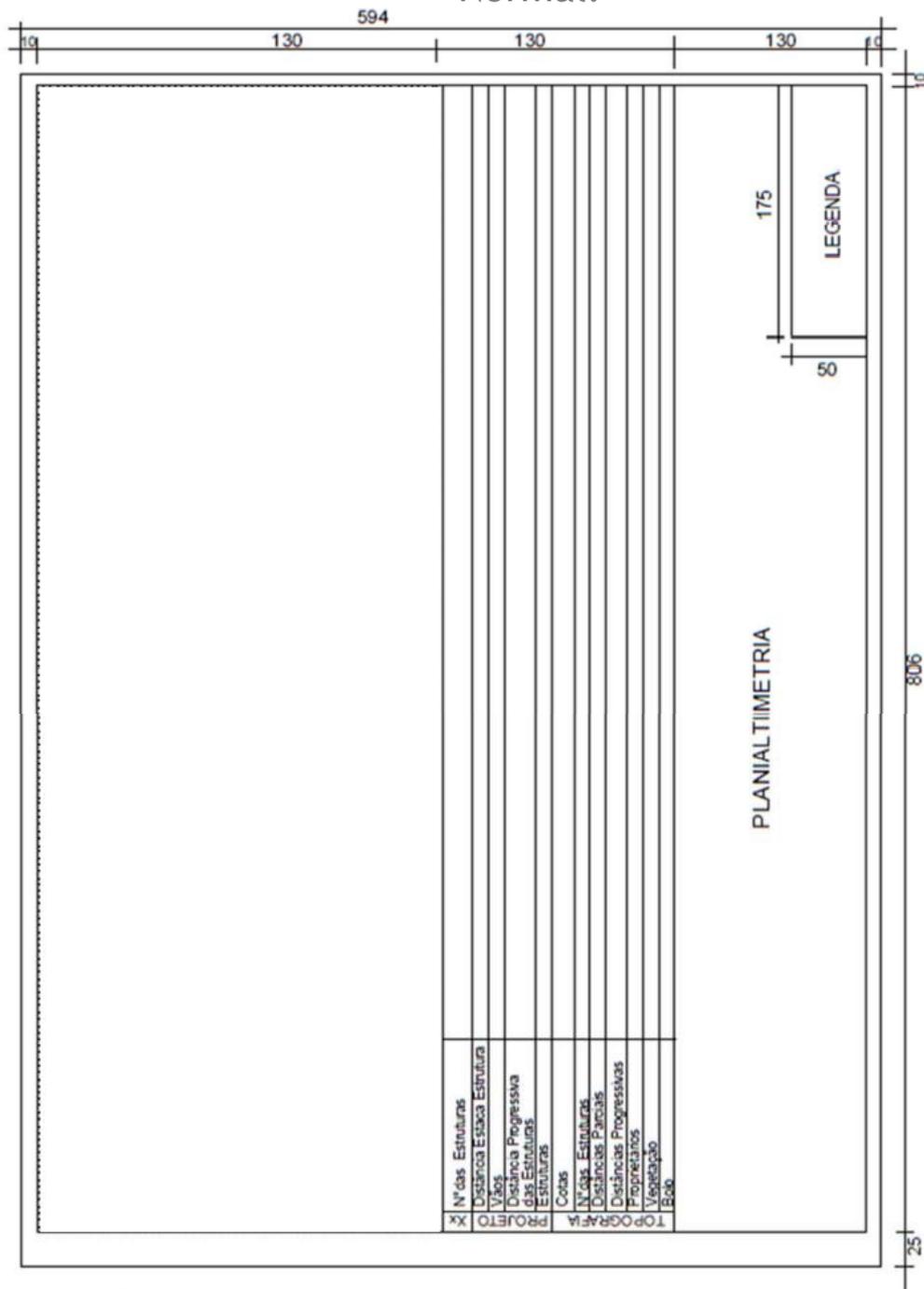
Formato	Linha de Corte (cm)
A1	59,4 x 84,1
A2	42,0 x 39,4
A3	29,7 x 42,0

MODELO 14. Formatos Padronizados (G x H).
Formatos Padronizados.



MODELO 15. Formatos Padronizados Dimensões do Papel para Desenho do Projeto de Redes de Distribuição Normal.

Formatos Padronizados Dimensões do Papel para
Desenho do Projeto de Redes de Distribuição
Normal.



MODELO 16. Projeto com Locação Direta.

Projeto com Locação Direta



NORTE MAG. 0		
	0 Km	0,50 Km
PROPRIETÁRIOS		
	0,50 Km	1,00 Km
PROPRIETÁRIOS		
	1,00 Km	1,50 Km
PROPRIETÁRIOS		
	1,50 Km	2,00 Km
PROPRIETÁRIOS		
ESC	PROJETO COM LOCAÇÃO DIRETA DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO RURAL	PROJ.
N°		DFS
FOLHA		APROV.
		DATA / /

22. DESENHOS

DESENHO NDU 007.01. Travessia sobre Rodovias.

DESENHO NDU 007.02. Travessia sobre Rodovias - Detalhe I.

DESENHO NDU 007.03. Travessia sobre Rodovias - Detalhe II.

DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto.

DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais.

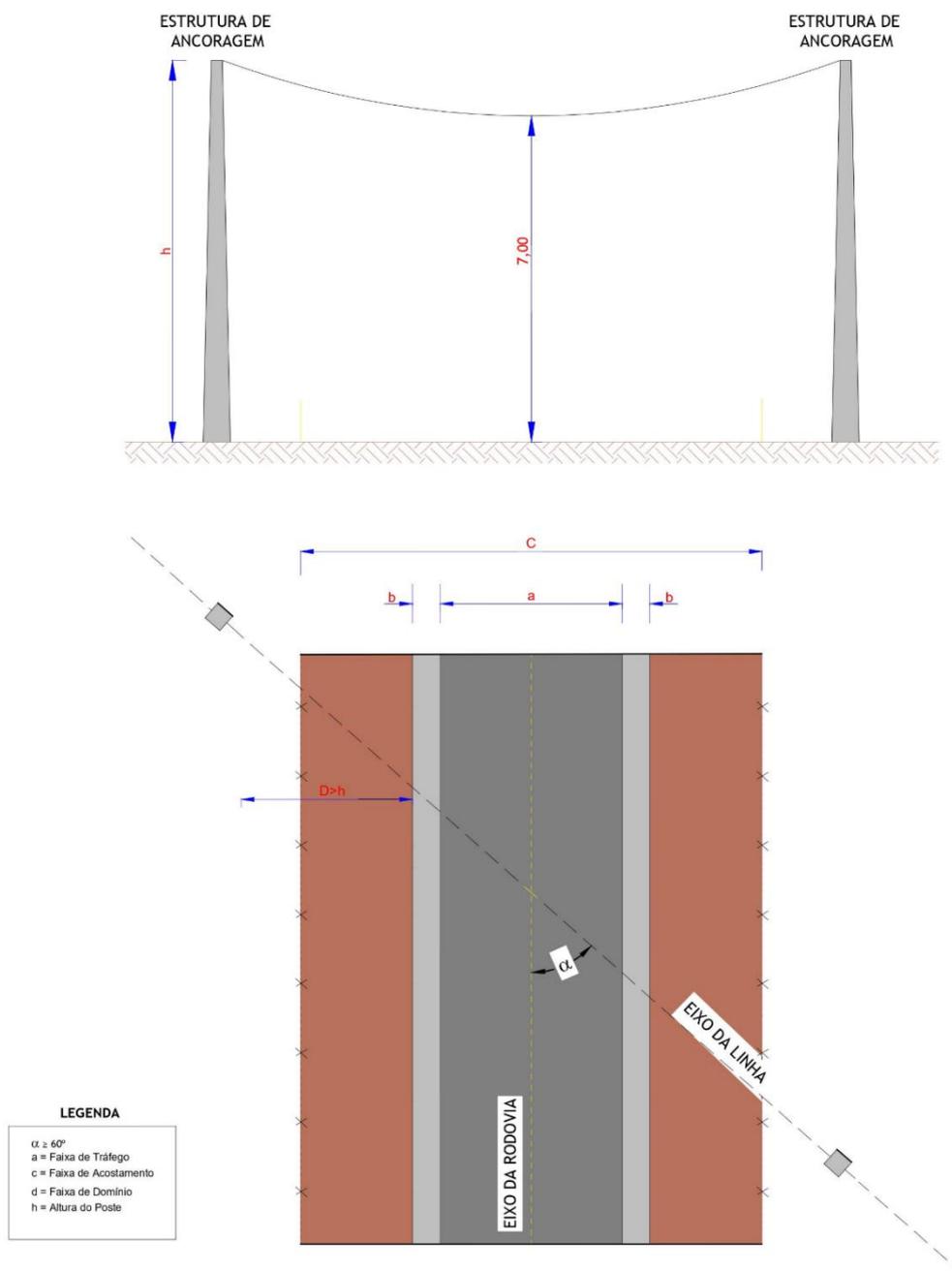
DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Proteção de Aeródromos (Modelo).

DESENHO NDU 007.08. Modelo de Mapa Chave.

DESENHO NDU 007.09. Modelo de Perfil Planialtimétrico.

DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.

DESENHO NDU 007.01. Travessia sobre Rodovias.

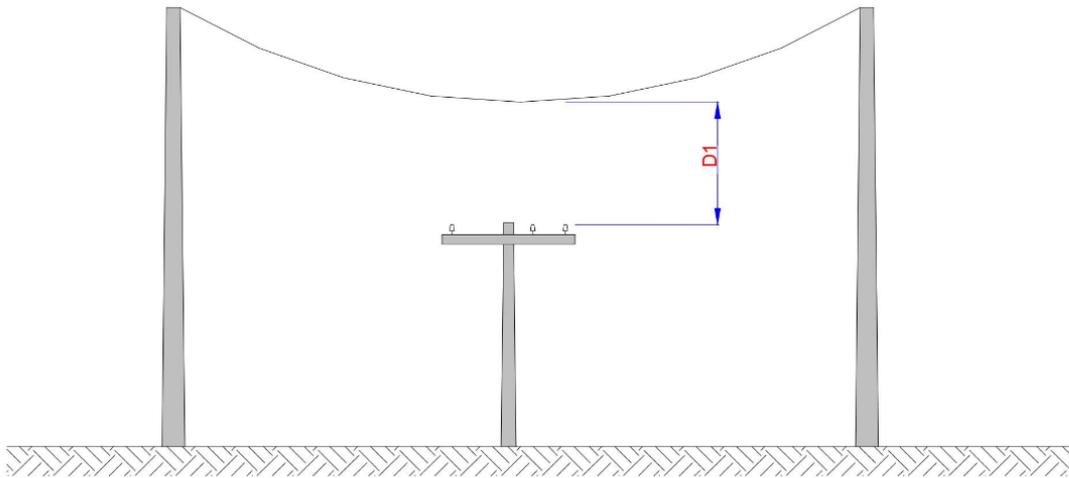


NOTAS:

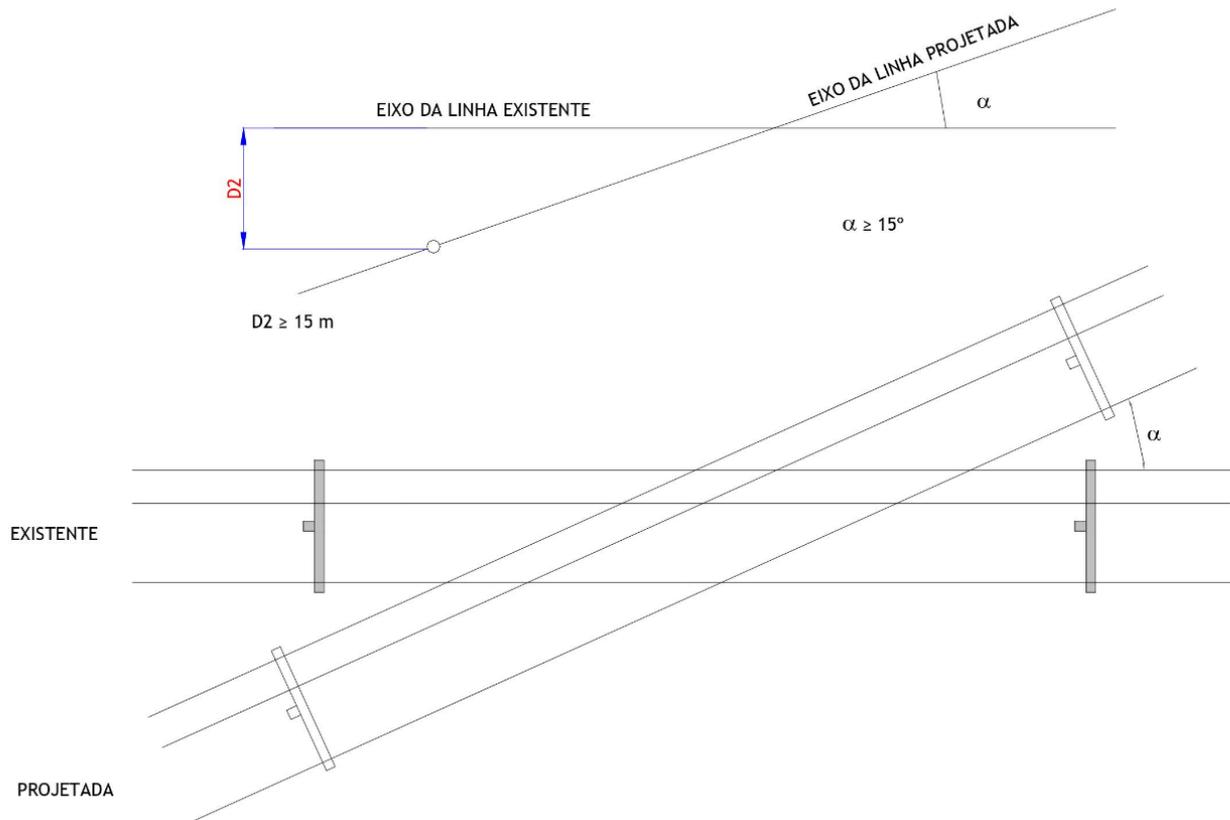
1. Nos projetos de travessia deverá ser consultada a resolução nº 9, de 12 de agosto de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 20 de agosto de 2020, trata da regulamentação do uso das faixas de domínio de rodovias federais sob circunscrição do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte - DNIT.

- 
2. O projeto de instalação ou travessia deve ser apresentado ao DNIT em planta e perfil, devidamente cotados, e onde constem: – Seção do condutor; – Material empregado; – Cargas de ruptura do condutor; – Tensão mecânica no lance de travessia; – Flecha nas situações mais desfavoráveis; – Cotas do eixo da estrada, das cristas dos cortes e da linha correspondente a estes pontos nas situações mais desfavoráveis; – Características elétricas da corrente.
 3. Em travessias de estradas, deverão constar todos os detalhes planialtimétricos, dados suficientes para a identificação da estrada, rumos e nomes das localidades mais próximas servidas pela posição quilométrica da travessia, cotas do eixo, crista, cortes ou pés de aterro da estrada, ângulos de cruzamento, posições relativas de cercas, postes das linhas telefônicas existentes.
 4. Em caso de travessias, deverão ser efetuados desenhos nas escalas exigidas pelos órgãos responsáveis pela aprovação. Na inexistência de posteamento, deve-se escolher o lado mais favorável para a implantação da rede, considerando o que tenha maior número de edificações, acarretando menor número de travessias.
 5. Em travessias entre redes eletrificadas, a rede de tensão mais elevada deve estar na posição superior as estruturas de travessia devem ser de amarração.

