



MANUAL DE CONVERSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS EM SUBTERRÂNEAS EM LOCAIS URBANIZADOS

Gerente do Projeto: Rogério Macedo Moreira
Coordenador da Equipe Projeto: Manuel Luis Borges Campos

Gerente do Projeto: Rogério Macedo Moreira
Coordenador da Equipe Projeto: Manuel Luis Borges Campos



MANUAL DE CONVERSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS EM SUBTERRÂNEAS EM LOCAIS URBANIZADOS

Este manual é um produto do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento: “DE-3006: Critérios e Soluções para Implantação de Redes de Distribuição Subterrâneas com Recursos Inteligentes em Locais Urbanizados, considerando Interferências com outros Serviços Públicos e Privados” realizado no âmbito do programa de P&D da ANEEL



PUBL!T SOLUÇÕES
EDITORIAIS

Copyright© 2016 por Rogério Macedo Moreira e Manuel Luis Borges Campos
Título Original: Manual de Conversão de Redes de Distribuição Aéreas em
Subterrâneas em Locais Urbanizados.

Editor

André Figueiredo

Editoração Eletrônica

Ana Paula Cunha

Revisão

Fernanda Rizzo Sanchez

M838 Moreira, Rogério Macedo

Manual de conversão de redes de distribuição aéreas em subterrâneas
em locais urbanizados / Gerente do Projeto: Rogério Macedo Moreira,
Coordenador da Equipe Projeto: Manuel Luis Borges Campos. — Rio de
Janeiro: Publit, 2016.

255 p. : il. ; 24 cm.

ISBN: 978- 85-7773-953-0

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica - distribuição. I. Campos, Manuel
Luis Borges.

CDD 621.3191

CDU 621.315

Publit Soluções Editoriais

Rua Miguel Lemos, 41 sala 712

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.071-000

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

Endereço Eletrônico: www.publit.com.br

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – Introdução e Apresentação.....	12
1.1. Aspectos Regulatório.....	13
1.2. Contribuições do Manual.....	14
1.3. Apresentação do Conteúdo.....	14
CAPITULO 2 – Definições.....	16
2.1. Termos das instalações de energia elétrica.....	16
2.2. Termos das instalações civis.....	18
CAPÍTULO 3 – Guia de aplicação.....	21
3.1. Objetivos.....	21
3.2. Fatores que influenciam na implantação.....	21
3.2.1. Vantagens e desvantagens da rede de distribuição subterrânea.....	21
3.2.2. Fatores favoráveis e desfavoráveis à implantação das redes de distribuição subterrâneas	22
3.3. Componentes da Rede de Distribuição Subterrânea.....	23
3.3.1. Esquema simplificado de uma rede de distribuição de energia elétrica..	24
3.3.2. Rede primária.....	25
3.3.3. Transformadores de distribuição.....	27
3.3.4. Chaves automáticas.....	29
3.3.5. Rede secundária.....	30
3.3.6. Ramais de clientes.....	30
3.3.7. Outros componentes.....	31
3.4. Leis, normas e regulação.....	31
3.4.1. Leis e resoluções.....	31
3.4.2. Normas brasileiras	32
3.4.3. NESC (National Electric Safety Code) [9].....	33
3.4.4. Aplicação às conversões para redes subterrâneas de múltiplos serviços..	34
3.5. Requisitos para Instalação da Rede Elétrica.....	35

3.5.1. Espaço.....	35
3.5.2. Acesso.....	36
3.5.3. Dissipação de calor.....	36
3.5.4. Segurança operacional.....	36
3.5.5. Ocupação das calçadas.....	36
3.6. Soluções para os requisitos de telecomunicações.....	41
3.7. Procedimentos de segurança para instalação e manutenção civil.....	42
3.8. Custos esperados.....	43
3.9. Relacionamento com o Poder Público.....	45
3.9.1. Origem da Solicitação de um empreendimento de conversão.....	45
3.9.2. Planejamento de um empreendimento de conversão.....	46
3.9.3. Organização do processo de conversão.....	48
3.10. Questões frequentes e respostas	53
3.11. Referências.....	58
CAPÍTULO 4– Planejamento.....	59
4.1. Requisitos regulatórios.....	60
4.2. Conceitos gerais sobre planejamento, conforme constante.....	61
4.2.1. Planejamento operacional.....	61
4.2.2. Planejamento tático.....	61
4.2.3. Planejamento estratégico.....	64
4.3. Diretrizes para o planejamento.....	64
4.3.1. Diretrizes internas.....	65
4.3.2. Diretrizes externas.....	70
4.3.3. Resumo das diretrizes de planejamento propostas.....	71
4.4. Etapas de planejamento.....	72
4.4.1. Critérios para a adoção de RDTS.....	72
4.4.2. Levantamento de dados.....	79
4.4.3. Planejamento da implantação da RDTS.....	81

4.4.4. Aplicação do ciclo de planejamento tático às RDTS.....	81
4.4.5. Priorização de alternativas.....	82
4.4.6. Atividades pós-planejamento.....	82
4.5. Planejamento da implantação de uma RDTS.....	83
4.5.1. Rota do circuito primário.....	83
4.5.2. Pontos de transição com a rede de distribuição aérea.....	83
4.5.3. Alocação de postos de transformação.....	83
4.5.4. Redes secundárias.....	84
4.5.5. Ramais de ligação de consumidores.....	84
4.5.6. Alocação de seccionamentos.....	84
4.5.7. Verificação do comportamento em contingências.....	84
4.5.8. Funções inteligentes.....	84
4.6. Custeio de alternativas.....	85
4.6.1. Custos de implantação.....	85
4.6.2. Custos adicionais.....	85
4.6.3. Custo total da alternativa.....	86
4.7. Benefícios e critérios de seleção da melhor alternativa.....	86
4.7.1. Benefícios.....	87
4.7.2. Seleção da melhor alternativa sob incerteza.....	87
4.8. Referências	92
CAPÍTULO 5 – Critérios de projeto.....	93
5.1. Caracterização dos projetos.....	93
5.1.1. Tipos de projetos.....	93
5.1.2. Conteúdos dos projetos.....	93
5.1.3. Memorial descritivo.....	94
5.1.4. Projeto elétrico básico da rede secundária.....	95
5.1.5. Projeto elétrico básico da rede primária.....	95
5.1.6. Projeto civil básico.....	96

5.1.7. Plantas.....	97
5.2. Levantamentos de dados.....	98
5.2.1. Levantamento de informações da concessionária.....	98
5.2.2. Levantamento de campo.....	99
5.2.3. Levantamento junto às concessionárias de outros serviços.....	100
5.2.4. Levantamento junto à prefeitura.....	101
5.2.5. Sondagens.....	101
5.2.6. Previsão de obras.....	102
5.2.7. Caracterização das cargas.....	103
5.3. Projeto elétrico secundário.....	115
5.3.1. Concepção básica.....	115
5.3.2. Premissas básicas de projeto.....	119
5.3.3. Definição de local de conexão do cliente.....	119
5.3.4. Tipo de transformador.....	120
5.3.5. Localização dos transformadores e quadros de distribuição e proteção..	120
5.3.6. Traçado básico do secundário.....	130
5.3.7. Derivação de circuitos secundários.....	131
5.3.8. Cabos secundários.....	132
5.3.9. Transformadores.....	137
5.3.10. Fluxo de carga.....	138
5.3.11. Proteção secundária.....	138
5.4. Projeto elétrico primário.....	145
5.4.1. Concepção básica da rede.....	145
5.4.2. Esquemas de ligações de ramais de entrada primários.....	146
5.4.3. Configuração da rede primária.....	152
5.4.4. Traçado básico do circuito primário.....	161
5.4.5. Seccionamento de trechos de circuitos e ramais primários.....	162

5.4.6. Cabos.....	162
5.4.7. Fluxo de carga – Definição dos cabos.....	168
5.4.8. Poste de transição aéreo-subterrâneo.....	169
5.4.9. Acessórios desconectáveis.....	169
5.4.10. Emenda fixa.....	172
5.4.11. Chaves	172
5.4.12. Indicadores de defeito.....	173
5.4.13. Consumidores primários.....	174
5.4.14. Proteção contra sobrecorrentes.....	174
5.4.15. Proteção contra sobretensões	181
5.4.16. Aterramento.....	182
5.4.17. Identificações.....	182
5.5. Projeto básico civil.....	183
5.5.1. Canalizações.....	184
5.5.2. Caixas de inspeção.....	192
5.5.3. Caixas primárias (CP-1).....	196
5.5.4. Bases de concreto.....	200
5.5.5. Caixas de Passagem de Circuitos Secundários.....	205
5.5.6. Materiais e detalhes construtivos adicionais.....	209
5.6. Referências.....	213
CAPÍTULO 6– OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	218
6.1. Considerações preliminares.....	218
6.2. Operação.....	219
6.2.1. Planejamento da operação.....	219
6.2.2. Operação em condições normais.....	219
6.2.3. Operação em contingência.....	220

6.2.4. Redes secundárias.....	220
6.2.5. Redes primárias.....	225
6.3. Manutenção.....	247
6.3.1. Diagnóstico.....	248
6.4. Operação e Manutenção com Apoio de Medições	248
6.4.1. Operação normal e em contingência.....	248
6.4.2. Manutenção.....	249
6.4.3. Manutenção baseada em condição.....	249
6.4.4. Localização de falhas com medições in loco.....	250
6.4.5. Aplicações de funções de redes elétricas inteligentes.....	250
6.5. Referências	254

Gerente do Projeto: Rogério Macedo Moreira

Coordenador da Equipe Projeto: Manuel Luis Borges Campos

AUTORES

Capítulo 1

Antonio Paulo da Cunha

João José dos Santos Oliveira

Capítulo 2

Fábio Brunheroto Forner

João José dos Santos Oliveira

Plácido Antônio Brunheroto

Capítulo 3

Antonio Paulo da Cunha

Fábio Brunheroto Forner

João José dos Santos Oliveira

Plácido Antônio Brunheroto

Ronaldo Antônio Roncolato

Capítulo 4

Antonio Paulo da Cunha

Renato Grigoletto Biase

Capítulo 5

Fábio Brunheroto Forner

João José dos Santos Oliveira

Plácido Antonio Brunheroto

Seun Ahn

Capítulo 6

Antonio Paulo da Cunha

Fábio Brunheroto Forner

Francisco Pereira Jr.

João José dos Santos Oliveira

PREFÁCIO

Na área de Concessão das empresas do Grupo CPFL Energia são frequentes as consultas sobre as possibilidades de conversão de rede aérea para rede subterrânea, principalmente nos centros urbanizados de municípios de médio a grande porte.