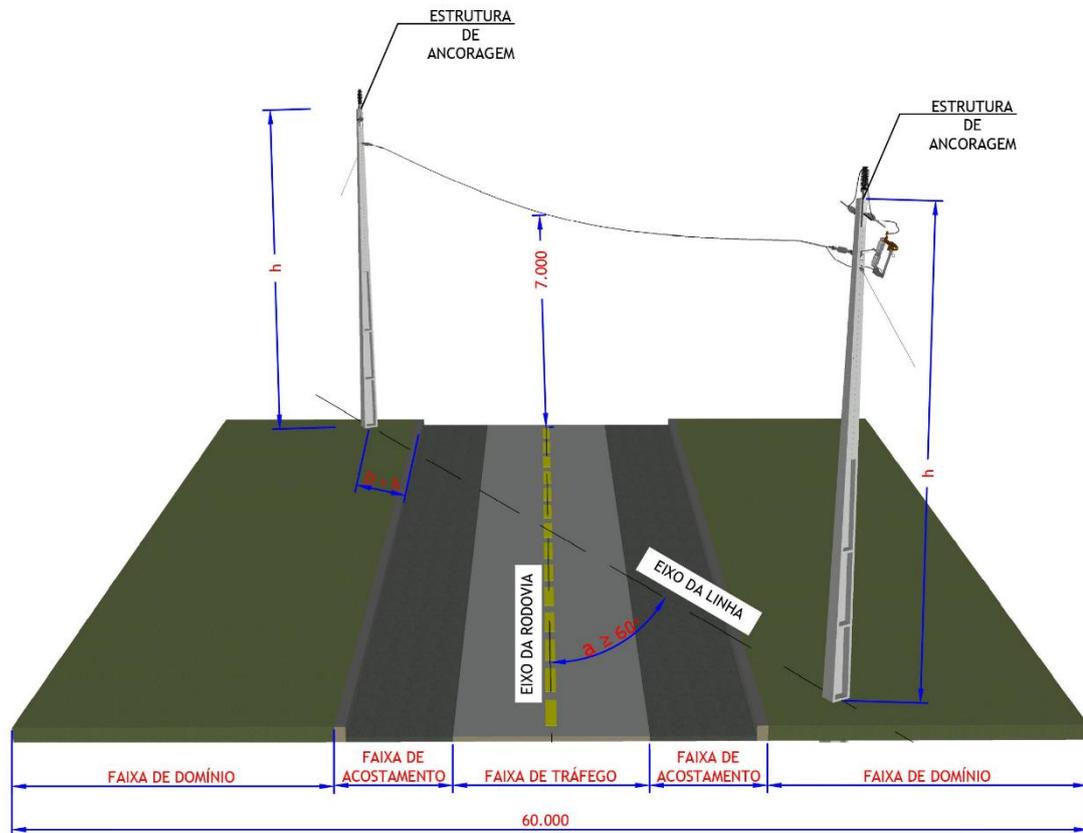
DESENHO NDU 007.02. Travessia sobre Rodovias - Detalhe I.



D1 = 1,7 m.



DESENHO NDU 007.03. Travessia sobre Rodovias - Detalhe II.

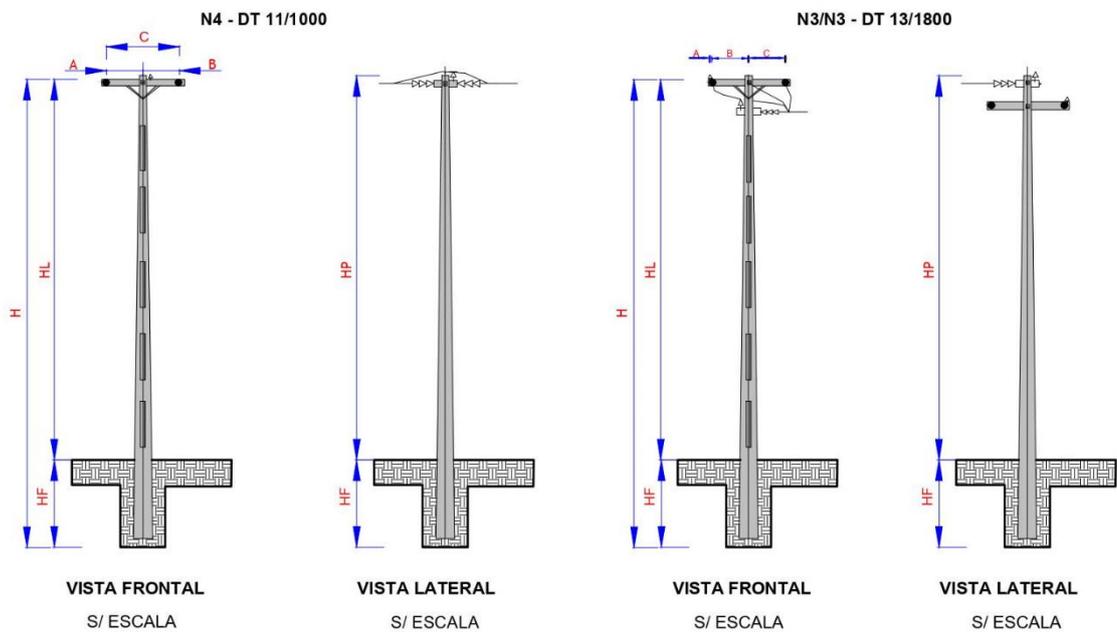
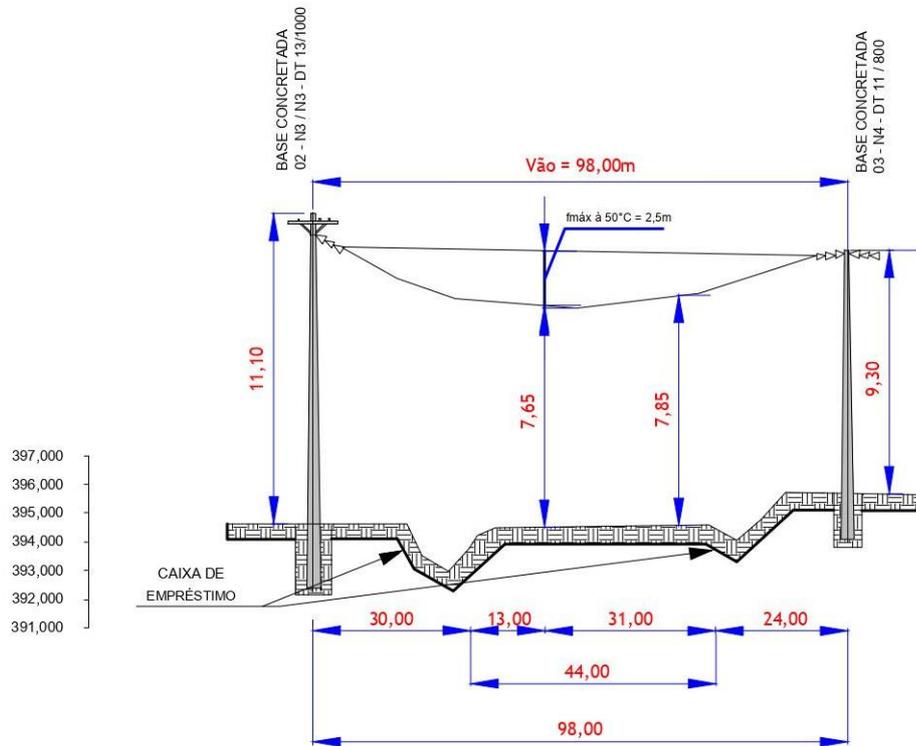


NOTA:

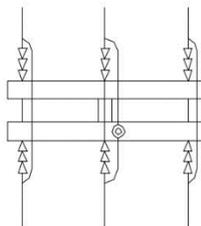
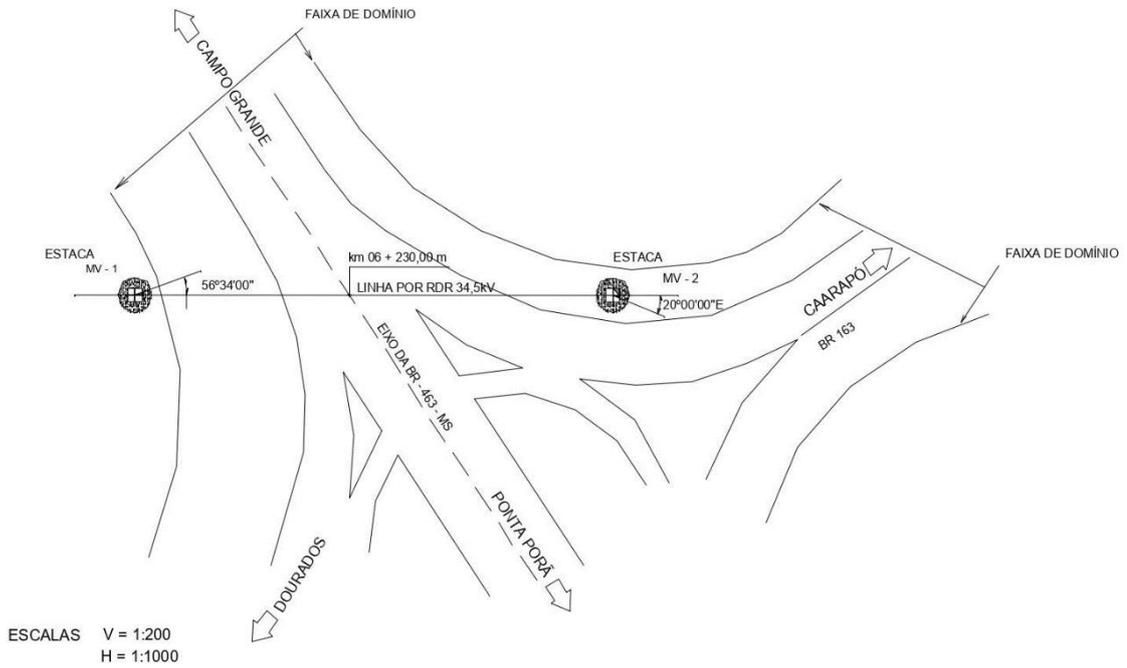
4. O ângulo mínimo entre os eixos da rede de distribuição e o objeto da travessia deve ser conforme tabela abaixo:

Travessia	Ângulo Mínimo de Travessia
Ferrovias	60°
Rodovias	15°
Outras Vias de Transporte	15°
Redes de Distribuição	45°
Linhas e Redes de Telecomunicações e Sinalização e Controle	45°
Linhas de Transmissão e Alta Tensão	45°
Tubulações Metálicas	60°
Tubulações Não Metálicas	30°
Rios, Canais, Córregos, Ravinas	30°
Cercas de Arrame	15°

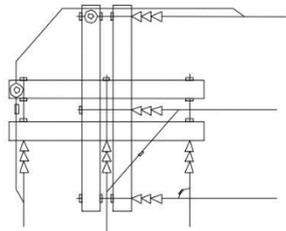
DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto.



DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto (continuação).



PLANTA
S/ ESCALA
ESTRUTURA N4

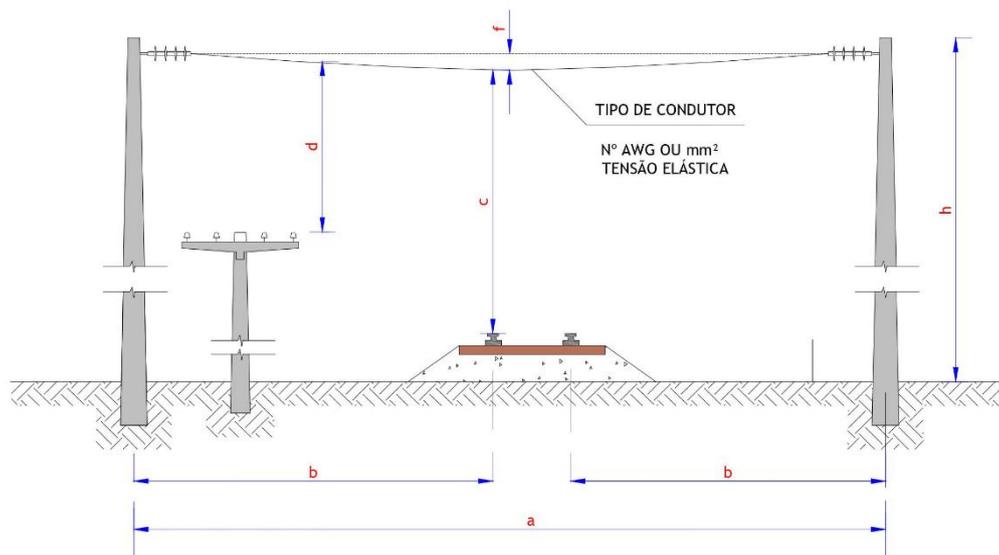
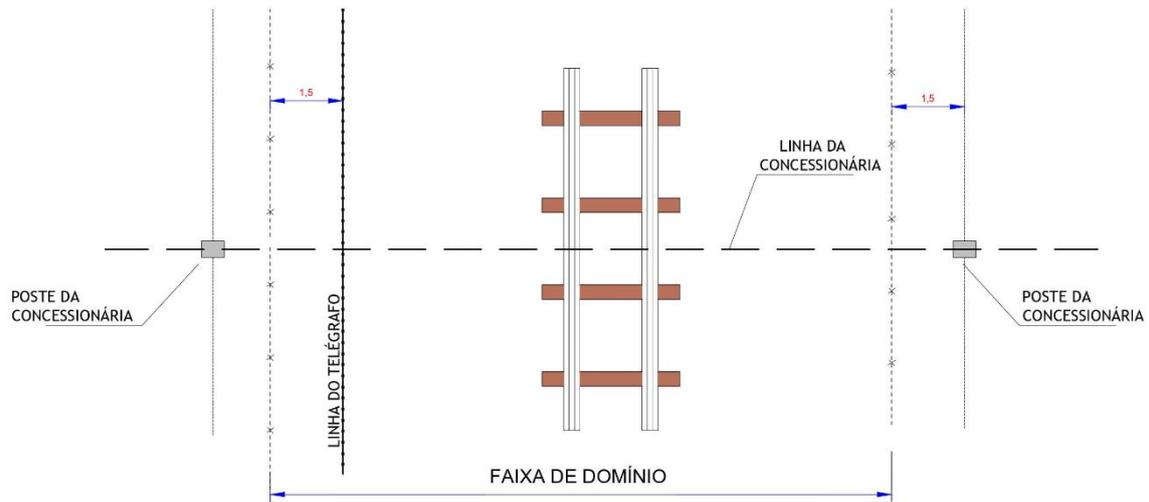


PLANTA
S/ ESCALA
ESTRUTURA N3-N3

Nº ESTRUTURA	TIPO	A	B	C	H	HF	HL	HP	OBS
02	N3 / N3	0,10	1,05	1,05	13,00	1,9	HL	11,1	D = 0,8 m
03	N / 4	1,45	0,65	1,05	11,00	1,7	9,1	9,3	

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS		CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
TENSÃO NOMINAL (V)	34,5	MATERIAL	CAA
Nº DE CIRCUITOS TRIFÁSICOS	1	BITOLA (AWG)	4/0
Nº DE CONDUTORES POR FASE	1	CÓDIGO	PENGUN
NATUREZA DA CORRENTE	AC	FORMAÇÃO (FIOS)	6/1
FREQUÊNCIA (Hz)		SEÇÃO mm²	125,08
		DIÂMETRO mm	14,31
		PESO kg/m	0,4332
		COEF. DILATAÇÃO LINEAR FINAL	α^{-1} 19,1x10 ⁻⁶
CARACTERÍSTICAS DAS ESTRUTURAS		MÓDULO DE ELAST. FINAL kgf/mm²	
MATERIAL	Concreto	CARGA DE RUPTURA kgf	8.000
TIPO DE FONTE	DT	CARGA MÁXIMA DE TRABALHO kgf	3.786
COEF. P/ CARGA NOMINAL	1,0	COEF. DE SEGURANÇA	489,60
COEF. P/ CARGA EXCEPCIONAL	1,4		7,75
COEF. P/ CARGA DE RUPTURA	2,0		
APROVAÇÃO			