O aspecto visual, bem como o de segurança da população, são os principais fatores que motivam as consultas e os anseios pela adoção dessa tecnologia.

O atendimento dessas demandas pela CPFL e também pelas outras concessionárias de energia elétrica no Brasil esbarra no aspecto econômico, uma vez que os custos são bem superiores aos da rede aérea convencional. Dessa forma, o atendimento só se viabiliza com a contrapartida de recursos por parte do poder público ou outros interessados, os quais também estão escassos e os existentes destinados a outras prioridades.

Essa problemática no Brasil traz como consequência que, no Brasil, somente 0,4% das redes de distribuição existentes sejam subterrâneas e concentradas em grandes centros de cidades como São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília, Belo Horizonte e outras. Na área de concessão do Grupo CPFL Energia o percentual de redes subterrâneas é de 0,3%.

A expansão do processo da conversão de redes aéreas para subterrâneas dependerá de dois fatores:

- A existência de recursos financeiros das concessionárias e do poder público ou de empreendedores particulares.
- O desenvolvimento de recursos e critérios técnicos que possibilitem a otimização e o compartilhamento das instalações entre os vários agentes de serviços públicos e privados como energia elétrica, telecomunicações (TV a cabo, telefonia etc.), iluminação pública, hoje também ocupantes da posteação existente nas cidades.

Sobre o enfoque desse desenvolvimento é que está sendo lançado este Manual, fruto do trabalho do projeto de P&D do programa da ANEEL e patrocinado pelo Grupo CPFL, como contribuição ao Setor Elétrico Nacional.

Esperamos que ele contribua para o entendimento, as aplicações e como subsídios para novas evoluções no tema, possibilitando, inclusive o incremento das redes de distribuição subterrâneas no Brasil.

Caius Vinicius Sampaio Malagoli
Diretor de Engenharia - CPFL Energia
Campinas, setembro de 2016

CAPÍTULO 1– INTRODUÇÃO E APRESENTAÇÃO

Este capítulo tem o objetivo de situar o leitor em relação ao conteúdo do “Manual de Conversão de Redes de Distribuição Aéreas em Subterrâneas em Locais Urbanizados” e contribuir para a viabilização da implantação de circuitos e redes de distribuição subterrâneas, disseminando conceitos técnicos, estabelecendo diretrizes e indicando práticas e tecnologias atualizadas.

Inicialmente, deve ser ressaltado que as redes de distribuição subterrâneas, objeto do presente manual, distinguem-se, em vários aspectos, das obras de enterramento extensivas realizadas em alguns poucos centros metropolitanos brasileiros.

De fato, o conteúdo deste documento foi desenvolvido considerando as questões de planejamento, projetos e operação, com o intuito de abordar primariamente as conversões locais ou extensões enterradas de redes de distribuição aéreas, casos de abrangência restrita em termos de número de consumidores, cargas, comprimento envolvido etc.

Para a rede urbana não são encontradas soluções que atendam às demandas de pequenas comunidades ou cidades de médio e pequeno portes e não estão disponíveis critérios técnicos que permitam aos projetistas alternativas com menor custo e segurança.

Os procedimentos aqui apresentados visam dispor os critérios de projeto às empresas que possuem cidades em suas áreas de concessão de porte equivalente às da CPFL.

Enquanto que padrões de redes subterrâneas em condomínios estão disseminados no Brasil, os conceitos de conversão de redes aéreas em subterrâneas em áreas urbanas ainda não estão. Tais diferenças justificam a adoção de configurações mais simples, a operação sinérgica com os circuitos aéreos circundantes e uma visão estratégica de planejamento para o futuro próximo, com projeto que considere a evolução natural da região a partir do benefício visual e urbanístico alcançado pela área convertida.

Reconhece-se, todavia, que as técnicas e os componentes básicos devem ser alinhados com outras instalações subterrâneas, o que é vantajoso em termos de disponibilidade de componentes e peças de reposição, porém com adaptações necessárias às atividades, ao tráfego de pessoas e aos veículos e outras condições típicas de localidades urbanas.

1.1 Aspectos Regulatórios

Em linha com o contexto geral, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, incluiu nos últimos anos o tema do “enterramento” das redes de distribuição na sua agenda regulatória.

Consequentemente, foram realizados de forma sucessiva um Seminário (setembro de 2013), seguido de uma Consulta Pública (janeiro de 2015) e de uma Audiência Pública (março de 2016), visando coletar subsídios para o aprimoramento regulatório referente às redes subterrâneas.

Tal atividade da ANEEL continua em andamento, com contribuições de várias distribuidoras, bem como empresas, instituições de pesquisa e especialistas, embora tenham sido indicadas conclusões preliminares.

O envolvimento recente do regulador mostra a relevância que as discussões recentes sobre o tema comumente denominado “enterramento de redes” vem ganhando.

Como resultados das ações precedentes e análises internas, a ANEEL considera o arcabouço regulatório vigente como adequado, tanto às redes de distribuição aéreas quanto para as subterrâneas.

Mesmo assim, estão sendo previstos alguns ajustes na resolução normativa nº 414, procurando deixar mais claras as situações em que as redes de distribuição subterrâneas têm que ser custeadas pelo interessado, constituindo-se, sob o ponto de visto regulatório, em obrigações especiais, para que seu maior custo não impacte as tarifas.

Além disso, recentemente a ANEEL alterou a forma de remuneração das obrigações especiais, permitindo que elas recebam alguma remuneração, que corresponda às necessidades de manutenção dos ativos incorporados pela doação de terceiros.

Já em outra iniciativa de âmbito mais geral, a ANEEL abdicou de estabelecer valores para componentes menores e custos adicionais em seu banco de preços de referência, considerando as redes (e linhas) subterrâneas como atípicas.

Na prática, as ações anteriores do regulador contribuíram para reduzir os riscos regulatórios associados às redes de distribuição subterrâneas, embora não se constituam em um incentivo à sua realização.

Por outro lado, as respostas das consultas e a consideração de instalações subterrâneas como atípicas mostram, respectivamente, uma preocupação com o aumento das tarifas no caso de conversões massivas e baixo percentual desse tipo de rede no Brasil atualmente.

Cabe ressaltar também que há consenso entre os participantes que responderam às questões formuladas pela ANEEL em Consulta Pública de que não se pretende fazer uma conversão massiva de redes. Ao mesmo tempo, há ainda muito espaço para evoluções e atendimento de demandas específicas por meio da implantação das redes de distribuição subterrâneas.

1.2. Contribuições do Manual

Diante do panorama exposto, quanto mais material técnico acessível sobre as redes de distribuição subterrâneas for disponibilizado, melhores as condições para o desenvolvimento de um mercado maior, mais padronizado e com ganhos em relações aos custos.

Uma dificuldade apontada na Consulta Pública por diversas distribuidoras, que não têm como parte da sua padronização construtiva os principais itens componentes das redes de distribuição subterrâneas, é a falta de normas nacionais referentes ao tema.

Tal alegação representa uma dificuldade momentânea, que pode ser ultrapassada com a troca de experiências com outras distribuidoras que já disponham de padrões construtivos e experiência de operação de redes de distribuição subterrâneas.

Este manual visa a propiciar um conteúdo já produzido com a visão das aplicações de conversões locais, reduzindo as necessidades de adaptações às situações da distribuidora interessada.

A aplicabilidade fica reforçada ao se esclarecerem os motivos que levaram à adoção de algumas soluções e a um conteúdo dirigido para suprir lacunas detectadas pelos profissionais da área.

A atualização técnica também foi uma preocupação observada na elaboração, desde as referências consultadas, melhoria de critérios, até a indicação de formas de monitoramento e operação alinhadas com os conceitos de redes elétricas inteligentes.

1.3. Apresentação do Conteúdo

O conteúdo do presente manual tem o intuito de fornecer as principais informações técnicas requeridas para as diversas etapas, desde a concepção até a implantação de uma nova rede de distribuição subterrânea.

Como manual de referência, sua consulta pode ser feita em qualquer ordem, com o leitor dirigindo-se diretamente aos pontos de interesse ou, então, seguindo a sequência dos capítulos para ter uma visão geral.

O conteúdo inicia-se com um guia de aplicação. A linguagem do capítulo 3 procurou ser acessível tanto a técnicos da área, como também a outros envolvidos, que não dominem todos os termos do setor elétrico. O seu objetivo é propiciar um maior entendimento comum entre os envolvidos, no interesse de uma obra de enterramento racional, com menores distúrbios de implantação e realizada de maneira coordenada.

O capítulo 4 trata das questões referentes ao Planejamento inicial, indicando as condições de aplicação técnica, bem como a discussão de outros pontos relevantes, de forma que as redes de distribuição subterrâneas sejam vistas simplesmente como alternativa adotada pelo planejador em determinadas condições.

Por sua vez, o capítulo 5 contém aspectos de projeto, destacando-se os procedimentos que diminuem os custos associados às conversões de redes aéreas e consideram os impactos de construção, que causam grandes transtornos aos transeuntes e ao comércio local, evitando a construção de estruturas com ambientes confinados de trabalho dos eletricitistas, conforme regulamentado pela NR-33 e, sempre que possível, criando instalações na superfície ou que possam ser operadas da superfície.

Neste manual, o desenvolvimento básico de projetos de conversão é feito considerando redes subterrâneas constituídas de sistemas primários radiais com recursos; transformadores em pedestal ou em centros pré-fabricados, alimentando circuitos secundários radiais.

Comentários específicos são feitos com referência a redes mistas, com transformadores em postes e alimentação de consumidores primários e secundários.

Na elaboração dos projetos básicos são apresentados diversos detalhes construtivos, com grande riqueza de informações, para o melhor entendimento do projetista, e seguindo um roteiro com as etapas de desenvolvimento.

Finalmente, o capítulo 6 é voltado para o tratamento de questões de operação e manutenção das redes de distribuição subterrâneas implantadas, considerando tanto as formas convencionais de atuação como os ganhos que podem ser obtidos com o emprego de técnicas de monitoramento e diagnóstico.