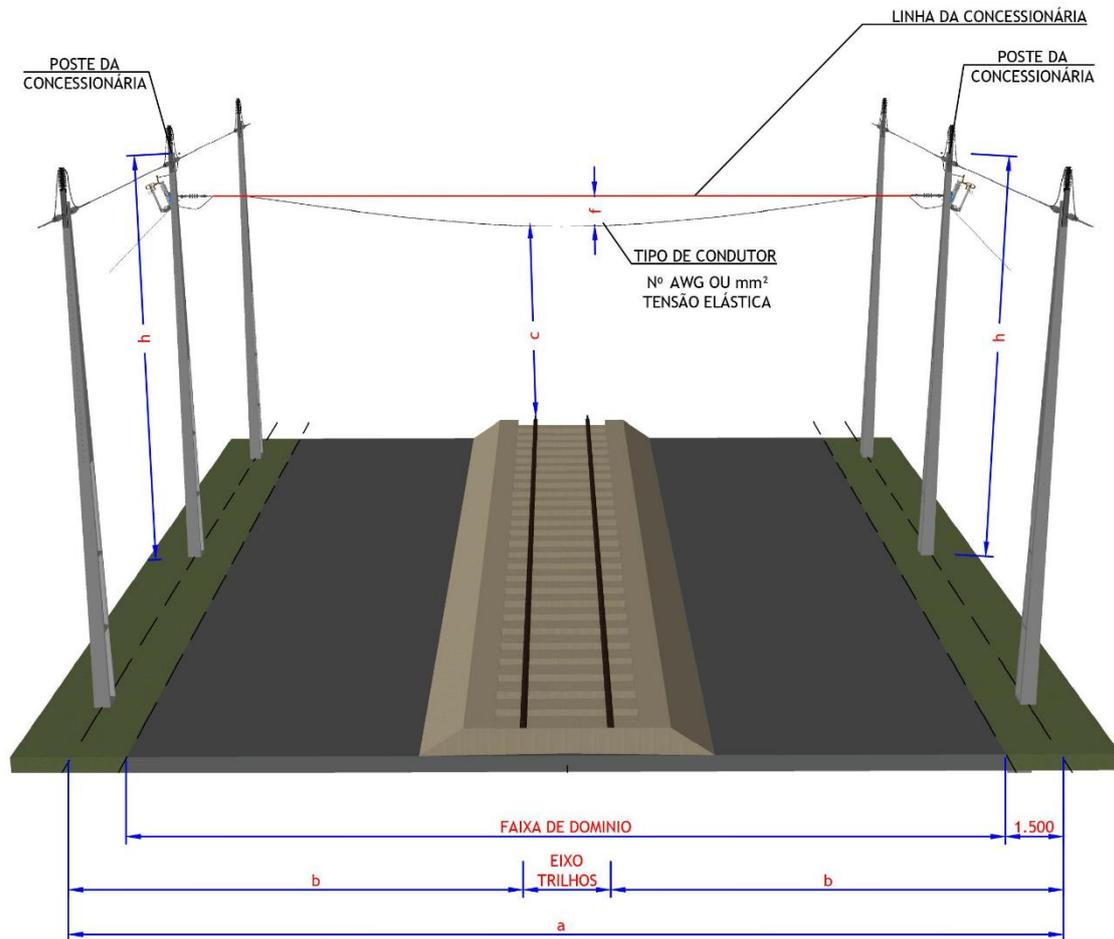
DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias.



NOTA:

Item	Ângulo Mínimo de Travessia (m)
a	70,0 (máximo).
b	> h.
c	9,0 (mínimo).
d	1,70 (mínimo).
f	Fecha máxima.

DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias (Continuação).

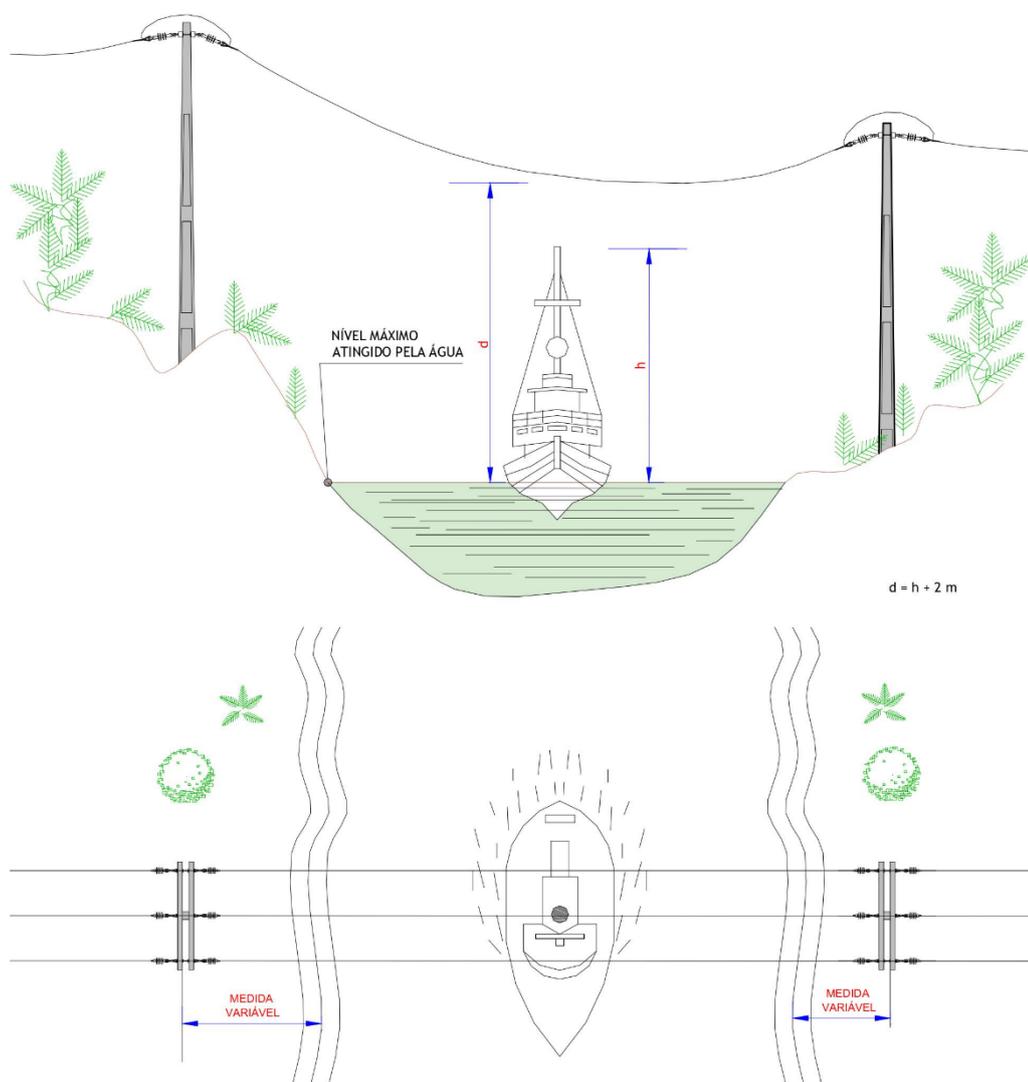


VISTA EM PERSPECTIVA

NOTAS:

1. Deverão ser observadas as informações especificadas no Anexo D desse documento normativo.
2. A definição dos parâmetros da figuração acima está contida na tabela da página anterior.

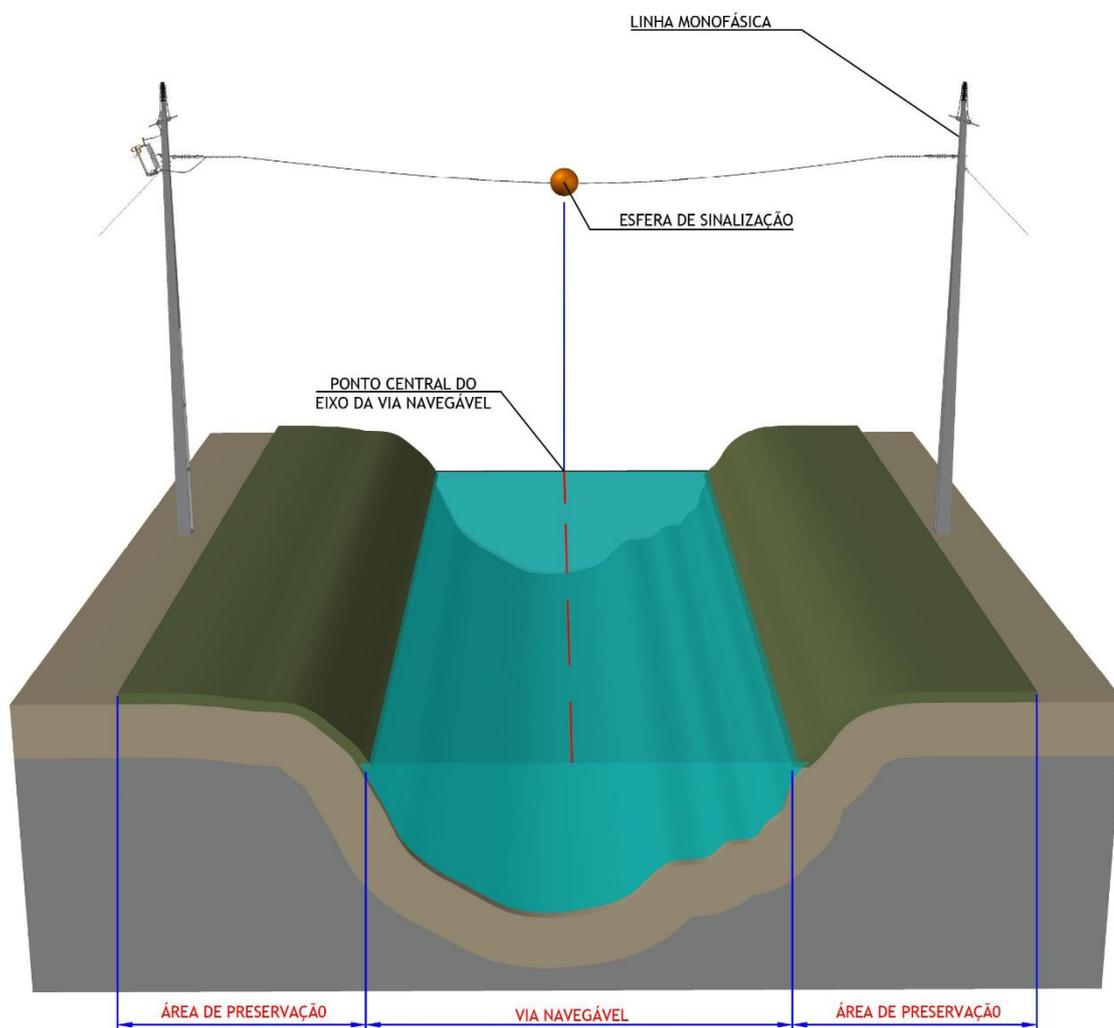
DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais.



NOTAS:

1. Os projetos de rede de distribuição de 15 kV até 36,2 kV devem ser elaborados seguindo as orientações das normas do Grupo Energisa e as normas dos órgãos reguladores ou administradores das estradas, ferrovias, lagos ou rios.
2. Nas situações em que os vãos de travessias em que os postes padronizados não atenderem a altura cabo - solo ou água, deve ser elaborado projeto especial de travessia com estruturas apropriadas que não estão previstas nas normas da distribuição. Neste caso, deve ser solicitado apoio da coordenação de normas e padrão construtivo.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).

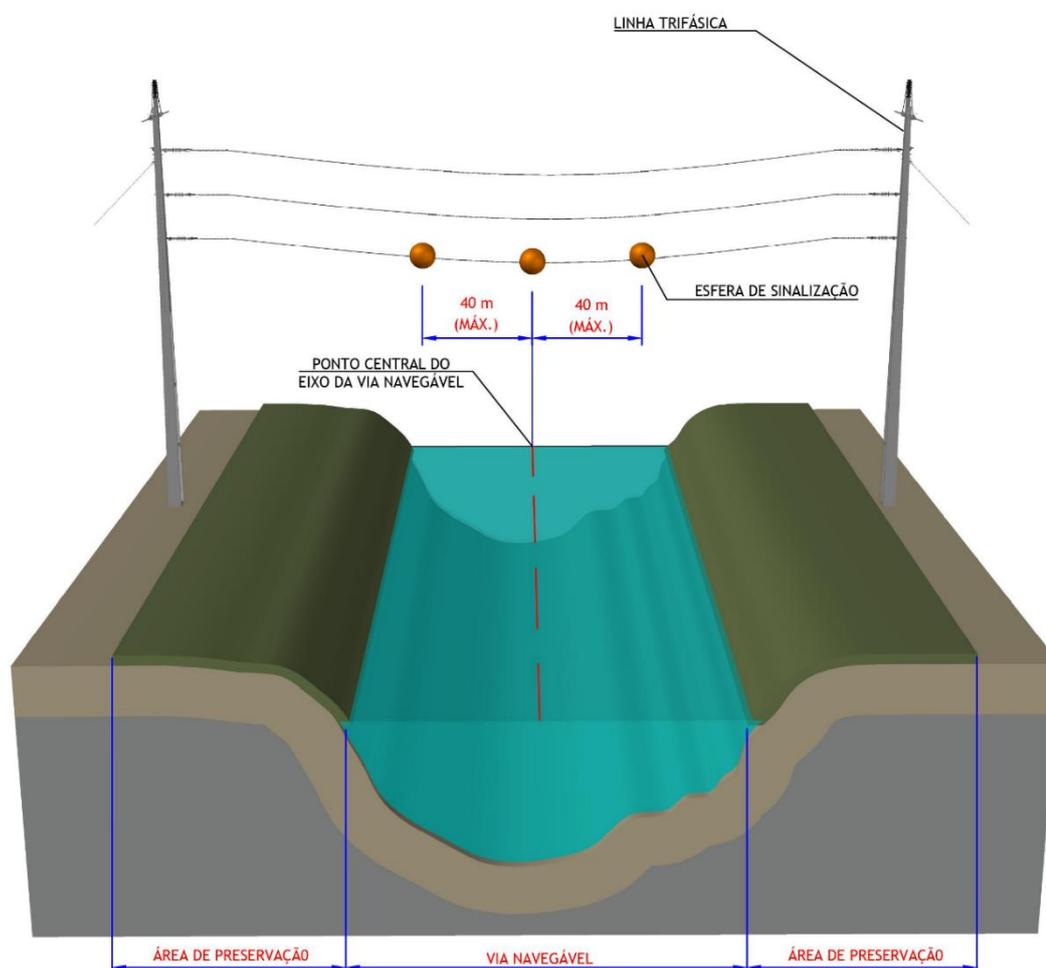


VISTA EM PERSPECTIVA

NOTA:

1. A sinalização de linhas de distribuição é feita em conformidade com os procedimentos adotados para linhas de transmissão, de acordo com as ABNT NBR 6535, ABNT NBR 7276, ABNT NBR 15237 e ABNT NBR 15238. A sinalização de linhas de distribuição é feita em conformidade com os procedimentos adotados para linhas de transmissão, de acordo com as ABNT NBR 6535, ABNT NBR 7276, ABNT NBR 15237 e ABNT NBR 15238.

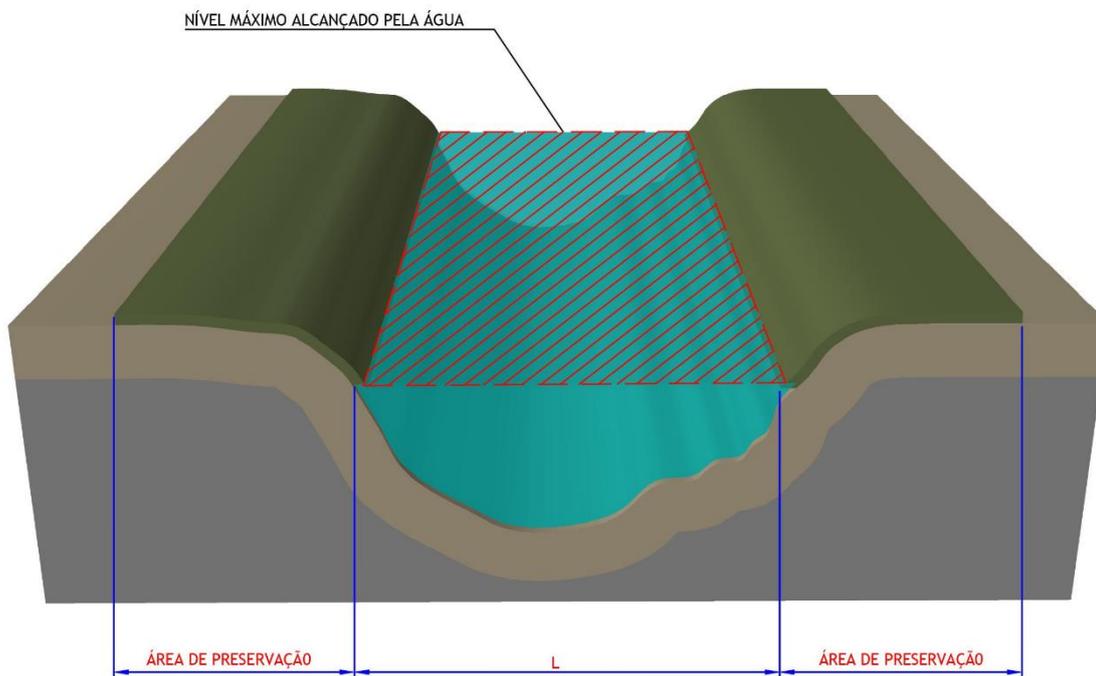
DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).



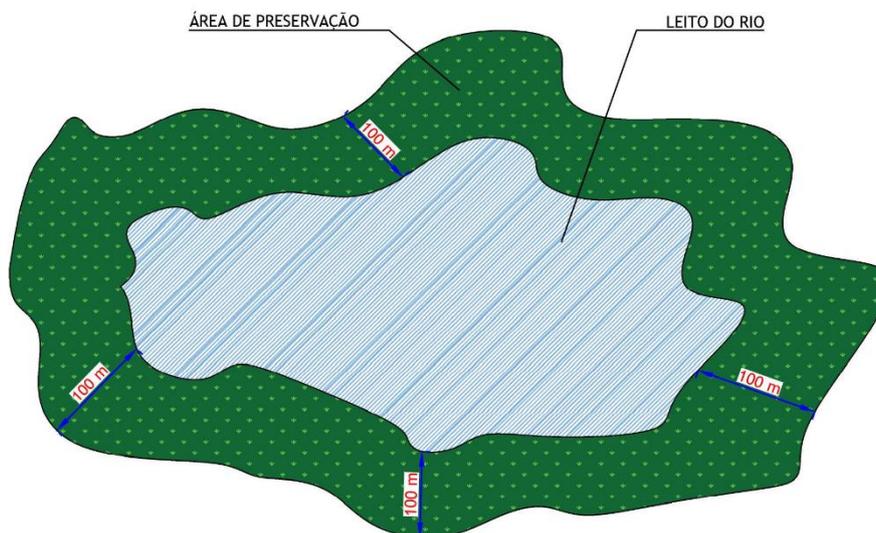
NOTA:

1. Em rede de distribuição rural, quando os condutores fase estiverem com altura igual ou superior a 150 (cento e cinquenta) metros acima do solo ou da água, é obrigatória a apresentação de projeto para consulta prévia do Comando Aéreo Regional (COMAR), para possível utilização de sinalização diurna, para referência para voo visual. Quando a utilização de sinalização diurna, deverá ser projetado no mínimo 3 (três) esferas de sinalização, distribuídas alternadamente nos condutores com distância máxima de até 40 (trinta) metros entre as mesmas, conforme Desenho NDU 007.06 (este deve ser criado, conforme desenho acima, substituído as torres pelos postes). Quando em estruturas monofásicas, as esferas devem ser instaladas no mesmo condutor.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).



VISTA EM PERSPECTIVA

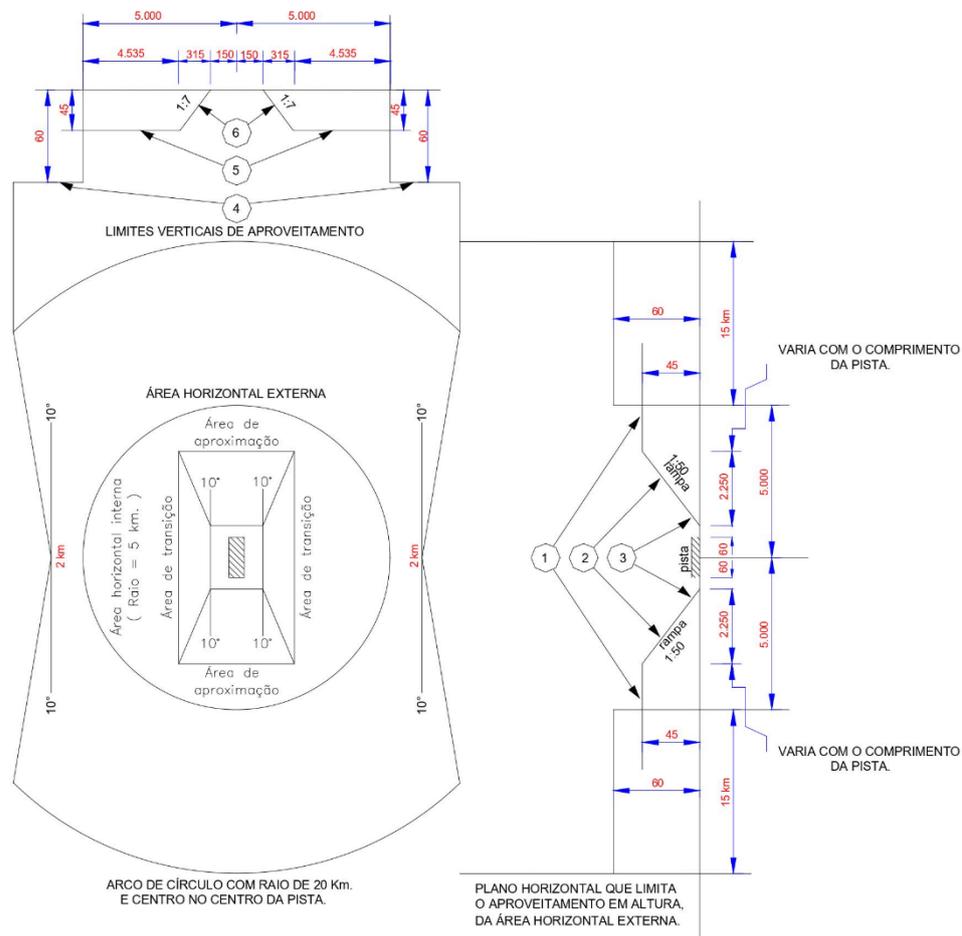


VISTA EM PLANTA

NOTAS:

1. Dimensões em metros (m).

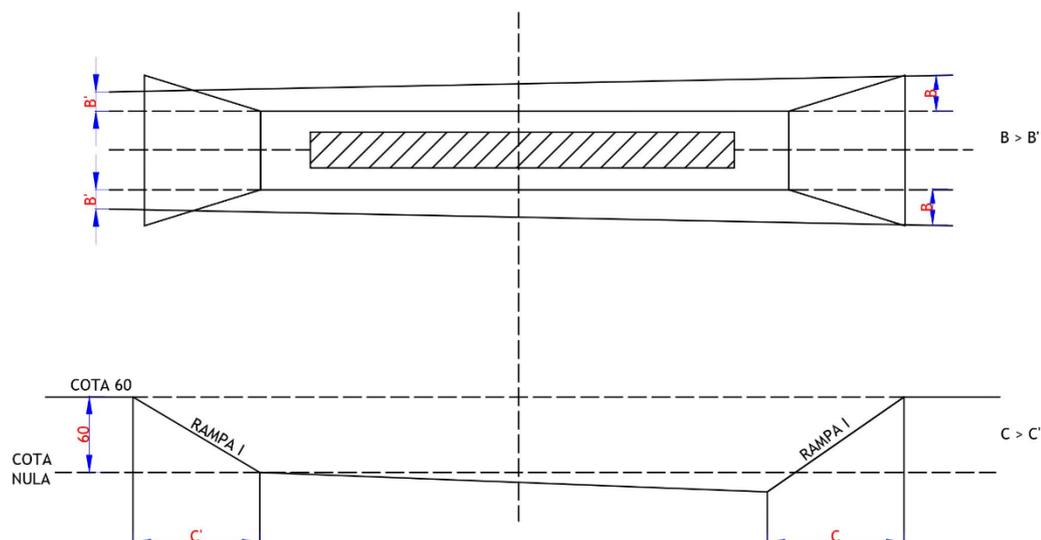
DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Proteção de Aeródromos (Modelo).



LEGENDA

- | | |
|---|---|
| ① PLANO HORIZONTAL QUE LIMITA O APROVEITAMENTO EM ALTURA, NA ÁREA HORIZONTAL INTERNA. | ④ PLANO HORIZONTAL QUE LIMITA O APROVEITAMENTO EM ALTURA, NA ÁREA HORIZONTAL EXTERNA. |
| ② RAMPAS QUE LIMITAM O APROVEITAMENTO EM ALTURA, NA ÁREA DE APROXIMAÇÃO. | ⑤ PLANO HORIZONTAL QUE LIMITA O APROVEITAMENTO EM ALTURA, NA ÁREA HORIZONTAL INTERNA. |
| ③ MESMO NÍVEL DA CABEÇA DA PISTA. | ⑥ RAMPAS QUE LIMITAM O APROVEITAMENTO EM ALTURA, NA ÁREA DE TRANSIÇÃO. |

DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromos Detalhes da Pista.



LEGENDAS:

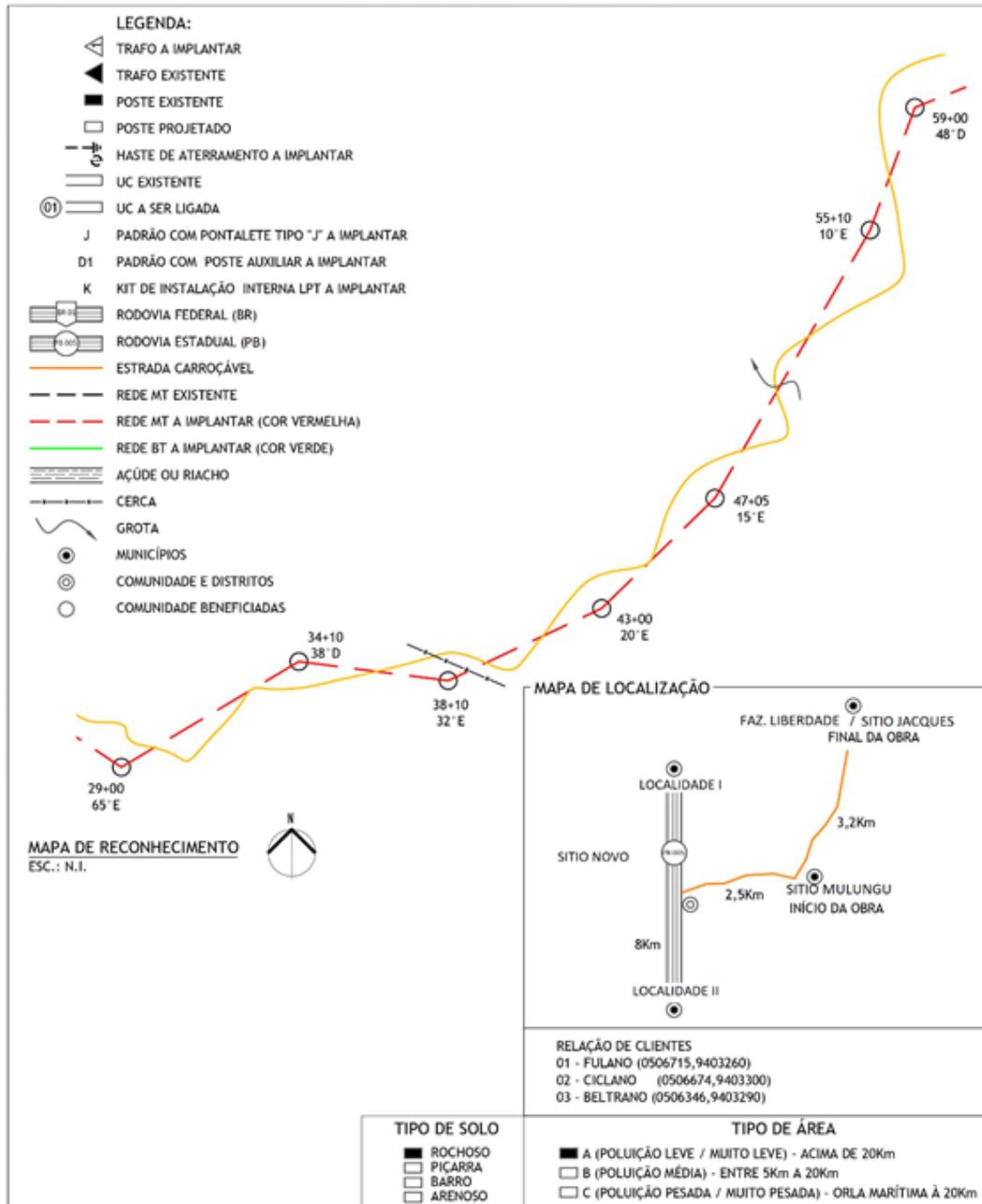
CLASSE AERÓDROMO	COMPRIIMENTO DA PISTA	LARGURA DA L (m)	ÁREA DE COTA NULA		ÁREA DE		ÁREA DE TRANSIÇÃO		ÁREA HORIZONTAL
	E (m)		d (m)	a (m)	α	RAMPA I	β	RAMPA II	ALTITUDE = 60m
A	2100 ou MAIS	45	700	150	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
B	1500 a 2099	45	60	120	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
C	900 a 1499	30	60	100	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
D	750 a 899	23	60	50	10°	1/40	80°	1/7	I (R = 5000)
E	600 a 749	18	60	50	10°	1/40	80°	1/7	I (R = 5000)

1. Plano horizontal que limita o aproveitamento, em altura, na área horizontal I e II.
2. Rampa que limita o aproveitamento, em altura, na área de aproximação;
3. Mesmo nível da cabeceira da pista;
4. Rampa que limita o aproveitamento, em altura, na área de transição.

NOTAS:

1. As dimensões “b” e “c” variam em função do desnível da pista do aeródromo;
2. A altitude do plano horizontal deve ser 60 metros acima da elevação do aeródromo (altitude do ponto mais elevado da pista de pouso);
3. As rampas I referem-se às respectivas cotas das cabeceiras da pista.