CAPITULO 2 – DEFINIÇÕES

2.1. Termos das instalações de energia elétrica

- **ALIMENTADOR PRIMÁRIO:** circuito de conexão entre a fonte, subestação de distribuição, até os transformadores de distribuição. Também chamado de tronco, possui condutores, normalmente de maior seção transversal e de maior capacidade de condução de energia.
- **CARGA INSTALADA:** é a soma das potências nominais em kW das cargas a serem ligadas ao sistema considerado.
- **CARREGAMENTO DE TRANSFORMADOR:** relação porcentual entre a demanda máxima de um transformador e sua potência nominal.
- **CENTROS PRÉ-FABRICADOS DE TRANSFORMAÇÃO – CPT:** conjunto pré-fabricado contendo transformador, equipamentos de proteção e manobras de média e baixa tensão, interconexões (cabos, barras etc.) e equipamentos auxiliares, que permite aos eletricitistas manobras e inspeções externas.
- **CENTROS PRÉ-FABRICADOS DE PROTEÇÃO E/OU MANOBRA – CPPM:** conjunto pré-fabricado contendo equipamentos de proteção e manobras de média tensão, interconexões (cabos, barras etc.) e equipamentos auxiliares, que permite aos eletricitistas manobras e inspeções externas.
- **CHAVE SUBMERSÍVEL:** dispositivo elétrico de média tensão (seccionadoras ou disjuntores) trifásico para operação em carga, com interrupção no vácuo (disjuntores) e isolamento polimérico, instalado em caixas de inspeção ou caixas primárias.
- **CHAVE PEDESTAL:** dispositivo elétrico de média tensão (seccionadoras ou disjuntores) trifásico para operação em carga, com interrupção no vácuo (disjuntores) ou SF₆ (seccionadora) e isolamento em SF₆ ou composto polimérico, montado sobre uma base de concreto.
- **CHAVE ABRIGADA:** dispositivo elétrico de média tensão (seccionadoras e/ou disjuntores, barramentos, isoladores e outros) trifásico para operação em carga, com interrupção no vácuo (disjuntores) ou SF₆ (seccionadora) e isolamento em SF₆ ou composto polimérico. Instalado em centros pré-fabricados de proteção e/ou manobra – CPPM.

- **DEMANDA:** é a potência, em kVA ou em kW requisitada por determinada carga instalada em um determinado intervalo de tempo.
- **DEMANDA MÁXIMA:** é a maior de todas as demandas registradas ou ocorridas durante um determinado intervalo de tempo.
- **FATOR DE CARGA:** é a relação entre a demanda média e a demanda máxima de potência durante um determinado intervalo de tempo.
- **FATOR DE DEMANDA:** é a relação entre a demanda máxima e a carga instalada, ambas tomadas na mesma unidade.
- **FATOR DE DIVERSIDADE:** é a relação entre a soma das demandas máximas individuais de um determinado grupo de consumidores e a demanda máxima real total desse mesmo grupo.
- **FATOR DE PERDAS (sistema ou parte do sistema):** relação entre o valor médio e o máximo da potência dissipada em perdas durante um determinado intervalo de tempo.
- **FATOR DE POTÊNCIA:** é a razão da energia ativa para a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias ativa e reativa, durante um determinado intervalo de tempo.
- **LIMITE DE PROPRIEDADE:** são as demarcações que separam a propriedade do consumidor da via pública e dos terrenos adjacentes de propriedade de terceiros no alinhamento designado pelos poderes públicos.
- **PONTO DE ENTREGA:** o ponto de entrega de energia elétrica nas redes de distribuição subterrâneas será no ponto de conexão da derivação da rede primária ou secundária com o ramal de entrada do cliente, conforme disposto na Resolução Normativa nº 414 da ANEEL.
- **POSTE DE TRANSIÇÃO:** poste a partir do qual são derivados da rede de distribuição aérea os circuitos subterrâneos primários ou secundários.
- **QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO E PROTEÇÃO (QDP):** conjunto de dispositivos elétricos de baixa tensão (chaves, barramentos, isoladores e outros), montado em uma caixa metálica ou de poliéster com fibra de vidro, destinado à operação (manobra e proteção) de circuitos secundários e ramais de entrada.
- **QUADROS PRÉ-FABRICADOS DE TRANSFORMAÇÃO – QDC:** conjunto constituído de chaves trifásicas de baixa tensão com fusíveis, barramentos e outros materiais instalados internamente aos CPT's, visando execuções de manobras e proteção dos circuitos secundários contra sobrecorrentes.

- **RAMAL DE ENTRADA PRIMÁRIO SUBTERRÂNEO:** são os condutores e acessórios instalados no circuito primário pelo consumidor e compreendidos entre o ponto de entrega e a medição ou a proteção de suas instalações.
- **RAMAL DE ENTRADA SECUNDÁRIO SUBTERRÂNEO:** são os condutores e acessórios instalados no circuito secundário pelo consumidor e compreendidos entre o ponto de entrega e a medição ou a proteção de suas instalações.
- **TRANSFORMADOR EM PEDESTAL:** transformador selado, sem acesso às partes vivas, para utilização ao tempo, montado sobre uma base de concreto, com compartimentos blindados para conexão de condutores de média tensão e de baixa tensão.
- **TRANSFORMADOR DO TIPO SECO:** transformador cuja parte ativa não é imersa em líquido isolante.
- **UNIDADE CONSUMIDORA:** conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

2.2. Termos das instalações civis

- **BANCO DE DUTOS:** conjunto de linhas de dutos instalados paralelamente, numa mesma vala, envoltos ou não com concreto.
- **BASE:** estrutura de concreto parcialmente enterrada e destinada a suportar equipamentos elétricos.
- **CAIXA DE INSPEÇÃO:** construção em concreto, destinada a alojar acessórios (emendas retas e de derivações) e equipamentos (chaves, indicadores de defeito), assim como possibilitar a passagem de cabos (mudança de direção, limitação de trechos, fins de linhas etc.), cujas dimensões permitem locomoção de pessoas, internamente, para execução dos serviços. Aplicada principalmente em redes primárias.
- **CAIXA PRIMÁRIA:** construção de concreto, destinada a alojar acessórios de média tensão (emendas retas e de derivações) e equipamentos (chaves, indicadores de defeito), assim como possibilitar a passagem de

cabos (mudança de direção, limitação de trechos, fins de linhas etc.), e que permitem execução dos serviços com operador situado externamente ao nível do solo.

- **CAIXA DE PASSAGEM SECUNDÁRIA:** construção de concreto ou fibra, destinada a alojar acessórios de baixa tensão (emendas retas e de derivações), assim como possibilitar a passagem de cabos (mudança de direção, limitação de trechos, fins de linhas, derivação de rede aérea etc.), cujas dimensões internas impliquem na necessidade de espaço externo à mesma para execução dos serviços (retirada do tampão de ferro instalado sobre ela).
- **CÂMARA TRANSFORMADORA:** compartimento total ou parcialmente enterrado, no qual são instalados transformadores e equipamentos que lhes são diretamente associados.
- **DIÂMETRO EXTERNO NOMINAL DE DUTO (DE):** número que serve para classificar em dimensões os elementos do sistema de dutos (dutos, conexões e acessórios), e que corresponde aproximadamente ao diâmetro externo do duto em milímetros.
- **DIÂMETRO INTERNO MÉDIO DE DUTO (dim):** média aritmética entre o maior e o menor diâmetro interno verificado em uma mesma seção do duto.
- **ENVOLVENTE:** edificação que provê proteção a equipamentos contra influências do ambiente externo em um grau de proteção especificado para operadores e público em geral.
- **ENVOLVENTES PRÉ-FABRICADOS DE CONCRETO DE MANOBRAS EXTERNAS (EPC):** envolvente onde toda a operação e inspeção são realizadas através de operador situado acima do solo e externamente.
- **DUTO:** tubo destinado à construção de condutos subterrâneos (NBR 5.460).
- **DUTO CORRUGADO:** duto cujo perfil é corrugado ao longo de seu eixo longitudinal, podendo ser composto por uma ou mais paredes.
- **FITA DE ADVERTÊNCIA:** fita para sinalização de bancos de dutos diretamente enterrados, instalada sobre as linhas de dutos diretamente enterrados nas redes primárias e secundárias do sistema de distribuição subterrâneo.

- PRISIONEIRO: dispositivo interligado à estrutura metálica (armação da estrutura civil), com orifício rosqueável que possibilita a interligação com o anel terra.
- VALA: escavação destinada à instalação de dutos (diretamente enterrados ou envelopados de concreto) ou cabos diretamente enterrados.

CAPÍTULO 3 – GUIA DE APLICAÇÃO

3.1. Objetivos

Este capítulo constitui-se em um guia de orientação técnica aos diversos interessados e envolvidos no processo de conversão de trechos de redes de distribuição aéreas para subterrâneas em uma região urbanizada, com diversos serviços públicos e privados, ocupando as vias e calçadas, como telecomunicações, iluminação pública, água, esgoto etc.

O conteúdo aqui elaborado e disponibilizado pela CPFL tem o intuito de analisar os requisitos dos vários envolvidos e propiciar o entendimento comum do processo construtivo, contribuindo para:

- a) Segurança do público, operacional e dos ativos;
- b) Razoabilidade das exigências técnicas entre os participantes do processo de conversão;
- c) Ocupação mais disciplinada dos espaços públicos;
- d) Viabilização de possíveis compartilhamentos, sem comprometer as atividades de operação e manutenção subseqüentes;
- e) Busca de formas de redução de custos totais de implantação.

Apesar de prover informações com conteúdo técnico, a organização dos itens, as descrições e a linguagem adotadas ao longo de todo o texto procuraram ser acessíveis até mesmo aos leitores sem formação técnica específica em engenharia elétrica.

3.2. Fatores que influenciam na implantação

3.2.1. Vantagens e desvantagens da rede de distribuição subterrânea

A melhoria estética é a vantagem mais reconhecida e desejada pela população das cidades e, normalmente, resulta na maior parte das demandas pela conversão das redes de distribuição aéreas em subterrâneas.

Além disso, são reconhecidos os ganhos com a redução do número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, diminuição no número de acidentes com

terceiros por contato elétrico e por abalroamento de postes, decréscimo de fraudes e valorização do ambiente, com a conseqüente valorização imobiliária e comercial.

A principal desvantagem da rede de distribuição subterrânea diz respeito aos custos elevados de implantação, associados principalmente à complexidade das obras civis e aos transtornos à circulação de veículos e pessoal durante a construção.

Comparativamente, a construção de uma rede de distribuição subterrânea em um condomínio residencial pode ser significativamente de menor custo quando comparada a uma conversão de rede de distribuição aérea em centros urbanos, tendo em vista as dificuldades de ocupação dos espaços disponíveis, limitação de horários de trabalho, convivência com o trânsito local de pessoas e veículos, deslocamento de máquinas e transporte de terra e entulho.