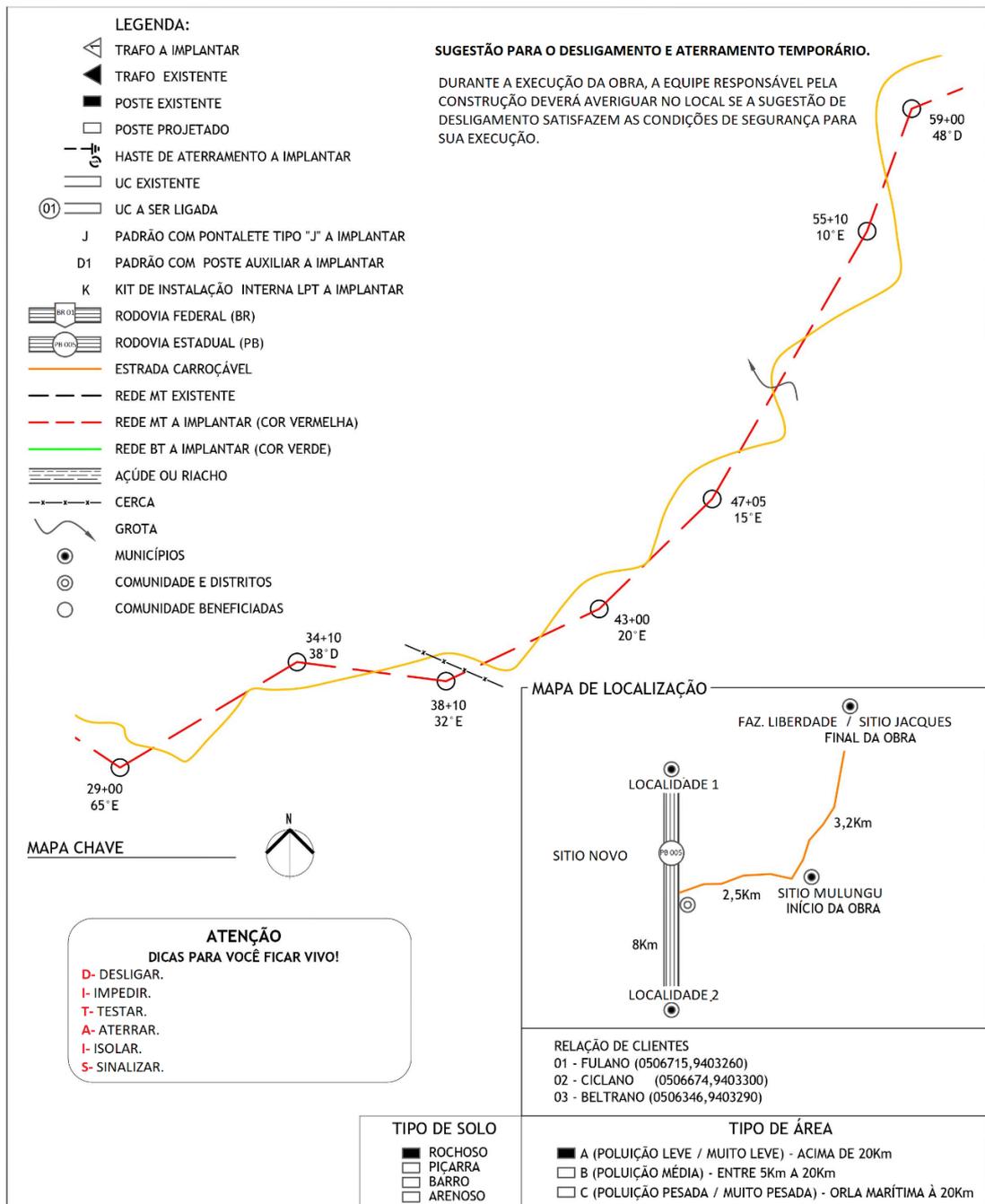
DESENHO NDU 007.08. Modelo de Mapa Chave.



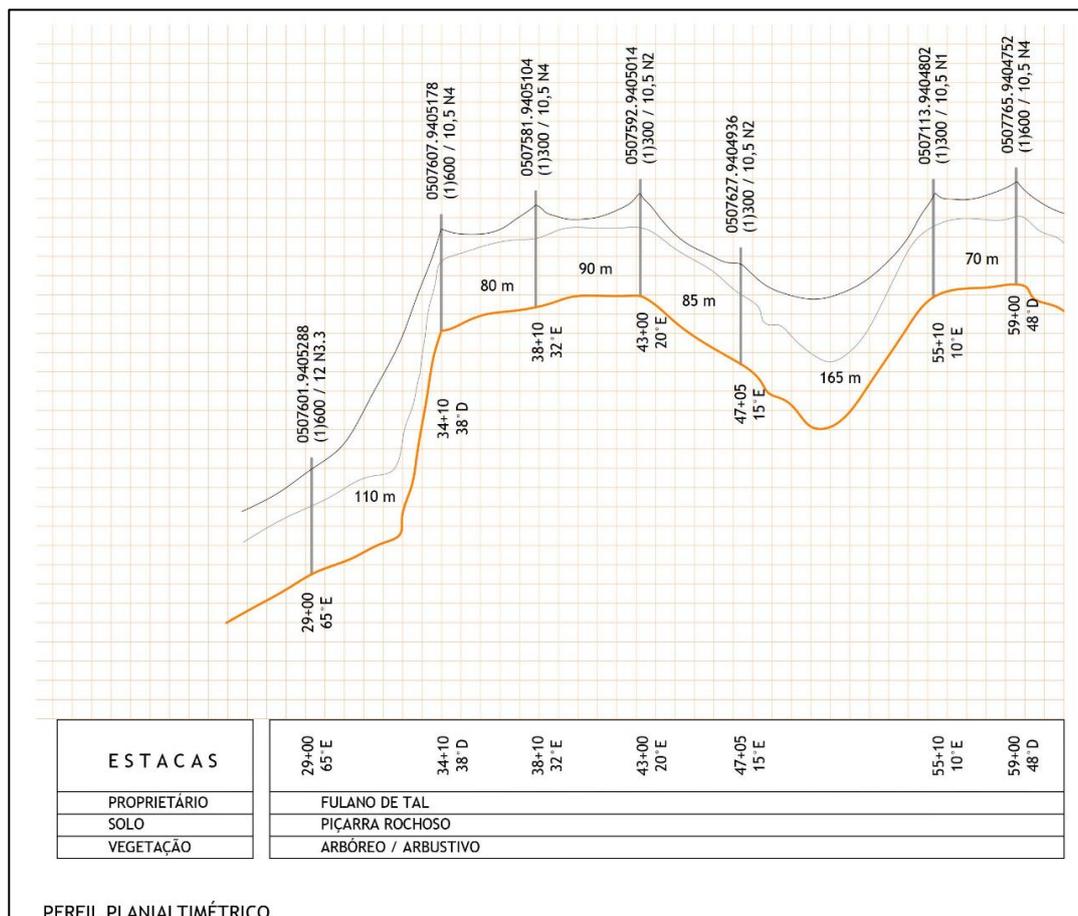
NOTAS:

- As plantas e desenhos deverão apresentar mapa planimétrico e mapa chave que possibilite leitura e interpretação das informações, com clareza e possibilidade de rápida identificação dos circuitos e localização da planta no empreendimento.

- Deverá composto um quadro resumo no qual conste, em cada prancha, a extensão dos circuitos primários e secundários, a quantidade de transformadores por potência, a potência total instalada, número de postes por tipo e a quantidade de unidades consumidoras atendidas.
- Terá que conter orientação do norte magnético, nome do alimentador de onde deriva e detalhamento do ponto de derivação: poste, tipo de estrutura e ângulo de derivação.



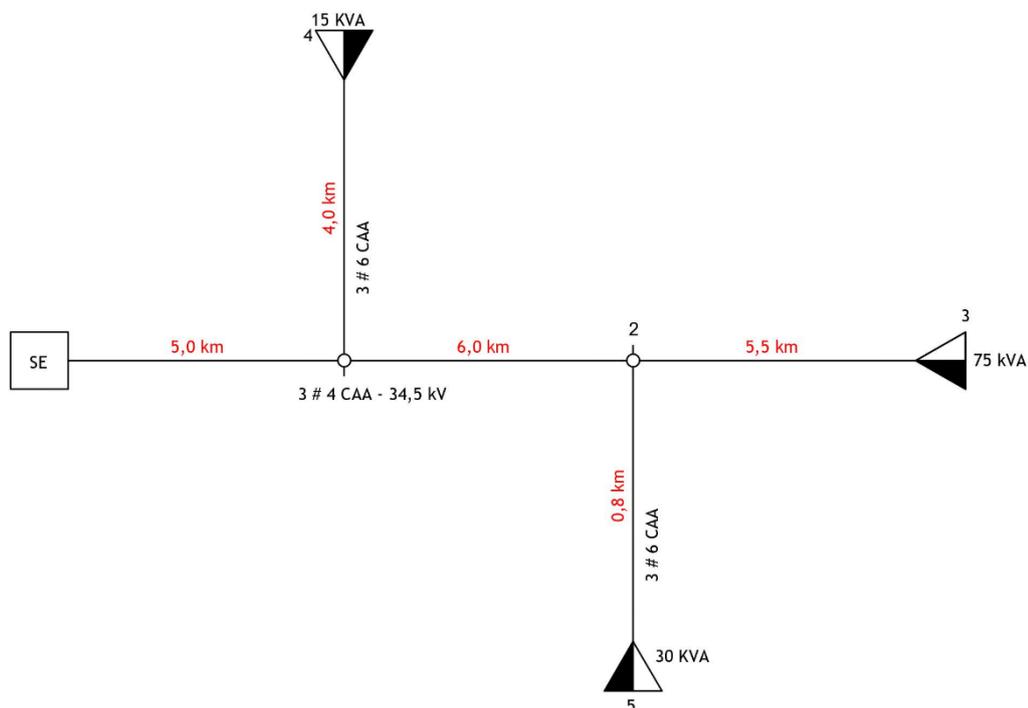
DESENHO NDU 007.09. Modelo de Perfil Planialtimétrico.



NOTAS:

1. Nas situações de travessias com linhas aéreas, deverá ser tomado o máximo precaução no levantamento planialtimétrico dos pontos situados abaixo dos cabos da linha atravessada, assim como, de todas as estações estabelecidas no intervalo de 300 metros, antes e depois do cruzamento. A altura dos cabos da linha atravessada deve ser determinada por visadas de pontos, antes e depois do cruzamento.
2. O levantamento planialtimétrico servirá de subsídio tanto para elaboração do projeto quanto para o processo de aquisição deve conter detalhes importantes tais como: propriedades, divisas, cercas, benfeitorias; represas, lagoas, cursos d'água e canais; linhas elétricas aéreas e de telecomunicações; rodovias e ferrovias; demais acidentes, tubulações especiais (gasodutos, fibra ótica) etc;

DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.



Trecho		Carga			Condutores	Queda de Tensão		
Designação	Comp.	Distrib. No Trecho	Acum. no Final do Trecho	Total		Unitária no Trecho		Total
A	B	C	D	$E = (C / 2 + D) * B$	F	G	$H = (E * G)$	I
Primária	Km	MVA	MVA	MVA * km	N° AWG	%	%	%
SE - 1	5,00	-	0,120	0,600	3#4 CAA	0,134	0,08	0,08
1 - 2	6,00	-	0,105	0,630	3#4 CAA	0,134	0,84	0,164
2 - 3	5,50	-	0,075	0,413	3#4 CAA	0,134	0,55	0,219
1 - 4	4,00	-	0,015	0,060	3#6 CAA	0,193	0,012	0,092

Tabela do DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.

FOLHA PARA CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO

Linha: _____ kV Estações de AT: A - _____ MVA **Cálculo Diurno:** _____
Estação: _____ Transformadores de Distribuição: Z - _____ MVA **Cálculo Diurno:** _____
Regulado: _____ % Carga de Linha: C = _____ x kv 10³ = MVA (AMP)

Diagrama Simplificado:

C > Z F = _____ C - Z A C < Z F = _____ C Z

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE CARGA AVALIADA: DIURNA OU NOTURNA

Trecho	Carga Ligada no ponto Extremo do Trecho				CARGA QUE CIRCULA NO TRECHO (MVA) C	COMPRIMENTO DO TRECHO (KM) (7)	MVA x KM (6) * (7)	SEÇÃO DO CONDUITO R (MM²)	QUEDA DE TENSÃO			TENSÃO NO FIM DE CADA TRECHO % (13)
	Carga Instalada (MVA)		Carga Avaliada (MVA)						UNITÁRIA ACUMULADA % (10)	NO TRECHO % (8) * (10)	ACUMULADA % (12)	
	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO (1)	EST. CONS. E (2)	TRANSFORMADORES DE (3)=(1)*(F)	EST. CONS. E (4)=(2)*(F)								
Est - 1	0,250	0,150	0,250	0,027	1,823	0,500	0,900	62,47	0,4560	0,410	0,410	99,59
1 - 2	-	0,250	-	0,045	1,546	0,600	0,928	62,47	0,4560	0,423	0,833	99,16
2 - 3	-	0,400	-	0,072	1,501	0,800	1,200	62,47	0,4560	0,547	1,380	98,62
3 - 4	-	0,275	-	0,050	1,429	0,900	1,286	62,47	0,4560	0,586	1,966	98,03
4 - 5	0,350	-	0,350	-	1,379	1,000	1,379	62,47	0,4560	0,629	2,595	97,40
5 - 6	-	0,275	-	0,050	1,029	0,800	0,823	39,25	0,6085	0,500	3,095	96,90
6 - 7	-	0,500	-	0,090	0,979	0,500	0,490	39,25	0,6085	0,298	3,393	96,60
7 - 8	0,825	0,250	0,825	0,045	0,889	0,300	0,267	39,25	0,6085	0,163	3,556	96,44



23. ANEXOS

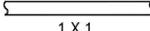
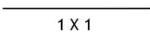
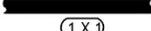
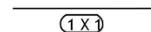
ANEXO A. Simbologias.

ANEXO B. Método Estimativo para Cálculo das Demandas de Consumidores Residenciais e Não Residenciais Rurais.

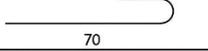
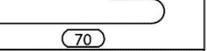
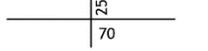
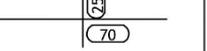
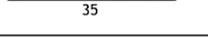
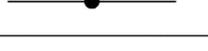
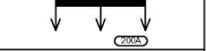
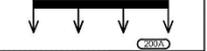
ANEXO C. Esquemas de Estaiamentos.

ANEXO D. Critério de Travessia sobre Ferrovias.

ANEXO A - Simbologia.

DESCRIÇÃO	TIPOS	SÍMBOLOS	
		EXISTENTE	PROJETADO
CÂMARA TRANSFORMADORA DE REDE	TA TB TC TD	 TB	 (TB)
CÂMARA TRANSFORMADORA DE CONSUMIDOR	SA SB SC		OU
CÂMARA DE MANOBRA	VA VB VC		 (TB)
POÇO DE INSPEÇÃO	XA XB	 XB OU  XB	 XB  XB OU  XB  XB
CAIXA DE INSPEÇÃO	ZA ZB ZC ZD	 ZD	 OU  (ZD) (ZD)
BANCO DE DUTOS	1 X 1 1 X 3 2 X 3 ETC	 1 X 1 OU  1 X 1	 (1 X 1) OU  (1 X 1)
CAIXA DE PASSAGEM SUBTERRÂNEA			
DESCIDA DE POSTE PRIMÁRIO OU SECUNDÁRIO		 100-FG	 100-FG OU  100-FG
INDICAÇÃO DE MATERIAL, ESTRUTURA OU EQUIPAMENTO "A INSTALAR"			
INDICAÇÃO DE MATERIAL, ESTRUTURA OU EQUIPAMENTO "A RETIRAR"			

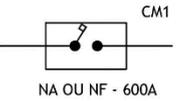
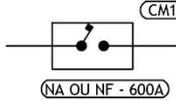
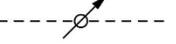
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
EXTREMIDADE DE UM CONDUTOR NÃO CONECTADO		
CRUZAMENTO DE CONDUTORES SEM CONEXÃO		
CONDUTOR OU GRUPO DE CONDUTORES		
CONEXÃO DE CONDUTORES		
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 400mm ²	A	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 120mm ²	B	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 50mm ²	C	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 185mm ²	D	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 240mm ²	E	
CONEXÃO PREMOLDADA DESCONECTÁVEL (TDC/TDR) CONDUTOR DE M.T. - 120 mm ²	b	
CONEXÃO PREMOLDADA DESCONECTÁVEL (TDC/TDR) CONDUTOR DE M.T. - 50 mm ²	c	
CONEXÃO PREMOLDADA PRIMÁRIA, COMPOSTA POR 2 CONDUTORES Al, 400mm ² (MBT) E UM CONDUTOR Al, 120mm ² (DESCONECTÁVEL)		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 3 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 5 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 8 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO H 12 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO TRIPLEX ISOLADO PARA 15 / 25 kV - 200A		
BARRAMENTO QUADRUPLIX ISOLADO PARA 15 / 25 kV - 200A		

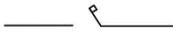
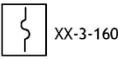
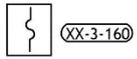
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
LUVA DE COMPRESSÃO BIMETÁLICA 240mm ² - Cu / 240mm ² - Al		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE COBRE - 240 mm ²		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE ALUMÍNIO - 240 mm ²		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE COBRE E ALUMÍNIO - 240 mm ²		
PROTETOR DE RETICULADO		
DISJUNTOR DE B. T.		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA RETICULADO		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA RADIAL (COM TERMINAIS DESCONNECTÁVEIS)		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA DUPLA ALIMENTAÇÃO (COM TERMINAIS DESCONNECTÁVEIS)		
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - ALIMENTADORES 01 e 02 - EM CABOS ISOLADOS PARA 15kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 400mm ² E NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm ²	$\text{--- } 2[3\#400(70)] - 13,8\text{kV} \text{---}$ <p style="text-align: center;">Al. 01 e 02</p>	$\text{--- } 2[3\#400(70)] - 13,8\text{kV} \text{---}$ <p style="text-align: center;">Al. 01 e 02</p>
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - C1 e C2 - EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 240mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm ²	$\frac{3\#240(70) - C1}{C1 - C2}$	$\frac{3\#240(70) - C1}{2[3\#240(70)] - C1 - C2}$
	$\frac{2[3\#240(70)] - C1 - C2}{3\#240(240) - C1}$	$\frac{2[3\#240(70)] - C1 - C2}{3\#240(240) - C1}$
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - C1 e C2 - EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 240mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 240mm ²	$\frac{3\#240(240) - C1}{2[3\#240(240)] - C1 - C2}$	$\frac{3\#240(240) - C1}{2[3\#240(240)] - C1 - C2}$
	$\frac{2[3\#240(240)] - C1 - C2}{3\#240(240) - C1}$	$\frac{2[3\#240(240)] - C1 - C2}{3\#240(240) - C1}$

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS													
	EXISTENTE	PROJETADO												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 70mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 35mm ²	3#70 (35) - R1	<u>3#70 (35) - R1</u>												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 70mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm ²	3#70 (70) - R1	<u>3#70 (70) - R1</u>												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 240mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 35mm ²	3#240 (35) - R1	<u>3#240 (35) - R1</u>												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO R1, EM CABOS ISOLADOS PARA 600V, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 16mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 10mm ²	<u>3#16 (10) - R1 1</u>	<u>3#16 (10) - R1 1</u>												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO R1, EM CABOS ISOLADOS PARA 600V, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 16mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 16mm ²	<u>3#16 (16) - R1 1</u>	<u>3#16 (16) - R1 1</u>												
POSIÇÃO DOS CIRCUITOS NUM BANCO DE DUTOS DO TIPO 2X3	<table border="1" style="border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>C2</td> <td></td> <td>C3</td> </tr> <tr> <td>AL3</td> <td></td> <td>AL5</td> </tr> </table>	C2		C3	AL3		AL5	<table border="1" style="border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td><u>C2</u></td> <td></td> <td><u>C3</u></td> </tr> <tr> <td><u>AL3</u></td> <td></td> <td><u>AL5</u></td> </tr> </table>	<u>C2</u>		<u>C3</u>	<u>AL3</u>		<u>AL5</u>
C2		C3												
AL3		AL5												
<u>C2</u>		<u>C3</u>												
<u>AL3</u>		<u>AL5</u>												
CHAVE FACA SECA, ABERTURA EM CARGA, COM TERMINAL "T" PARA 600A, INSTALADA EM CÂMARA DE MANOBRA	 <p style="text-align: center;">CM1 NA OU NF - 600A</p>	 <p style="text-align: center;"><u>CM1</u> <u>NA OU NF - 600A</u></p>												
INDICADOR DE DEFEITO														
TERMINAL DE CABO DE M.T. (MUFLA) (CONVERSÃO DE RDA PARA ROS)														
TERMINAL DESCONECTÁVEL TIPO COTOVELO TDC -15 / 25kV - 200 A														
BUCHA ISOLANTE BLINDADA PIB -15 / 25kV - 200 A														
TERMINAL DESCONECTÁVEL APLICADO EM BUCHA ISOLANTE BLINDADA INSTALADA EM EQUIPAMENTOS														
RECEPTÁCULO ISOLANTE BLINDADO RIB -15 / 25kV - 200 A														

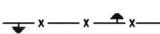
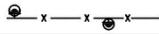
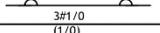
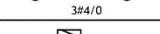
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
CHAVE SECCIONADORA ABERTURA SOB CARGA		
CHAVE DE TRANSFERÊNCIA (M.T.)		
QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO PEDESTAL - QDP		
TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA		
TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) - ENERGISA		
TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) - PARTICULAR		

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		INSTALADO	A INSTALAR
RELIGADOR E SECCIONALIZADOR	RELIGADOR TRIPOLAR (V6H, BOBINA SÉRIE DE 50A, SEQUÊNCIA 1A+ 2B)	 XXXXX-100A	 XXXXX-100A
	RELIGADOR TRIPOLAR (V4H, BOBINA SÉRIE DE 25A, SEQUÊNCIA 2A+ 2B)	 XXXXX-100A	 XXXXX-100A
	RELIGADOR TRIFÁSICO ELETRÔNICO	 XXXXX-630A	 XXXXX-630A
	SECCIONALIZADOR TRIPOLAR (GN3, BOBINA SÉRIE DE 70 A, 3 OPERAÇÕES)	 XXXXX-100A	NÃO É MAIS INSTALADO
	SECCIONALIZADOR UNIPOLAR (GH, BOBINA SÉRIE DE 70 A, 2 OPERAÇÕES)	 XXXXX-100A	
	SECCIONALIZADOR ELETRÔNICO	 XXXXX-100A	 XXXXX-100A
BANCO CAPAC E REG TENSÃO	BANCO DE CAPACITADORES AUTOMÁTICO	 XXXXX-600kVAr	 XXXXX-600kVAr
	BANCO DE CAPACITADORES FIXO	 XXXXX-150kVAr	 XXXXX-150kVAr
	REGULADOR DE TENSÃO	 XXXXX-76kVA	 XXXXX-76kVA
	REGULADOR AUTO-BOOSTER	 XXXXX-50A	NÃO É MAIS INSTALADO
P RAIOS	PÁRA-RAIOS DE M T		
	PÁRA-RAIOS DE B T		
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO	 XXXXX-75	 XXXXX-75
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO ISOLADO	 XXXXX-75I	 XXXXX-75I
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL	 XXXXX-75	 XXXXX-75
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL COM CHAVE FUSÍVEL DESLOCADA	 XXXXX-75	 XXXXX-75
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL COM CHAVE DESLOCADA PARTICULAR	 P-XXXXXX-75	 P-XXXXXX-75
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO PARTICULAR	 P-XXXXXX-75	 P-XXXXXX-75
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO ISOLADO PARTICULAR	 P-XXXXXX-75I	 P-XXXXXX-75I
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL PARTICULAR EM POSTE	 P-XXXXXX-45	 P-XXXXXX-45
	TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) ENERGISA	 XXXXX-75	 XXXXX-75
	TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) PARTICULAR	 P-XXXXXX-75	 P-XXXXXX-75
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL ENERGISA EM CABINE	 XXXXX-150	 XXXXX-150
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL PARTICULAR EM CABINE	 P-XXXXXX-150	 P-XXXXXX-150
	AUTOTRANSFORMADOR	 XXXXX-75	NÃO É MAIS INSTALADO
	SECCIONAMENTO	SECCIONAMENTO NO VÃO COM ISOLADOR CASTANHA	
SECCIONAMENTO EM CRUZAMENTO COM ISOLADOR CASTANHA			
SECCIONAMENTO DE ESTAI (CZ/P) COM ISOLADOR CASTANHA			

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		INSTALADO	A INSTALAR
POSTES	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO CIRCULAR	 12-300	 12-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T	 12-300	 12-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T (PADRÃO INCORPORADO)	 10-300	 10-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO RETANGULAR	 12-300	 12-300
	POSTE DE MADEIRA	 12-300M	 12-300M
	POSTE MODULAR AÇO/MADEIRA (DUPLO U)	 12-150	 12-150
	POSTE DA ENERGVBISA EM USO MÚTUO COM A TELEFONIA	 10-300 UT	 10-300 UT
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM A TV A CABO	 10-300 UC	 10-300 UC
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM A TELEFONIA E TV A CABO	 10-300 UTC	 10-300 UTC
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM RMS (REDE MULTI-SERVIÇO)	 10-300 UR	 10-300 UR
	POSTE DA EMPRESA DE TELEFONIA EM USO MÚTUO COM A ENERGISA	 10-300 TU	 10-300 TU
	POSTE DA EMPRESA DE TV A CABO EM USO MÚTUO COM A ENERGISA	 10-300 CU	 10-300 CU
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO, TELEFONIA, TV A CABO E REDE MULTI SERVIÇO	 10-300 UTCR	 10-300 UTCR
	POSTE COM BASE CONCRETADA	 12-150	 12-150
	POSTE COM ENGASTAMENTO E PROFUNDIDADE AUMENTADA	 12-300PA1,8	 12-300PA1,8
	POSTE EXCLUSIVO DE IP - VER NDU XXX		
ATERRAMENTO	ATERRAMENTO		
	ATERRAMENTO DE CERCAS		
	PONTO DE ATERRAMENTO TEMPORÁRIO EM RDP		
COBERTURA	COBERTURA PROTETORA DE B T		NÃO É MAIS INSTALADO
	COBERTURA PROTETORA DE M T		
CHAVES	CHAVE INTERRUPTORA SF6 BLINDADA	 XX-XXX	 XX-XXX
	CHAVE INTERRUPTORA TRIPOLAR	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE SECCIONADORA BASCULANTE TRIPOLAR	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE FACA UNIPOLAR 400 / 630 A	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE UNIPOLAR COM LÂMINA BY PASS 300 A	 XX-300A	 XX-300A
	CHAVE A ÓLEO UNIPOLAR	 01	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE A ÓLEO TRIPOLAR	 03	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE FUSÍVEL 50A - 1,25kA (ANTIGA)	 50A/5H	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE FUSÍVEL 100 / 200 A	 200A/10kA/5H	 200A/10kA/5H
	CHAVE FUSÍVEL REPETIDORA	 XXXXX-100A-40T	 XXXXX-100A-40T

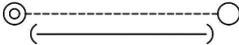
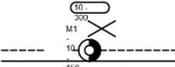
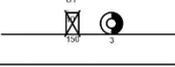
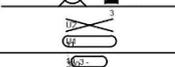
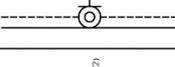
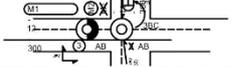
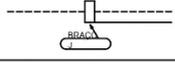
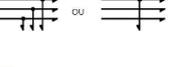
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
DERIVAÇÃO DE SECUNDÁRIO A INSTALAR	
RETIRADA DE ISOLADOR DE CASTANHA E INSTALAÇÃO DE AFASTADOR	
ALTERAÇÃO NO SECUNDÁRIO: MUDANÇA DOS CONDUTORES FASE 4AWG PARA 2AWG COM PRIMÁRIO A INSTALAR	
TRANSIÇÃO DO PRIMÁRIO TRIFÁSICO PARA MONOFÁSICO	
MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR PRIMÁRIO NO MESMO NÍVEL DE CRUZETA	
ESTRUTURA TRIFÁSICA EM DOIS NÍVEIS DE CRUZETA	
REPRESENTAÇÃO DOS RAMAIS DE SERVIÇOS AÉREOS EM B. T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO SUBTERRÂNEO EM B. T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO AÉREO EM M. T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO SUBTERRÂNEO EM M. T.	

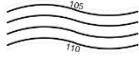
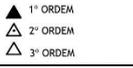
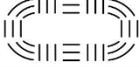
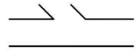
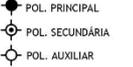
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		INSTALADO	A INSTALAR
ESTAI	ESTAI DE CRUZETA A POSTE		
	ESTAI DE CRUZETA A CRUZETA		
	ESTAI DE POSTE A POSTE (NÍVEL DO PRIMÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A POSTE (NÍVEL DO SECUNDÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A CONTRA POSTE (NÍVEL DO PRIMÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A CONTRA POSTE (NÍVEL DO SECUNDÁRIO)		
	ESTAI DE ÂNCORA		
CONDUTORES	CONDUTORES EM ELETRODUTO PARA IP		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA PROTEGIDA		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA CONVENCIONAL		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA ISOLADA		
	CONDUTORES SECUNDARIOS DE REDE AÉREA CONVENCIONAL		
	CONDUTORES SECUNDARIOS DE REDE AÉREA ISOLADA DE B T		
	MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR DE M T MESMO NÍVEL		
	MUDANÇA DE MODALIDADE DE REDE		
	MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR B T		
	CIRCUITO PRIMÁRIO DUPLO DE MESMA SEÇÃO (PLANTA DETALHE)		
	CIRCUITO PRIMÁRIO DUPLO DE SEÇÕES DIFERENTES		
REDES 34,5kV	POSTO DE TRANSFORMAÇÃO ELEVADOR		
	POSTO DE TRANSFORMAÇÃO ABAIXADOR		
	CHAVE 34,5kV/13,8kV		
	REDE PRIMÁRIA 34,5 kV		
	ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 2,5 e 5,0 MVA (4 POSTES)		
	ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 1,0 MVA (2 POSTES)		
CONEXÃO PREMOLDADA	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 185mm ² / 15kV		
	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 120mm ² / 15kV		
	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 50mm ² / 15kV		
	CONEXÃO TDC OU TDR - 120mm ²		
	CONEXÃO TDC OU TDR - 50mm ²		
ESCOSESSE RA	ESFERA DE SINALIZAÇÃO		
	ESCORA DE SUBSOLO		

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
ESTAI PROJETADO COM CABO DE AÇO DE 9,5mm	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DO MESMO TIPO	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DE TIPO DIFERENTE	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DE TIPO RESISTÊNCIA E ESTRUTURA DIFERENTE	
INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR PARA ATENDIMENTO EXCLUSIVO	
REMOÇÃO DE POSTE DO MESMO TIPO COM ALTERAÇÃO DE ESTRUTURA E INSTALAÇÃO DE POSTE	
INSTALAÇÃO DE BRAÇO J EM CASOS ESPECIAIS PARA AFASTAMENTO DE REDE SECUNDÁRIA ISOLADA	
INDICAÇÃO DA SEQUÊNCIA DE FASE A SEGUIR	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
CURVAS DE NÍVEL		CAMINHO	
CERCA DE ARAME		CERCA VIVA	
TELEFONE / CORREIO		VÉRTICES GEODÉSICOS	
PEDRA / ROCHA		ÁRVORE ISOLADA	
ESTRADA PAVIMENTADA		GUIA	
CERCA DE MADEIRA OU TAPUME		CERCA MISTA	
ESTAÇÃO DE LEVANTAMENTO		VÉRTICES TOPOGRÁFICOS	
MATO / CULTURA		RIO / RIBEIRÃO CÓRREGO / FILETE	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
GUIA REBAIXADA		EIXO	
ALAMBRADO OU GRADIL		BOCA - DE - LOBO E BOCA - DE - LEÃO	
RN OFICIAL		PONTO COTADO	
ALAGADO		LAGOA / REPRESA	
ESTRADA DE FERRO		ALINHAMENTO INDEFINIDO	
ESCADA		POÇO DE VISITA	
RN TOPOGRÁFICO		PONTO DE DIVISA NÃO MATERIALIZADO	
ALAGADO COM VEGETAÇÃO BREJO		CANALETA	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
CONSTRUÇÃO ALVENARIA		MURO	
HIDRANTE / REGISTRO	<ul style="list-style-type: none"> ○ HD (HIDRANTE) ○ RG (REGISTRO D'ÁGUA) 	POSTE / LUMINÁRIA	<ul style="list-style-type: none"> ⊖ (POSTE) ⊕ (LUMINÁRIA)
TORRE DE ALTA-TENSÃO		TALUDE	
TUBO		PONTO DE SONDAGEM	
CONSTRUÇÃO DE MADEIRA LAJE OU COBERTURA		MURO DE ARRIMO	
CAIXA DE INSPEÇÃO	<ul style="list-style-type: none"> ■ CT (TELEFONE) ■ CE (ELETRICIDADE) ■ CX (NÃO IDENTIFICADO) 	PLACAS DE SINALIZAÇÃO	<ul style="list-style-type: none"> ○ PL (PLACA) ○ SM (SEMÁFORO)
VALETA		AREIA	
PONTE			

ANEXO B. Método Estimativo para Cálculo das Demandas de Consumidores Residenciais e Não Residenciais Rurais

Os métodos descritos nos itens 1 e 2 destinam-se a consumidores em baixa tensão residenciais e não residenciais:

a) Consumidores Residenciais

Para as situações de estimativa da demanda dos consumidores residenciais devem ser adotados os valores individuais de demanda diversificada em kVA, correlacionando o número e o nível de consumidores no circuito, de acordo com a Tabela Anexo A.

b) Consumidores não Residenciais:

Enquanto para a estimativa da demanda dos consumidores não residenciais podem ser utilizados dois métodos, conforme disponibilidade de dados existentes:

1. Método: a estimativa dos valores da demanda para consumidores em função da carga total instalada, ramo de atividade e simultaneidade de utilização dessas cargas, deve ser determinado conforme a Equação a seguir.

$$D_{Cnr} = \frac{C_{instalada} \times F_d}{F_p} \text{ (kVA)}$$

Onde:

$C_{instalada}$ = Carga Instalada, em kW declarada em projetos ou formulários de cargas;

F_d = Fator típico, conforme Tabela 05, conforme seção das Tabelas;

F_p = Fator de potência da Tabela 02.