3.2.2. Fatores favoráveis e desfavoráveis à implantação das redes de distribuição subterrâneas

Como fatores que favorecem a conversão de redes de distribuição aéreas em subterrâneas pode-se citar:

- a) Pré-existência de cargas já atendidas com ramais de ligação subterrâneos;
- b) Transformadores já instalados em câmaras subterrâneas ou internos aos edifícios;
- c) Locais com viabilidade e facilidade de implantação de caixas com transformadores e outros equipamentos em pedestal;
- d) Regiões previstas para revitalização urbana, que permitem conciliar as obras civis da prefeitura com as obras de todos os serviços públicos.

Fundamentalmente, o planejamento antecipado, a previsão de obras futuras de conversão de redes de distribuição aéreas e a existência de locais com possibilidade de instalação de transformadores de distribuição podem resultar em menores impactos, tanto de custos, quanto de tempo das obras, que podem ter duração de vários anos, dependendo da extensão.

Como fatores que dificultam a conversão de redes de distribuição aéreas em subterrâneas, relacionam-se os locais com grande ocupação de serviços públicos no subsolo e a falta de espaço livre acima do solo, como praças ou recuo de edificações que possam receber componentes das redes subterrâneas. Também locais alagadiços ou com predomínio de terreno com pedras, ou locais tombados pelo

patrimônio histórico, ou ainda com grande arborização podem representar elevação dos custos de conversão e de duração das obras previstas.

As redes de distribuição subterrâneas devem ser preferencialmente implantadas em ruas com vias de circulação e calçadas de larguras mínimas de 4,0 metros e 2,5 metros, respectivamente, considerando os espaços suficientes e necessários para a execução de manobras de veículos, durante a construção e em serviços de manutenção.

Nos projetos de redes subterrâneas em locais onde as larguras sejam inferiores às especificadas anteriormente, não devem ser previstos circuitos primários e transformadores, que deverão ser alocados em outras ruas da vizinhança, o que também poderá resultar na elevação dos custos de conversão.

3.3. Componentes da Rede de Distribuição Subterrânea

A rede de alimentação elétrica primária, ou circuito primário, faz a conexão entre uma subestação de energia elétrica e as cargas de consumidores comerciais e industriais ou industriais de maior porte, além de suprir transformadores.

Nas redes de distribuição subterrâneas são empregados cabos isolados nos circuitos primários, instalados em dutos enterrados no subsolo, enquanto na rede de distribuição aérea, normalmente se emprega cabos nus ou cobertos, postes e isoladores ou espaçadores para a mesma finalidade.

Para o atendimento de eletricidade aos clientes residenciais e de pequenos negócios a tensão é rebaixada em equipamentos denominados transformadores, que são instalados em pedestais, quiosques ou em caixas subterrâneas.

Nas áreas previstas para implantação da rede de distribuição subterrânea, além desses componentes também são instaladas caixas de conexão, derivação de circuitos, proteção primária e secundária, que podem ser instaladas internamente em caixas de inspeção ou primária, bem como em pedestais.

Os principais componentes das redes de distribuição subterrâneas estão representados na Figura 1, incluindo:

- a) Rede primária em dutos e caixas de derivação;
- b) Centros de transformação e equipamento de manobra e proteção;
- c) Rede secundária em dutos e caixas de derivação.

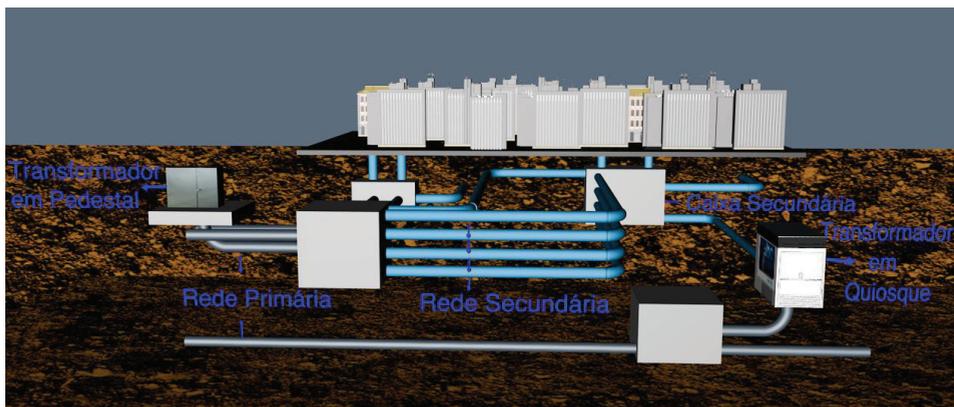


Figura 1 – Componentes da rede subterrânea de energia elétrica.

3.3.1. Esquema simplificado de uma rede de distribuição de energia elétrica

A Figura 2 apresenta uma representação esquemática de uma rede de distribuição subterrânea de energia elétrica, indicando as suas partes componentes principais, cuja descrição e comentários relevantes para os fins do presente guia são apresentados a seguir.

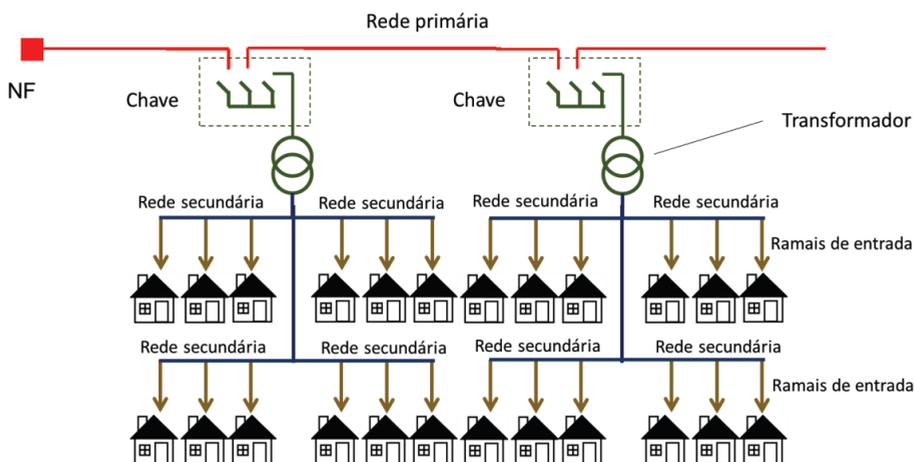


Figura 2 – Diagrama simplificado com os principais componentes de uma rede de distribuição subterrânea de energia elétrica.

Evidentemente, tanto as redes de distribuição aéreas como aquelas subterrâneas se destinam às mesmas funções.

3.3.2. Rede primária

Para que os custos e as dimensões dos condutores não se tornem excessivamente elevados, é necessário limitar as correntes a valores da ordem de algumas centenas de amperes. Uma vez que a potência depende do produto da tensão e da corrente (além do fator de potência), o transporte de energia elétrica para o atendimento das demandas usualmente requeridas é realizado elevando-se os níveis de tensão.

Assim, a rede de distribuição primária de energia elétrica, ou simplesmente rede primária, é constituída pelos cabos que operam em tensões de linha acima de 1.000 V (1 kV) até, e inclusive, 34.500 V (34,5 kV).

Na área de concessão da CPFL essas tensões típicas são: 11.900 V, 13.800 V e 23.000 V.

Nos postes com redes de distribuição aéreas, a rede primária ocupa o ponto mais alto da estrutura, com o intuito de dificultar o acesso acidental ou não autorizado e, assim, garantir a segurança.

Por analogia, em uma rede de distribuição subterrânea, os circuitos primários devem ser mais profundos que aqueles de tensões mais baixas para restringir interferências indesejáveis.

Usualmente, as instalações subterrâneas são realizadas com dutos dispostos paralelamente no subsolo, isto é, tubulações por onde os cabos podem ser posteriormente puxados, com o objetivo de permitir expansões futuras ou substituições, sem a necessidade de novas obras civis no local. Por isso, nos casos de cruzamentos de vias, o emprego de dutos é sempre recomendado, mesmo que o restante da instalação seja feito com cabos diretamente enterrados.

O emprego de dutos é comum, mas eventualmente as instalações diretamente enterradas também são empregadas, utilizando alguma proteção mecânica em vias de circulação de veículos. Essa solução apresenta vantagens de custo de implantação, tanto na obra em si quanto na capacidade de condução dos cabos, e alguma perda de flexibilidade para expansões ou substituições que passam a requerer obras civis.

A Figura 3 mostra um corte típico desse tipo de instalação, o que permite ter uma ideia inicial do volume de escavações necessário para a implantação da rede de distribuição e suas consequências em termos de investimentos requeridos, tempo de construção, distúrbios para o tráfego ou potenciais interferências com outros serviços que já ocupem o subsolo.

Essa instalação pode ser realizada tanto na pista de rolamento (leito carroçável) quanto nas calçadas das vias públicas, para que as concessionárias tenham acesso tanto durante a etapa das obras quanto posteriormente, para eventuais intervenções.

Quanto mais profunda a instalação, as condições de transferência de calor dos cabos e transformadores para o solo circundante pioram, implicando maior seção de condutores (consequentemente, menor resistência elétrica) para limitar as perdas técnicas de energia, o que também dificulta os processos de implantação e manutenção, com consequente aumento dos custos.

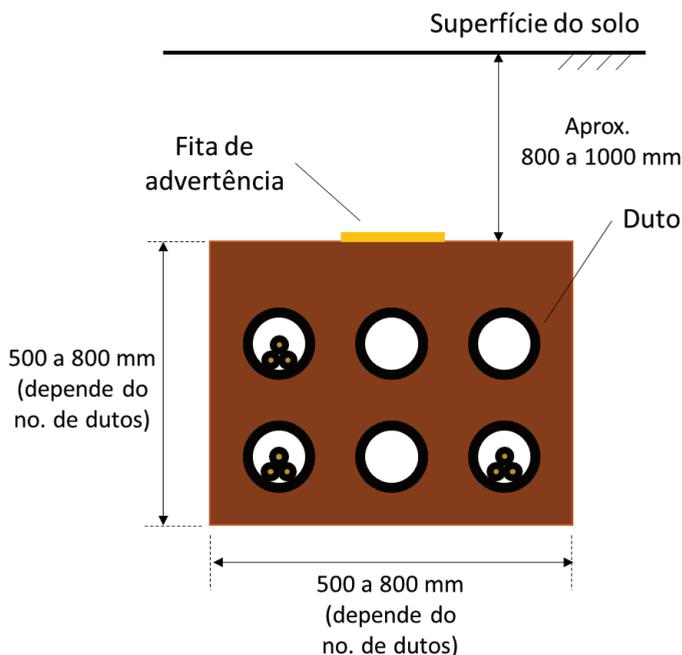


Figura 3 – Vista esquemática em corte de um banco de dutos.

A disposição dos vários circuitos próximos também é um fator que cria fontes adicionais de calor e limita a capacidade de condução dos cabos.

Portanto, a instalação não deve ser excessivamente profunda ou compacta, sob pena de se aumentarem os custos de implantação.

3.3.3. Transformadores de distribuição

Os transformadores são os componentes utilizados para rebaixar a tensão primária ao nível utilizado na rede de distribuição secundária.

De fato, os próprios nomes das redes advêm de sua conexão aos transformadores de distribuição, respectivamente no lado de média tensão (primário) ou de baixa tensão (secundário).

De modo geral, os transformadores de redes de distribuição subterrâneas são de potência nominal significativamente maior que aqueles utilizados em redes de distribuição aéreas, consistindo, portanto, em equipamentos de maiores dimensões e que dissipam mais calor em valores absolutos (embora em valores

percentuais da potência nominal possam ser mais eficientes que transformadores menores), o que deve ser levado em conta na definição dos locais de instalação.

Existem diversas formas de instalação de transformadores:

- a) Dentro de uma câmara subterrânea (Figura 4 (a));
- b) Sobre uma base ou pedestal (Figura 4 (b));
- c) Dentro de centros de transformação pré-fabricados (quiosques) instalados acima do solo (Figura 4 (c));
- d) Recintos internos às edificações, recuos ou áreas no térreo ou subsolo (Figura 4 (d)).

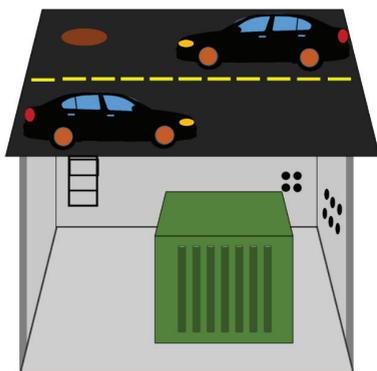
Fica claro, portanto, que uma rede de distribuição subterrânea não necessariamente tem todos os seus componentes instalados no subsolo.

A utilização de equipamentos instalados acima do nível do solo, em locais convenientemente escolhidos para não obstar a circulação de pedestres e evitar a possibilidade de abalroamentos por veículos, é vantajosa, tanto para a operação e manutenção, quanto para a redução do impacto nos custos de implantação a serem repassados posteriormente para a tarifa.

Uma questão que vale a pena mencionar é que a tecnologia construtiva dos transformadores do tipo pedestal e em centros de transformação, acima do solo, é bastante segura, pois leva em conta as restrições de acesso ao público, limites de temperatura em caso de contato com as superfícies e campos magnéticos externos, além de proteção redundante de sobrecorrente e curto-circuito.

Também vale a pena ressaltar que mesmo quando os transformadores são instalados em câmaras no leito carroçável, o acesso de pessoal técnico é feito pela calçada, mas pode implicar em acúmulo de água parada no seu interior e em desvios e fechamentos parciais do tráfego para trocas de transformador pela concessionária ou ainda a necessidade de guinchar um veículo que esteja sobre o local para entrada emergencial.

As instalações totalmente enterradas implicam maiores custos de implantação e elevação dos custos de operação e manutenção para controle de infiltração de água e necessidade de atender a procedimentos de segurança operacional específicos e de maior tempo de execução de serviços.



A



B



C



D

Figura 4 – Diversos tipos de transformadores de distribuição utilizados em redes subterrâneas.

3.3.4. Chaves automáticas

As chaves automáticas utilizadas em redes de distribuição têm o objetivo de prover pontos de seccionamento e proteção para os circuitos primários. Elas são empregadas para aumentar a confiabilidade e flexibilidade dos circuitos, permitindo desligamentos seletivos para manutenção ou eliminação automática de defeitos.

As chaves automáticas são instaladas da mesma forma que os transformadores, isto é, também podem ficar localizadas acima da superfície do solo, com as mesmas vantagens explicadas anteriormente.

3.3.5. Rede secundária

Os circuitos de baixa tensão (até 1000 V ou 1 kV) são denominados redes de distribuição secundárias e são aqueles que atendem diretamente um grande número de consumidores, com demandas dentro de limites compatíveis com essas tensões.

As tensões secundárias na área de concessão da CPFL variam conforme o cliente seja atendido em monofásico, bifásico ou trifásico, com valores típicos de 127/220 V e, por vezes, 220/380 V.

A instalação secundária deve ser realizada nas calçadas, com a vantagem de facilitar as derivações aos consumidores com obras de menor impacto para o tráfego, bem como menores custos de reposição do piso original.

O comprimento dos circuitos secundários é bem menor que aquele dos primários para manter a tensão de fornecimento dentro dos limites regulados, usualmente até 250 metros.

De um transformador de distribuição derivam diversos circuitos secundários independentes e, em geral, com sua própria chave seccionadora e fusível de proteção.

A utilização de chaves seccionadoras com fusíveis secundários não é comum em redes de distribuição aéreas, mas em redes de distribuição subterrâneas tem sido adotada para permitir desligamentos parciais e evitar que problemas de um único circuito afetem todos os clientes conectados ao mesmo transformador.

A forma mais usual de instalação das chaves secundárias com fusíveis é em quadros sobre bases pedestais (QDP). Por isso, muitas vezes, existe um segundo equipamento próximo do transformador instalado acima do solo.

3.3.6. Ramais de clientes

O atendimento dos consumidores pode ser feito em média ou baixa tensão, dependendo da carga instalada e da demanda.

A partir da rede de distribuição secundária é derivado um trecho denominado ramal de entrada, com comprimento de algumas dezenas de metros e características compatíveis com o tipo de fornecimento (monofásico, bifásico ou trifásico) até o medidor de energia.

A resolução normativa ANEEL nº 414/2010 [2], em seu artigo 14, define as diversas situações do ponto de entrega e em que condições o consumidor deve arcar com o seu custo (Seção VI – Do Ponto de Entrega).

Atualmente na CPFL, mesmo em locais com atendimento por redes de distribuição aéreas, em algumas situações, há a possibilidade de ramais subterrâneos para o atendimento de consumidores.

Além disso, o planejamento da distribuição considera um horizonte de 5 anos, e algumas localidades enquadram-se para a conversão no final do período de planejamento. Nessas situações impõem-se a característica da área e não do cliente em particular, para que o atendimento de novas ligações venha a ser feito de modo a preparar sua conversão, evitando custos e grandes intervenções no futuro.

Para tanto, a CPFL pode requerer que as novas conexões de entrada de consumidores já venham a ser realizadas com ramal de ligação subterrânea, mesmo que os critérios gerais assim não o prevejam.

3.3.7. Outros componentes

Além dos componentes já descritos, uma rede de distribuição subterrânea requer diversos outros componentes, como acessórios para conexões, emendas ou derivações, elementos para proteção contra sobrecorrente ou sobretensão, sensores de temperatura, indicadores de passagem de corrente de defeito e outros, que não serão objeto de tratamento pormenorizado neste texto.

Para os fins deste documento, basta dizer que muitos desses componentes estão instalados com os transformadores ou chaves, ou, então, são instalados em caixas específicas ou quiosques de uso exclusivo da concessionária de energia elétrica, não sendo perceptíveis para os clientes ou transeuntes.

3.4. Leis, normas e regulação

Neste item são mencionados regulamentos correlatos, com o intuito de mostrar pontos aplicáveis ou omissos, bem como justificar as soluções propostas por este guia.

3.4.1. Leis e resoluções

A Resolução Conjunta nº 4, de 16 de dezembro de 2014 [1], aborda somente as redes de distribuição aéreas, uma vez que redes subterrâneas não possuem poste ou qualquer estrutura análoga.

Já a Lei das Antenas (Lei nº 13.116, de 20 de abril de 2015 [3]) aborda aspectos de compartilhamento de estruturas, afetando, portanto, as práticas das distribuidoras de energia elétrica. Entretanto, não são abordadas as redes de distribuição subterrâneas de maneira explícita.

3.4.2. Normas brasileiras

3.4.2.1.NBR 15214 – Rede de distribuição de energia elétrica – compartilhamento de infraestrutura com redes de telecomunicações [8]

Em seu objetivo, essa norma estabelece requisitos para o compartilhamento de infraestrutura tanto de redes aéreas como de subterrâneas.

Como infraestrutura, a norma considera “Postes, dutos e subdutos de propriedade da detentora”.

A detentora é identificada como a proprietária da infraestrutura, enquanto a acessante é a empresa de telecomunicações nos casos tratados pela norma.

No caso de compartilhamento de dutos são mencionadas diversas medidas para evitar acesso indevido ou confusões, de maneira a garantir a segurança, conforme transcrição a seguir de trecho da norma:

7.1 A ocupação de dutos da rede subterrânea da detentora deve ser feita com os cabos do ocupante protegidos por subdutos devidamente identificados, conforme detalhe ilustrativo da figura A,12 identificados por cores, os subdutos de cada ocupante devem ter uma cor padrão.

7.2 Os subdutos devem ser instalados nos dutos determinados pela detentora.

7.3 Não é permitida a instalação de fontes de alimentação e emendas de cabos da ocupante no interior de caixas ou câmaras subterrâneas da detentora.

7.4 As fontes, caixas para conexões, emendas e derivações e demais equipamentos do ocupante devem ser instalados em caixas próprias construídas e de propriedade do ocupante. As figuras A.14, A.15 e A.16 apresentam algumas configurações possíveis.

7.5 No interior da caixa subterrânea da detentora, os cabos da ocupante devem ser fixados ao longo das paredes, circundando a caixa, preferencialmente pelo mesmo lado do duto utilizado, conforme figura A.13.

Finalmente, cabe salientar que o item 7 trata de dutos subterrâneos e especifica no subitem 7.8 que “não é permitida a utilização de cabos de telecomunicações no mesmo duto da rede de energia subterrânea”. Contudo, em seu Anexo A, esta mesma norma apresenta figuras as quais deixam claro que é possível utilizar um duto diferente no mesmo banco para esta finalidade.

Da mesma forma, essa norma é omissa em estabelecer o número máximo de pontos e cabos de telecomunicações.

3.4.2.2. NBR 9050 – Acessibilidade a edificações, mobiliário, espaços e equipamentos urbanos [5]

A norma visa adequar as calçadas com largura compatível à circulação de pedestres e cadeirantes. Em muitos casos, todavia, o atendimento da norma elimina a possibilidade de instalar qualquer mobiliário urbano, incluindo equipamentos de concessionárias de energia elétrica ou mesmo árvores, pela falta de espaço disponível.

3.4.2.3. NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão [6]

Essa Norma não é aplicável às concessionárias de energia elétrica.

3.4.2.4. NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV [7]

Essa Norma não é aplicável às concessionárias de energia elétrica.