2. A estimativa da demanda deve ser realizada com base no consumo extraído dos dados de faturamento. É prudente utilizar a média do consumo dos consumidores num período de no mínimo 3 (três) meses. O cálculo deve ser realizado conforme a Equação abaixo.

$$D_{\text{Cnr}} = \frac{C_M}{730 \times F_C \times F_p} \text{ (kVA)}$$

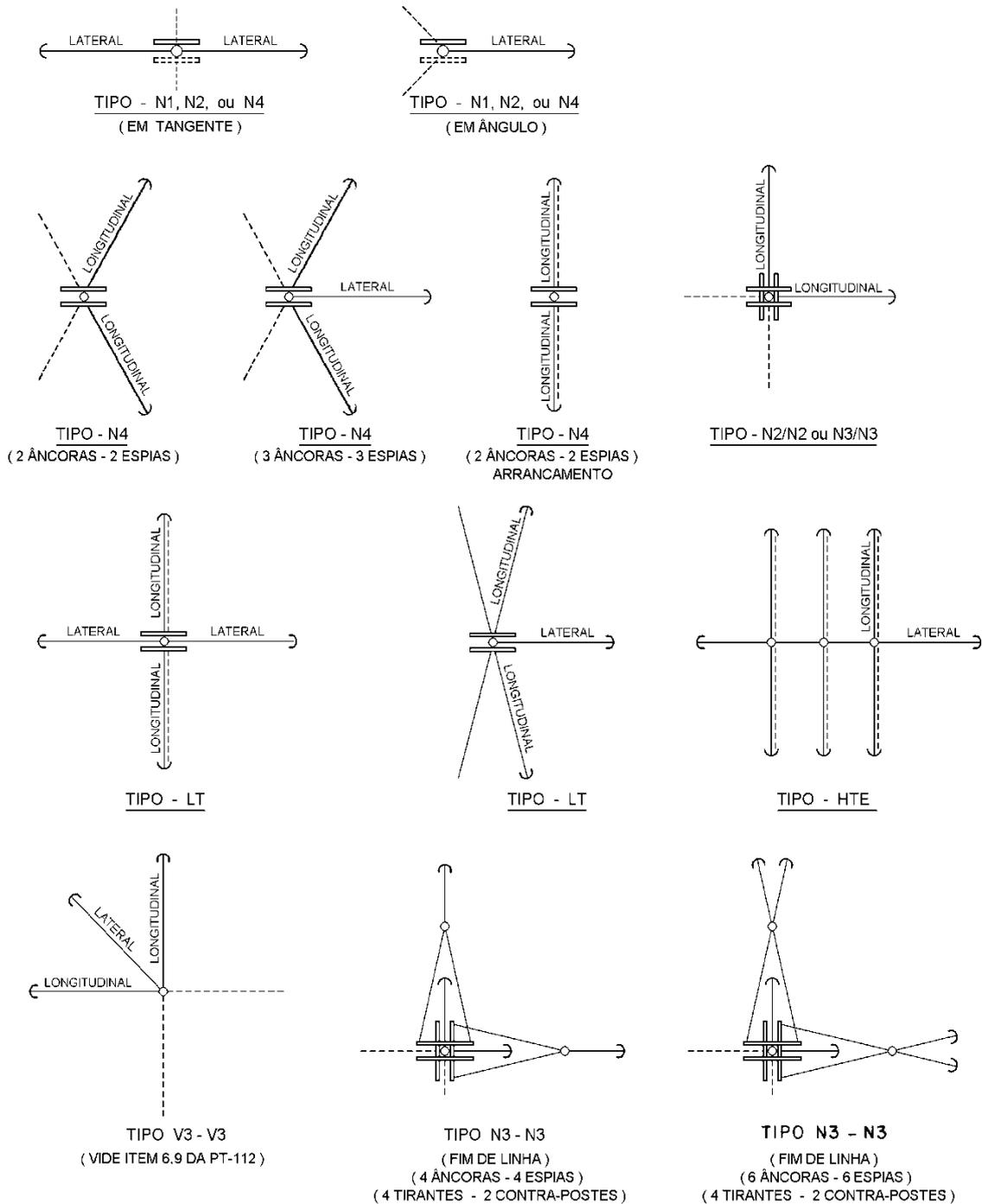
Onde:

C_M = Consumo Médio do consumidor, em kWh;

F_C = Fator de Carga típica, de acordo com Tabela 05;

F_p = Fator de potência da Tabela 02.

ANEXO C. Esquemas de Estaiamentos.



NOTA:

1. Quando possível deve-se evitar ao máximo a instalações de estais com aplicação de tais alternativas: redução dos vãos médio, aplicação de fundações especiais ou ainda aumento do esforço mecânico dos postes.

ANEXO D. Critérios de Travessia Sobre Ferrovias.

Os termos técnicos utilizados nesta norma são aqueles definidos na NBR 7641.

Levantamento Topográfico: É a implantação topográfica do traçado na região determinada, seguindo as diretrizes previamente estabelecidas determinando o relevo da superfície do terreno, a localização dos acidentes naturais e artificiais.

Nivelamento: É a operação de medição direta ou indireta, de distâncias verticais, visando a determinação de altitudes (cotas) fornecendo os elementos altimétricos para confecção de perfis topográficos com vistas a posterior elaboração de projetos.

1. CONDIÇÕES GERAIS

1.1. Concessão

A concessão de travessia pela via férrea é regulada pelo Regulamento de Transportes Ferroviários e pelos decretos nº. 84.398 e nº. 86.859.

1.2. Classificação

A travessia pela via férrea é classificada de acordo com a NBR 7593.

1.3. Projeto

O projeto de travessia deverá ser elaborado em formato A1 ou A2. O projeto, em planta conforme Desenho 1 e em perfil, Desenhos 2 e 3, deverão conter, pelo menos, os seguintes itens referentes ao local da travessia:

- a) Tipo, observada a NBR 7593;
- b) Identificação da ferrovia;
- c) Localização através da utilização de GPS;
- d) Posição quilométrica (Km + m) e quilômetro inicial (origem); e) indicação do trecho no qual se encontra a travessia, por meio das localidades adjacentes de paradas de trem;

- f) Faixa de domínio;
- g) Condições técnicas;
- h) Nome da cidade e município onde se situa a travessia;
- i) Nome da RDR (localidade de origem e de destino);
- j) Determinação das estruturas;
- k) Outros detalhes que se fizerem necessários por imposição de circunstâncias especiais, quando o simples desenvolvimento planimétrico ou altimétrico não for suficiente para definir com precisão o local de montagem das estruturas ou a disposição e fixação dos condutores, estaiamentos, caixas de passagem, etc.
- l) Profissional responsável, com o respectivo número de registro no CREA, CFT ou CAU.

Entre as condições técnicas da travessia, incluem-se, obrigatoriamente, todas aquelas indispensáveis à verificação da observância desta norma e das seguintes outras: NDU 004.1, NDU 004.3, NDU 005, NDU 006, NBR 15688 e NBR 15992 5434, devendo constar ainda, no mínimo, os seguintes dados:

- a) Tensão nominal, número de fases, número de circuitos, número de condutores por fase e corrente máxima;
- b) Ângulo de travessia;
- c) Locais de parada de trens adjacentes;
- d) Posição dos condutores (cabos ou linhas aéreas abertas) da ferrovia;
- e) Material, seção, diâmetro, código, carga de ruptura e coeficiente de segurança de condutores;
- f) Tensão mecânica no lance da travessia;
- g) Flecha nas situações mais desfavoráveis;

- 
- h) Distância de postes ou estrutura de sustentação à fiada de trilhos mais próxima;
 - i) Distância do condutor ao plano de rolamento e a qualquer outro obstáculo porventura existente;
 - j) Faixa de segurança, de acordo com a NDU 016;
 - k) Detalhes, na escala mínima, segundo referências da NDU 006 e NDU 007, da fixação dos condutores nos suportes da travessia, com indicação de qualidade e características principais dos isoladores (material, dimensões e carga de ruptura eletromecânica);
 - l) Dimensões conforme as cotas assinaladas nos Desenhos 1, 2 e 3.
 - m) Nivelamento de 5 em 5 m na extensão da faixa de domínio e mais 5 m para cada lado a partir do limite da referida faixa;
 - n) Cotas do eixo, do boleto, do dormente, das cristas dos cortes ou dos pés dos aterros.

O levantamento do trecho deverá ser anexado ao projeto, através da caderneta de campo, passada a limpo, e assinada pelo responsável técnico, a qual deverá conter:

- a) número das estacas;
- b) distância entre as estacas;
- c) ângulo vertical;
- d) abscissa;
- e) cotas.

Não é permitida a utilização de poste ou estrutura da ferrovia para travessia.

Todo elemento de suporte de condutores, estais e caixa de inspeção tem que se situar fora da faixa de domínio ferroviário, observado o afastamento mínimo de 1,50 m da mesma. A critério da ferrovia pode ser autorizada a utilização da faixa de

domínio, caso condições topográficas da região e a estabilidade do suporte, no vão da travessia, assim o exijam e observado o seguinte:

- a) Gabarito das instalações fixas, observadas as NBR 11522 e NBR 11523;
- b) Distância mínima de 6 m de qualquer fiada de trilhos.

O suporte deverá ser colocado em posição tal que a menor distância, medida sobre a superfície do terreno, do suporte à fiada de trilhos mais próxima, seja maior do que a altura do suporte conforme Desenhos 2 e 3. O projeto da linha de distribuição deverá estar de acordo com a NBR 15688, observada ainda esta norma.

1.4. Travessia Aérea

1.4.1. Ângulo

O ângulo de travessia deverá ser de, no mínimo, 60°.

1.4.2. Vão

A travessia deverá ser em um só vão. As estruturas do vão de travessia da ferrovia deverão ser de ancoragem. O vão máximo para travessia em baixa tensão é de 80 m.

1.4.3. Condutor

Os condutores deverão ser de alumínio com alma de aço (CAA) ou quando houver travessia de rede de baixa tensão multiplexada, o cabo deverá ser de alumínio liga (CAL), dos quais devem ser especificadas as seguintes características:

- a) Material;
- b) Seção (AWG/MCM/mm²);
- c) Carga de ruptura;
- d) Carga de trabalho a 0°C, sem vento (tração de projeto).

1.4.4. Sustentação

Características do suporte:

- a) tipo;
- b) carga nominal;
- c) comprimento.

Deverá ser utilizado poste de concreto armado ou suporte metálico.

1.4.5. Emenda

Não é permitida emenda no vão da travessia.

1.4.6 Isoladores:

- a) número por fase;
- b) tipo/material;
- c) dimensões;
- d) carga de ruptura eletromecânica.

1.4.7 Cercas

Sempre que ocorrer intersecção de cerca por projeção horizontal da linha de distribuição de energia elétrica, a mesma deve ser seccionada e aterrada, conforme o disposto nas NDU 005 e NDU 034.

1.4.8. Altura

A altura mínima do condutor, no vão da travessia, medida sobre a superfície de rolamento, na condição de flecha máxima, de qualquer fiada de trilhos deverá ser de:

$$D = a + 01,0 (D_u - 69) ,$$

Nunca menor que **a**,

Onde, D é a altura, em metros;

a= 9 m para ferrovia não eletrificada e não eletrificável;

a= 12 m para ferrovia eletrificada ou eletrificável;

D_u é a distância numericamente igual à tensão nominal da linha em kV, em metros. Sobre linha de telecomunicações ou de energia da ferrovia, a distância vertical mínima é calculada pela fórmula:

$$D = 7,1 + 01,0 (Du - 69),$$

Observado o mínimo de 1,7 m e sendo Du correspondente à tensão mais elevada das linhas consideradas.

1.4.9. Via Eletrificada

A travessia aérea de média tensão, sobre via férrea eletrificada ou eletrificável, não pode se situar sobre suporte da ferrovia ou, quando isto for impossível, a distância vertical mínima do condutor ao suporte, na condição de flecha máxima, é calculada pela fórmula:

$$D = 0,4 + 01,0 (Du - 69),$$

Observado o mínimo de 4,0 m e sendo Du a distância numericamente igual à tensão nominal da linha em kV, em metros.

1.4.10. Carga

Nas condições mais desfavoráveis, as cargas atuantes em um condutor de travessia deverão ser, em porcentagem da carga de ruptura do cabo, no máximo, as seguintes: 20% para cabo de alumínio com alma de aço (CAA) e 12% para cabo de alumínio-liga (CAL).

1.4.11. Pátio

Deve ser evitada travessia sobre pátio ferroviário. Quando a travessia for feita em áreas de manobra, o topógrafo terá que consultar o órgão responsável pela ferrovia, pois nesses locais e em estações a faixa de domínio é variável.

1.4.12. Flecha

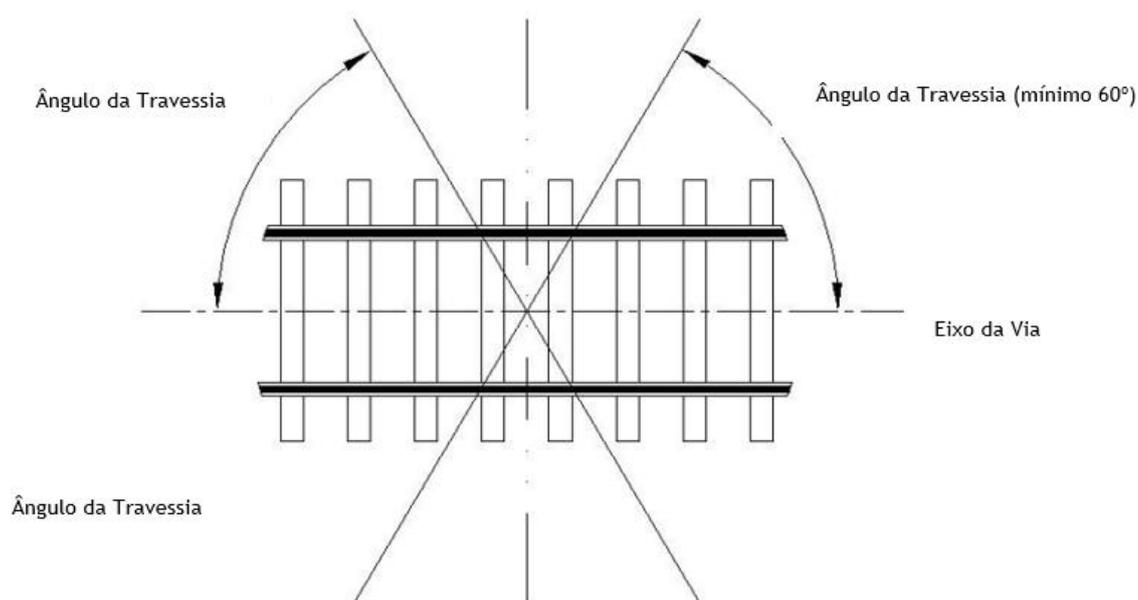
do Condutor A altura mínima do condutor deverá ser mantida, mesmo no caso do rompimento no vão adjacente a uma cadeia de suspensão.