3.4.2.5. NBR 12266 – Projeto e execução de valas para assentamento de tubulação de água, esgoto ou drenagem urbana [3]

Nessa norma não é abordado o serviço de distribuição de energia, porém ela estabelece disposições e afastamentos que devem ser observados no projeto elétrico pela limitação de espaço imposto, bem como possibilidade de interferências.

3.4.3. NESC (*National Electric Safety Code*) [9]

Na área de segurança em energia elétrica para concessionárias, a norma ANSI C2, conhecida como NESC, é a principal referência normativa dos Estados Unidos.

A Part 3. Safety Rules for the Installation and Maintenance of Underground Electric Supply and Communication Lines é dedicada à instalação e manutenção de redes subterrâneas e contém regras de segurança para a convivência entre serviços instalados no subsolo.

A seção 320 B do NESC estabelece a separação entre bancos de dutos e outras estruturas subterrâneas paralelas. Além disso, recomenda-se ainda que as distâncias devam ser tão grandes quanto necessário para permitir a manutenção e que estas separações devem ser determinadas pelos envolvidos, respeitados os valores mínimos.

3.4.4. Aplicação às conversões para redes subterrâneas de múltiplos serviços

A maior parte da rede de distribuição de energia elétrica e dos serviços de comunicações está instalada em postes e sua regulamentação estabelece os direitos e deveres das partes envolvidas, bem como as faixas de ocupação que cada serviço pode utilizar.

Embora as distribuidoras de energia elétrica exerçam papel fundamental nos processos de conversão de redes aéreas para subterrâneas, não é seu papel a disponibilização de infraestrutura aos demais acessantes.

Também deve ser ressaltado que, quando a energia elétrica, a iluminação pública e as comunicações são instaladas no subsolo, não existem regras sobre a quantidade de dutos que devem ser construídos, o que pode resultar em exigências não razoáveis que interfiram no projeto da rede elétrica.

Ademais, a adaptação das regras de compartilhamento da infraestrutura das redes de distribuição aérea, no caso subterrâneo, também não é possível pelas limitações já apontadas das primeiras, além do maior investimento requerido pelas obras subterrâneas.

Como as distribuidoras são remuneradas pelos investimentos prudentes *ex post*, prover infraestrutura para terceiros aumenta seu risco regulatório sem garantia de receitas, ou com receitas limitadas a 60% do valor que venha a ser auferido.

Por outro lado, a execução conjunta de obras é de interesse da sociedade, pois o alto custo das obras civis das redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica poderia ser repartido, incluindo aqueles correspondentes à reposição dos pavimentos. Há ainda uma evidente redução de distúrbios locais no caso de obras simultâneas.

No entanto, as regras existentes tratam do afastamento mínimo entre os diferentes serviços e, por questão de segurança, das restrições de compartilhamento de um mesmo duto ou caixa subterrânea pela distribuidora de energia e pelos serviços de comunicação.

A coordenação de uma obra de conversão deve estar ciente de todos os regulamentos, leis e normas aplicáveis, incluindo as limitações, e deve utilizá-los em benefício de um processo econômico e realizado no menor tempo possível.

As recomendações dos itens posteriores visam fornecer subsídios adicionais para isso.

3.5. Requisitos para Instalação da Rede Elétrica

Este capítulo contém as recomendações aplicáveis à instalação de equipamentos a serem adotadas pela CPFL. A divulgação neste documento tem o intuito de deixar claro a todos os envolvidos os critérios adotados e suas razões.

3.5.1. Espaço

3.5.1.1. Acima do solo em vias públicas

A utilização de equipamentos instalados nas calçadas está condicionada à necessidade de atendimento da lei de acessibilidade.

Além disso, é necessário obter autorização da municipalidade.

Em razão da largura das calçadas pode não ser possível esse tipo de instalação, sendo preferidos locais como praças, canteiros etc.

Embora estes equipamentos sejam seguros é sempre recomendável evitar sua colocação em locais de difícil acesso ou sujeitos ao abalroamento de veículos, mesmo em manobras a baixa velocidade.

Em termos de dimensões requeridas, tanto dos equipamentos em si quanto de suas estruturas civis, deve ser ressaltado que não há uma padronização aplicável com definição das dimensões dependendo do tipo de equipamento.

3.5.1.2. No subsolo

Para as instalações no subsolo, recomenda-se adotar as profundidades e separações mínimas requeridas pelo NESC.

A profundidade de equipamentos deve ser igual ou maior àquela utilizada para os circuitos, para garantia de segurança e de espaço suficiente.

3.5.1.3. Em áreas de clientes

Respeitada a viabilidade de acesso e as condições adequadas para a dissipação de calor (ver a seguir), a instalação de equipamentos em áreas de clientes pode ser realizada.

A área pode ser externa (tal como um recuo) ou interna (porão, subsolo etc.).

Da mesma forma como explicado anteriormente, os requisitos de espaço são variáveis com o tipo e a potência dos equipamentos.

3.5.2. Acesso

Um requisito fundamental para a definição do local de instalação de qualquer equipamento é a garantia de acesso 24 horas, 365 dias por ano, para que seja possível realizar eventuais operações, manutenções ou até mesmo substituição.

Deve-se atentar para a separação das entradas de acesso, de modo a evitar que operadores de outros serviços tenham contato com equipamentos da distribuidora de energia elétrica.

3.5.3. Dissipação de calor

Em termos de equipamentos elétricos, também é necessário lembrar que eles têm perdas de energia intrínsecas ao seu funcionamento, que precisam ser dissipadas na forma de calor para que as elevações de temperatura se mantenham controladas dentro dos valores especificados.

Assim, no caso de câmaras subterrâneas, são necessárias entradas e saídas para troca de ar, que devem ser localizadas de forma conveniente, tendo em vista a circulação de pedestres.

Em áreas fechadas de clientes, também é necessário garantir a troca de calor pela circulação do ar.

A área de ventilação requerida é função da potência nominal do equipamento.

3.5.4. Segurança operacional

A segurança operacional é realizada pelas distribuidoras com base nas normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho (NR 10 [10], NR 33 [11] etc.) e outras aplicáveis.

3.5.5. Ocupação das calçadas

As premissas de projeto consideradas estão descritas a seguir.

Elétrica – secundário:

- a) Caixas de passagem de dimensões internas de largura 520 mm, comprimento 1.070 mm e profundidade 1.000 mm, denominadas CS2;
- b) Canalizações com 6 dutos (2x3) de diâmetro externo nominal de 125 mm (DN125);
- c) Profundidade mínima: 600 mm;
- d) Distâncias de outros serviços: 300 mm.

Elétrica – ramal primário:

- a) Caixas primárias de dimensões internas de largura 1.000 mm, comprimento 2.100 mm e profundidade 1.600 mm, denominadas CP-1;
- b) Canalizações com 6 dutos (2x3) de diâmetro externo nominal de 125 mm (DN125);
- c) Profundidade mínima: 800 mm;
- d) Distâncias de outros serviços: 300 mm.

Comunicações:

- a) Concessionárias consideradas: 3;
- b) Dutos por concessionária: 2 x DN125;
- c) Canalizações com 6 dutos (2 x 3) DN125;
- d) Profundidade mínima: 600 mm;
- e) Distâncias de outros serviços: 300 mm;
- f) Caixas tipo R2 (dimensões externas – base: 670 mm x 1.220 mm);
- g) Entrada nas caixas: coluna lateral adjacente à linha de dutos ou coluna central.

Iluminação pública:

- a) Base 400 mm x 400 mm (ver nota);
- b) Duto: 1 x DN63;
- c) Profundidade mínima: 600 mm.

Nota: as dimensões das bases podem ser reduzidas desde que sejam consideradas maiores profundidades das mesmas. Não há padrão para as dimensões das bases metálicas de fixação dos postes de iluminação pública.

Água potável:

- a) Duto/tubo de PVC – interno: 100 mm – externo: 110 mm;
- b) Profundidade mínima: 600 mm;
- c) Distâncias de outros serviços: 300 mm.

Esgoto:

- a) Duto/tubo de PVC – interno: 150 mm – externo: 160 mm;
- b) Distâncias de outros serviços: 300 mm.

Gás:

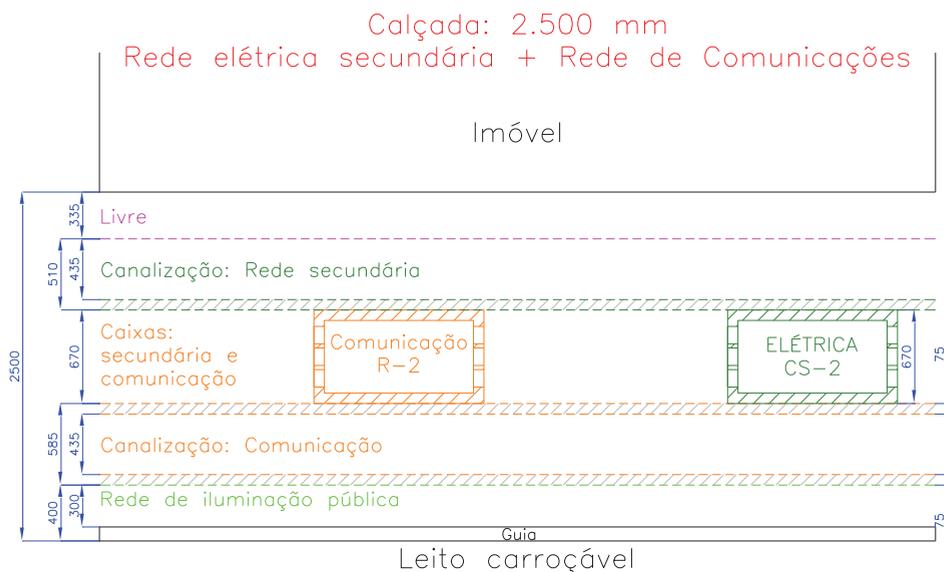
- a) Duto/tubo de PVC – interno: 150 mm – externo: 160 mm;
- b) Profundidade mínima: 600 mm;
- c) Distâncias de outros serviços: 300 mm.

Tabela 1 – Rede de distribuição subterrânea sem ramal primário

Serviços	Largura da calçada – L (mm)		
	2950 > L ≥ 2500	3350 > L ≥ 2950	L ≥ 3350
	Faixa de serviços (mm)		
Guia	100	100	100
Iluminação Pública	300	300	300
Comunicações	585	585	585
Elétrico secundário –	670	670	670
Esgoto	510	510	510
Água	–	460	460
Livre	–	–	410
Total	2.500	2.950	3.350
Figura	Figura 5	Figura 6	Figura 7

Tabela 2 – Rede de distribuição subterrânea com ramal primário

SERVIÇOS	Largura da calçada - $L \geq 4200$ mm
	Faixa de serviços (mm)
Guia	100
Iluminação Pública	400
Comunicações	1.135
Elétrico – primário	852
Elétrico – secundário	853
Esgoto	200
Água	410
Livre	250
Total	4.200
Figura	Figura 8



**Figura 5 – Rede elétrica secundária, de comunicações e de iluminação pública
 – Calçada: 2.500 mm.**

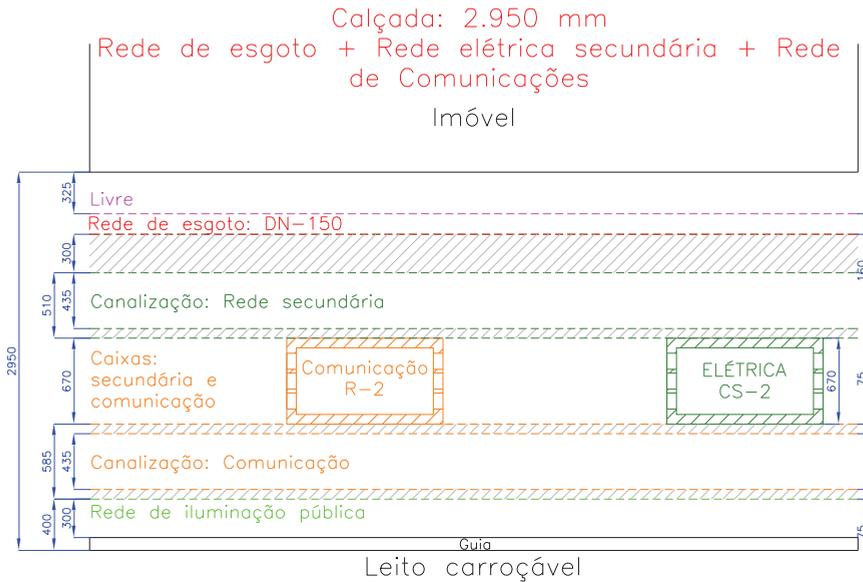


Figura 6 – Rede elétrica secundária, de comunicações e de iluminação pública – Calçada: 2.950 mm.

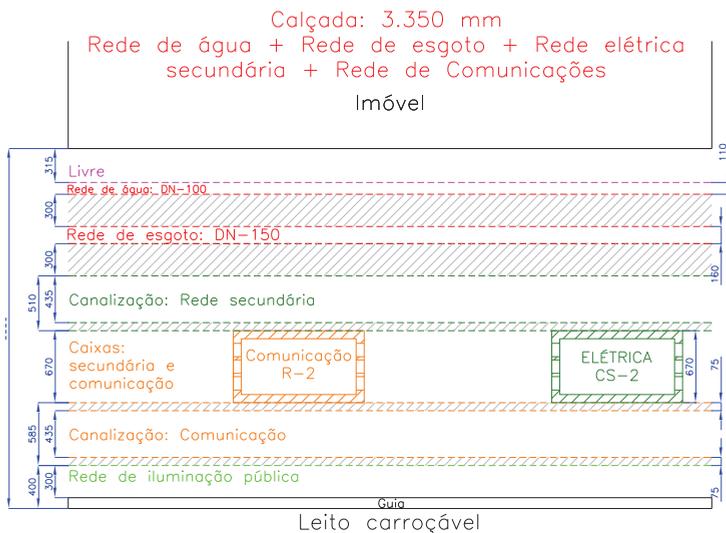


Figura 7 – Rede elétrica secundária, de comunicações e de iluminação pública – Calçada: 3.350 mm.

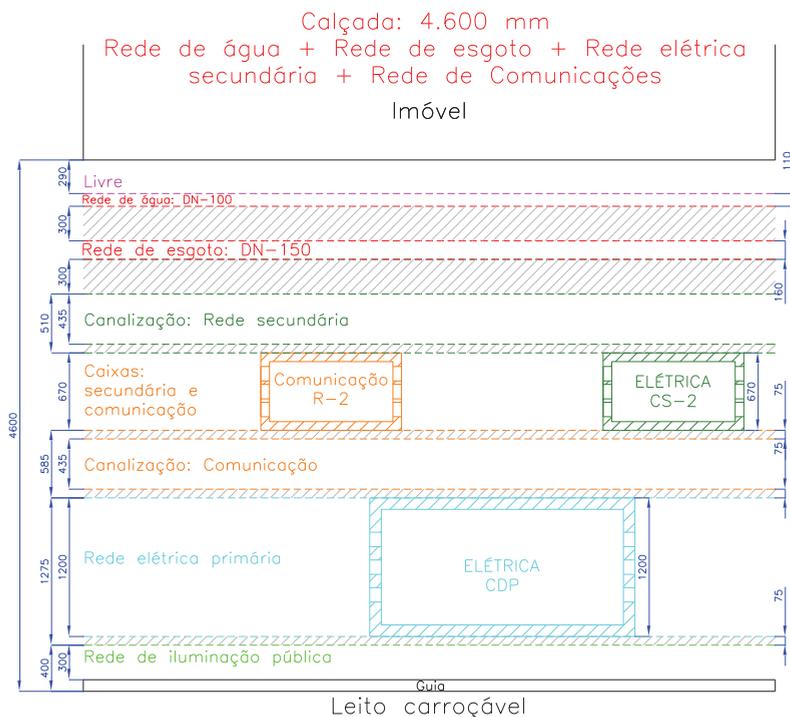


Figura 8 – Rede elétrica secundária, de comunicações e de iluminação pública – Calçada: 4.600 mm.

3.6. Soluções para os requisitos de telecomunicações

Este capítulo não pretende definir a quantidade máxima de requisitos de telecomunicações, que varia em cada localidade, mas apenas indicar alternativas de instalação de modo a evitar congestionamento desnecessário do subsolo e aumento dos custos.

A rede de distribuição subterrânea de energia utiliza dutos com diâmetro médio interno entre 49 mm a 167 mm, conforme [13].

Dutos com diâmetros desta ordem são superdimensionados para cabos de telecomunicações, no entanto, existem soluções de divisão para melhor aproveitamento deste espaço. Isso pode ser necessário caso o processo de conversão seja coordenado por um órgão público ou privado, que busque a padronização dos componentes para aquisição e construção simultânea.

Uma solução possível é a utilização de subdutos, os quais podem dividir um duto para ocupação por várias empresas de comunicação.

3.7. Procedimentos de segurança para instalação e manutenção civil

O emprego de infraestrutura de serviços públicos com ativos enterrados no sistema viário das cidades pressupõe ordenamento e controle das instalações existentes com o planejamento das obras ou outras intervenções no subsolo de ruas e avenidas das cidades. Os critérios de ordenamento passam pela definição do tipo de ocupação, a compatibilização e o compartilhamento com outros serviços, considerando a otimização de intervenções entre os serviços com ações de prevenção de danos em qualquer instalação existente e o correto mapeamento e cadastro das instalações.

Em vários países o poder público, em conjunto com os concessionários, tomou a iniciativa de estabelecer regras e normas de intervenções no subsolo. As cidades, amparadas por leis, definem os procedimentos que devem ser seguidos por qualquer entidade que deseje realizar uma obra no subsolo do sistema viário da cidade.

Um exemplo é o código 53 do estado de Nova York, 16 NYCRR Part 753, que estabelece as responsabilidades com respeito às práticas de escavação e à proteção das instalações subterrâneas. Tal regulamento é gerenciado por duas entidades, com atendimento “*One Call*” de 24 horas. A *Dig Safely New York, Inc.* para todo o estado, com exceção da cidade de Nova York, atendidas pela *New York 811*. O objetivo é servir de ligação entre quem escava e as concessionárias.

O manual de escavação publicado por aquelas entidades no Guia de *Safe Excavation Practices in New York State* estabelece que:

- a) Você deve chamar para um pedido de localização de interferências com pelo menos dois dias úteis de antecedência, mas não mais do que 10 dias úteis antes que qualquer escavação ou demolição comece;
- b) Você deve chamar independentemente de onde a escavação foi planejada e está localizada. Mesmo que seja em propriedade privada, no meio de um campo ou em uma rua que não tem nome;
- c) Você deve chamar mesmo se você só for escavar algumas polegadas ou apenas na superfície;
- d) Você deve chamar mesmo se o proprietário do imóvel informar que o local não tem instalações enterradas ou dizer que sabe onde as instalações enterradas estão localizadas;

- e) Certifique-se de que você tem um pedido de localização adequada e não confie em identificações antigas;
- f) Identifique a área que você pretende escavar com tinta branca, bandeiras ou estacas;
- g) Quando investigadores da Comissão de Serviço Público (PSC) inspecionarem uma escavação ou local de demolição ou investigarem os danos, eles vão verificar se você tem um pedido de localização adequado;
- h) Revise o local no formulário de Pedido de Informação, assim você saberá o que precisa quando solicitar a autorização;
- i) O código 753 define uma situação de emergência como qualquer condição anormal que apresenta perigo imediato à vida ou à propriedade, incluindo a supressão de um serviço de utilidade vital para a manutenção da saúde pública, segurança e bem-estar;
- j) Para escavações de emergência ou demolições informe o seu Centro *One-Call* com a localização da escavação logo que possível.

No Brasil, as poucas iniciativas existentes nesse sentido foram realizadas pelos próprios concessionários por meio da integração de ações de consultas mútuas dos cadastros de ativos enterrados.

As municipalidades que dispõem de serviços públicos com ativos enterrados no ambiente urbano podem incentivar as empresas detentoras dos ativos a organizar procedimentos de segurança de intervenção no subsolo que garantam a segurança de pessoas e componentes do sistema.

Para tanto, é necessário definir a obrigatoriedade de se obter uma autorização de escavação antes de qualquer atividade de escavação no meio urbano.

3.8. Custos esperados

A fim de atender a demanda de consultas prévias para a conversão de redes aéreas em subterrâneas, foi desenvolvida uma planilha para estimativas de custos de implantação de redes de distribuição subterrânea.

Exemplos de resultados estão apresentados na Tabela 3 e permitem uma estimativa preliminar de custos de implantação no sentido de verificar se os valores apurados estão compatíveis com o orçamento disponível do interessado.