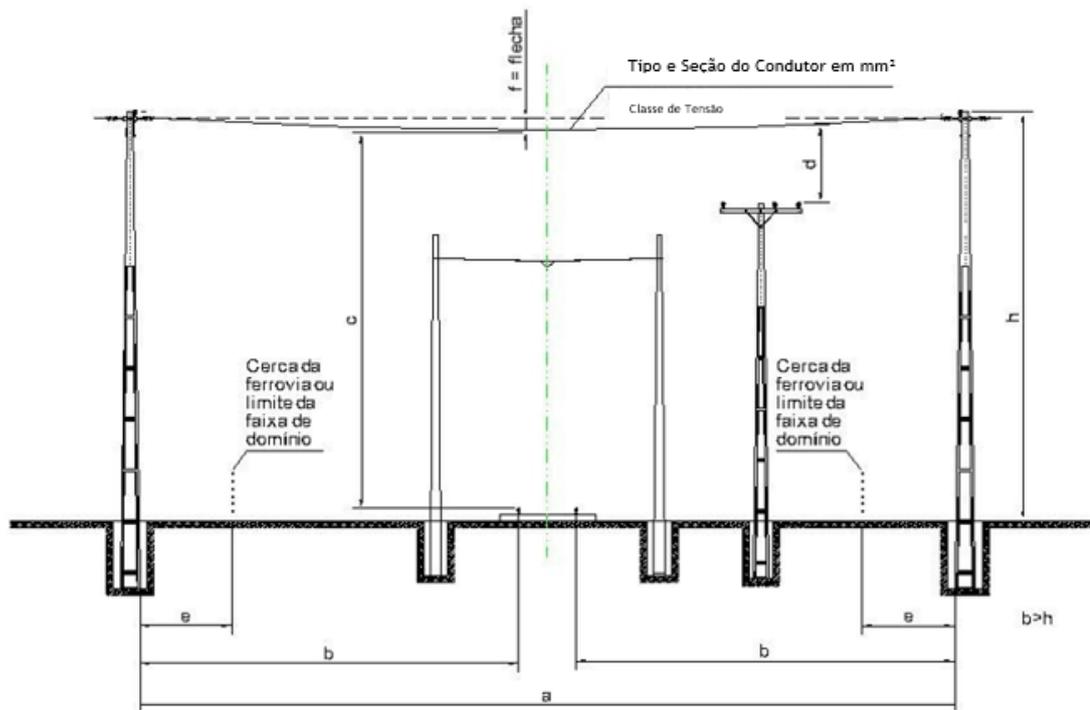
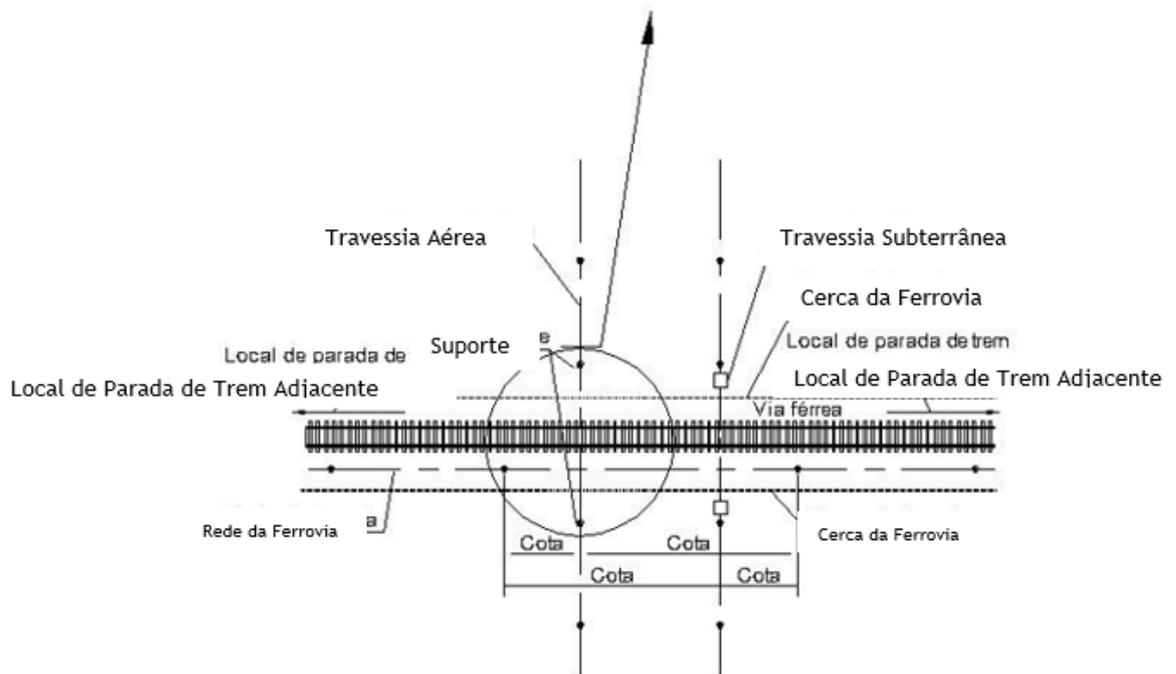
Na falta de cálculo específico para determinação da nova altura do condutor sobre a superfície do rolamento, quando do rompimento do cabo no vão adjacente a uma das cadeias de suspensão, poderá ser considerada a altura, na condição de flecha máxima, verificada antes do rompimento, acrescida de 2% da distância horizontal medida na direção da linha considerada, entre o eixo da travessia e o eixo do suporte de suspensão mais próximo.

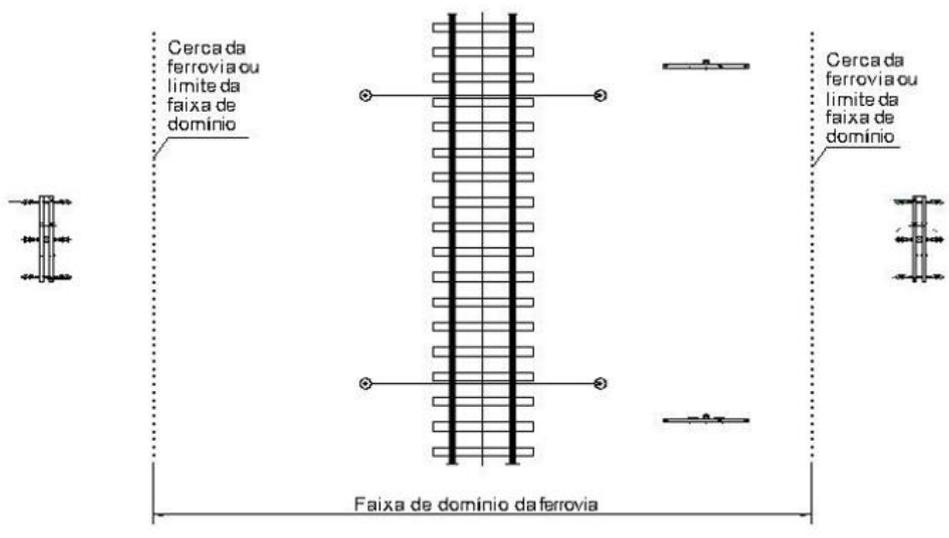
Na impossibilidade de ancoragem de poste de linha de distribuição, através de estai, pode ser usada escora de subsolo ou base concretada.

4.4.13. Estai

- Diâmetro (mm);
- Tipo de cordoalha;
- Carga de ruptura (daN).

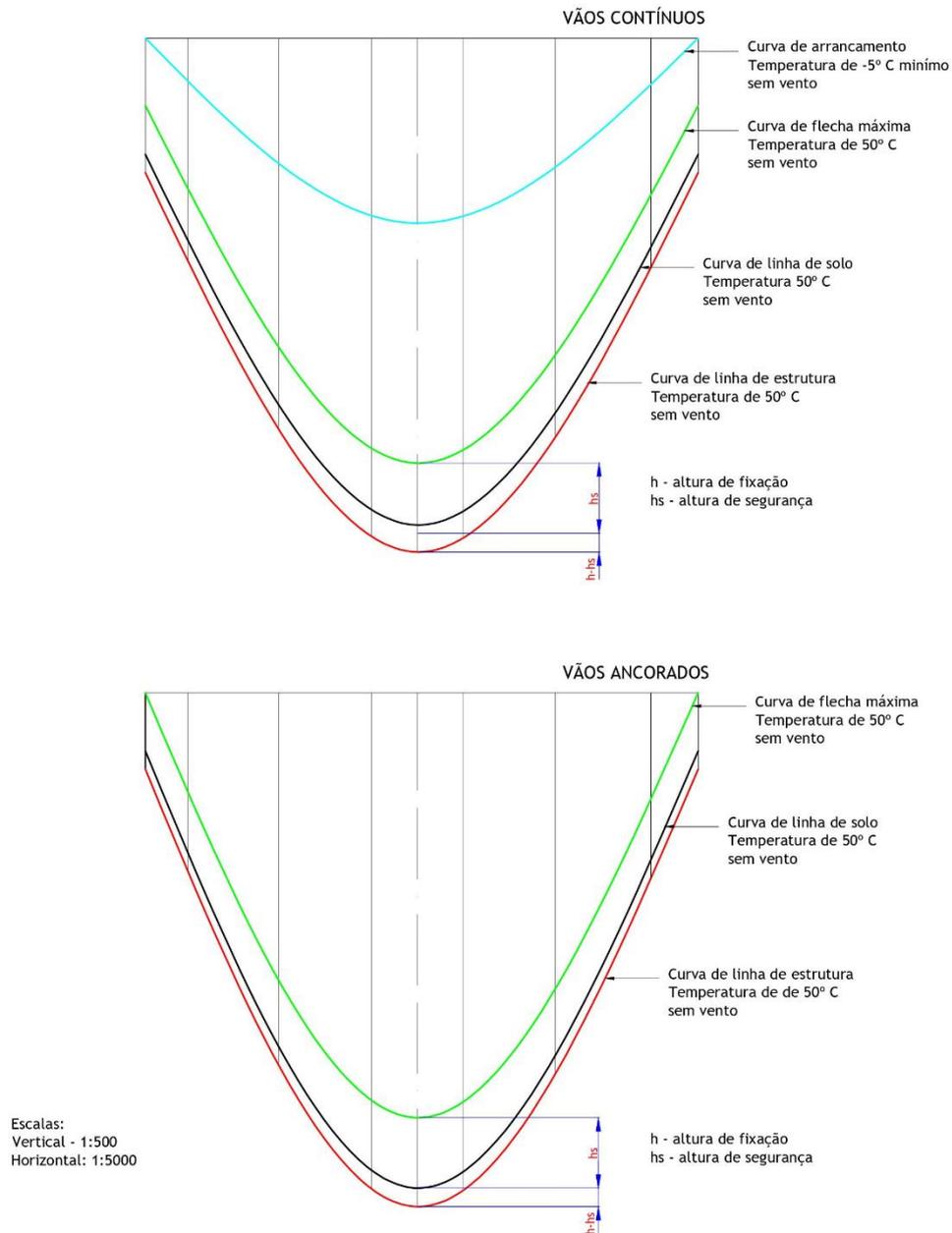






ANEXO E. Gráficos de Utilização De Estruturas.

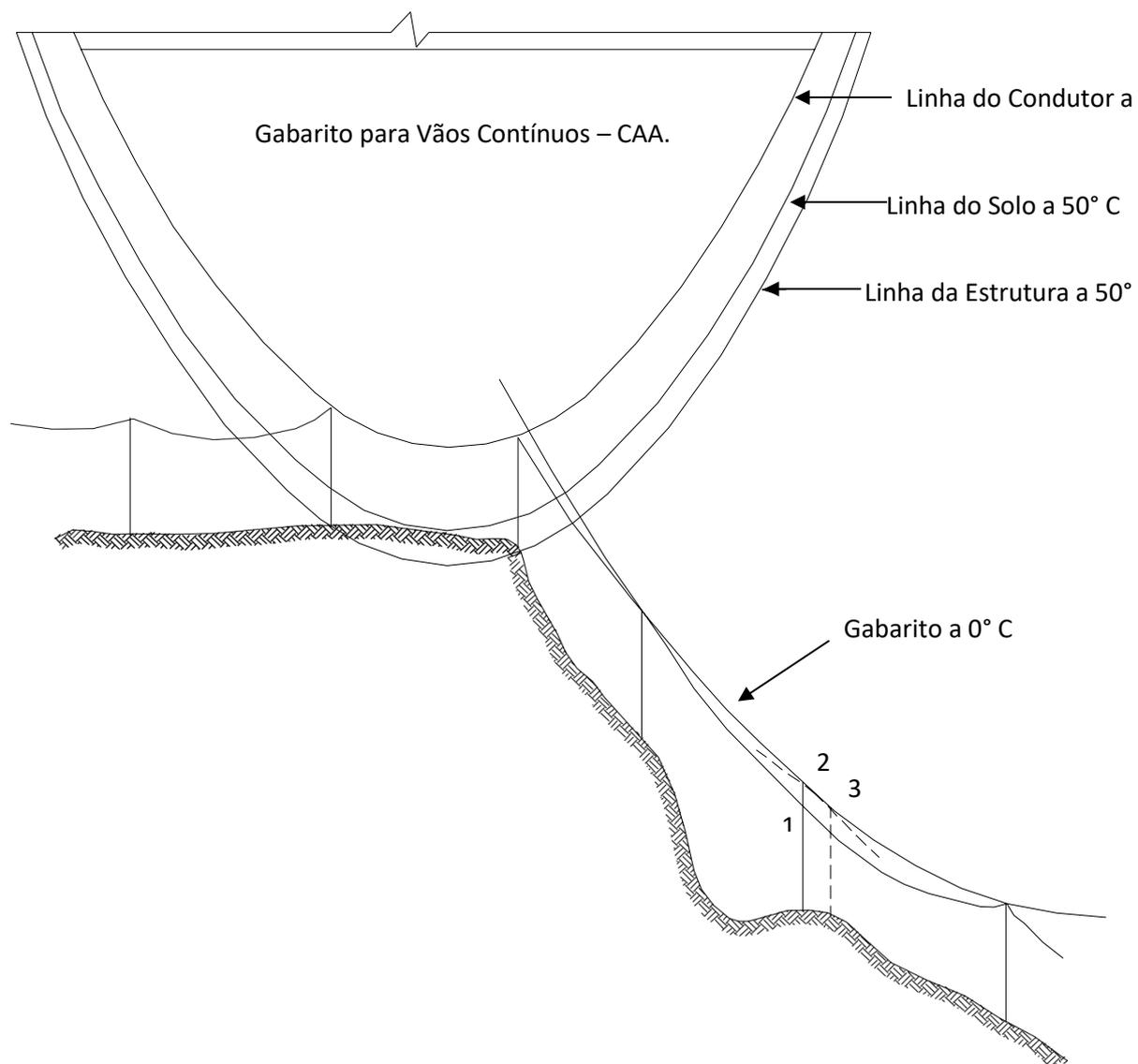
GABARITO PARA VÃOS CONTÍNUOS E ANCORADOS.



NOTAS:

1. Os ábacos ou gráficos de Utilização de estruturas estarão em documento a parte a NDU 007.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO.



NOTAS:

2. Estrutura sob esforço de arrancamento;
3. Estrutura sem esforço de arrancamento;
4. Estrutura sem esforço de arrancamento devido ao deslocamento do pé dela.