Tabela 3 – Estimativas de custos de implantações de redes de distribuição subterrânea – classe 15 kV (valores de abril/2016)

Descrição	Custos estimados de implantações (mil R\$/km de logradouro)		
	Elétrico	Civil	Total
Transformadores em postes, 4x225 kVA, existentes e secundário subterrâneo	780	1.740	2.520
Ramal primário subterrâneo (atendimento de consumidores primários 35 mm ² , Al), transformadores em poste, 4x225 kVA, existentes, secundário subterrâneo, 2 chaves MT 2 vias instaladas em pedestal e secundário subterrâneo	1.305	2.775	4.080
Ramal primário subterrâneo 35 mm ² , Al, transformadores em pedestal, 4 x 300 kVA, 2 chaves MT 2 vias (instaladas em pedestal) e secundário subterrâneo	1.590	2.930	4.520
Primário subterrâneo (1 alimentador 400 mm ² , Al e 1 ramal 95 mm ² , Al), transformadores em pedestal, 4 x 500 kVA, 4 chaves MT 2 vias (instaladas em pedestal) e secundário subterrâneo	2.400	3.480	5.880
Primário subterrâneo (1 alimentador 400 mm ² , Al e 3 ramais 95 mm ² , Al), 12 transformadores em pedestal de 500 kVA, 8 chaves MT 2 vias (instaladas em pedestal) e secundário subterrâneo	3.870	4.250	8.120
Primário subterrâneo (2 alimentadores 400 mm ² , Al e 3 ramais 95 mm ² , Al), 12 transformadores em pedestal de 500 kVA, 10 chaves MT 2 vias (instaladas em pedestal) e secundário subterrâneo	4.485	4.315	8.800

O emprego dos valores da tabela deve ser feito com cautela, uma vez que as situações reais podem diferir daquelas utilizadas para a sua elaboração.

Se, em razão do valor estimado inicial, o interessado mantiver o interesse pela implantação de uma rede de distribuição subterrânea, o programa associado com a NTR-PC-01-08 [14], permite a elaboração de estimativas mais precisas, considerando duas alternativas, conforme indicado a seguir:

- a) Alternativa 1 – Estimativa de custos de implantação das redes baseando-se em custos modulares básicos (custos estimados de circuitos primários em R\$/km, equipamentos em R\$/peça e de circuitos secundários em R\$/km) onde o projetista estabelece, em razão de sua experiência e das condições locais, um traçado básico do circuito, com indicação das características básicas da rede (número de circuitos e cabos, tipo e capacidade de transformadores. Essa alternativa corresponde a uma estimativa de custos mais precisa, visto que leva em consideração as condições específicas do local;
- b) Alternativa 2 – Estimativa de custos em função do projeto executivo, onde os dados de entrada correspondem à situação projetada real.

3.9. Relacionamento com o Poder Público

3.9.1. Origem da Solicitação de um empreendimento de conversão

Para o início de um processo de conversão de rede de distribuição aérea para rede subterrânea, há a necessidade de que haja um agente interessado e com recursos financeiros para a conversão.

De forma geral, esse agente é a própria Administração Municipal. Entretanto, pode haver casos em que um agente privado ou público, que não a Prefeitura Municipal, seja o interessado e dê origem à Solicitação de Conversão.

De qualquer forma, sendo um interessado que não a Administração Municipal, este deverá obrigatoriamente ser envolvido através dos órgãos competentes, pois o uso do subsolo requer análises e aprovações. Fluxo sintético a seguir.

O art. 44 da Resolução Normativa nº 414/2010, da ANEEL [2], estabelece que é de responsabilidade exclusiva do interessado o custeio das obras realizadas a seu pedido para, dentre outras finalidades, melhoria de qualidade ou continuidade do fornecimento em níveis superiores aos fixados pela ANEEL, ou em condições especiais não exigidas pelas disposições regulamentares, e a melhoria de aspectos estéticos.

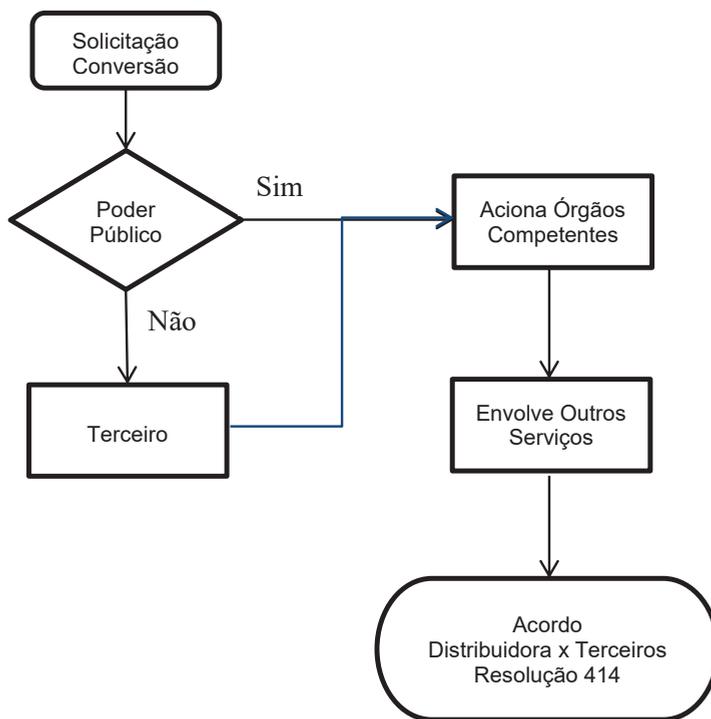


Figura 9 – Fluxograma.

3.9.2. Planejamento de um empreendimento de conversão

O passo inicial para uma decisão segura e um processo de sucesso de conversão de rede aérea para subterrânea consiste no planejamento integrado do empreendimento com o Poder Público e demais empresas impactadas.

Para esse tipo de empreendimento devem ser observadas todas as etapas que se seguem:

- a) Estudos preliminares e pesquisas de mercado;
- b) Planejamento da futura iluminação pública;
- c) Planejamento das calçadas e condições de acessibilidade a Pessoas Portadoras de Necessidades Especiais – PPNEs;

- d) Planejamento do trânsito e leitos carroçáveis;
- e) Planejamento de equipamentos urbanos (floreiras, lixeiras, pontos de comércio etc.);
- f) Planejamento do enterramento das redes de energia e demais infraestruturas;
- g) Definição de uma estrutura de gestão do empreendimento, com um gerente do empreendimento com poder de influência junto aos vários níveis de interessados (stackholders: comerciantes, residentes, locatários etc.);
- h) Execução de todos os projetos (design);
- i) Compatibilização de todos os projetos;
- j) Contratação e execução das obras;
- k) Estabelecimento de cronogramas integrados;
- l) Fiscalização e gerenciamento das obras.

O adequado planejamento e o gerenciamento das obras de implantação de redes subterrâneas de energia são imprescindíveis para evitar transtornos à população próxima ao empreendimento.

As redes de distribuição aéreas são compostas não somente pela infraestrutura de energia elétrica, pois diversas concessionárias e permissionárias compartilham ou possuem infraestrutura própria de distribuição aérea. Para que haja o completo enterramento das redes, se faz necessário o enterramento também da infraestrutura das demais empresas.

O enterramento de redes não depende somente da vontade, ou do desejo dos interessados, ou da Distribuidora de Energia Elétrica. Muitos projetos são inviabilizados pela inexistência de um correto gerenciamento do uso do solo, de cadastro ou até do correto planejamento do empreendimento antes mesmo da implantação de redes.

Via de regra, utilizam o subsolo e devem ser envolvidas obrigatoriamente na conversão ou na implantação de novas redes subterrâneas as empresas prestadoras de serviços de infraestrutura, como se segue:

- a) Água e esgoto – Autarquias das Prefeituras ou Empresas;
- b) Galerias e águas pluviais – Prefeituras;
- c) Infraestrutura para semáforos e sinalização – Prefeituras;

- d) Iluminação pública – Prefeituras;
- e) Gás – Com gás;
- f) TV a cabo;
- g) Telefonia e telecomunicações.

A infraestrutura construída poderá possuir ou não compartilhamentos entre as concessionárias e permissionárias de energia, telecomunicações, entre outras.

Quando não há compartilhamento, cada concessionária/permissionária constrói a sua rede, compartilhando somente o banco de dutos entre as empresas de telefonia e TV a cabo, por exemplo.

Essa modalidade tem custos mais elevados e maiores dificuldades técnicas de implantação, pois implica em muitos cruzamentos de rede, falta de espaço no subsolo, entre outros contratemplos.

Quando há o compartilhamento, existem diversas modalidades e tipos que definem o projeto e a construção de redes subterrâneas, mas se consegue uma melhor utilização do espaço com menores custos. Contudo, torna-se mais necessária ainda a gestão integrada do empreendimento, com responsabilidade clara e reconhecida.

3.9.3. Organização do processo de conversão

A chave de uma obra que envolve várias empresas, autarquias e órgãos públicos é ter uma organização bem definida para que todos caminhem juntos e sempre conhecedores das dificuldades e necessidades de cada um.

Uma proposta para a organização do processo é o estabelecimento de uma Hierarquia de Responsabilidades, onde aparece a Prefeitura Municipal como coordenadora do processo.

No exemplo a seguir é apresentada uma figura de uma Hierarquia de Responsabilidades constituída, que tomou como base o empreendimento de conversão da rede aérea para a rede subterrânea em trecho da Avenida Francisco Glicério, em Campinas/SP, considerado um *case* de sucesso pelo atendimento ao cronograma desejado pela municipalidade, que pode, obviamente, ser adaptada para outros empreendimentos do tipo, para outros municípios, outras distribuidoras de energia elétrica etc.

Hierarquia de Responsabilidade



Figura 10 – Organograma genérico.

Premissas necessárias para a condução do empreendimento:

- Harmonia entre as Secretarias da Prefeitura envolvidas, como: Secretaria de Planejamento, Secretaria de Obras, Secretaria de Meio Ambiente, Secretaria de Patrimônio, Secretaria da Cultura, entre outras;
- Recursos aprovados no orçamento dos exercícios em que ocorrerão as obras, para não haver paralizações;
- Preparação de uma boa comunicação com a sociedade;
- Infraestrutura para dar agilidade nas aprovações dos projetos da obra;
- Ter bem definido interna e externamente, os profissionais gestores do empreendimento;
- Escolha assertiva de fornecedores, com uma boa especificação técnica no(s) edital(ais) de contratação.

As principais atividades das entidades e profissionais que compõem a Matriz de Responsabilidades, considerando o caso mais geral de obra a ser executada por interesse da Prefeitura Municipal, são apresentadas nos parágrafos seguintes.

Essas atividades também se aplicam, com algumas adaptações, aos casos em que o principal agente interessado não é especificamente a Prefeitura Municipal.

Prefeitura Municipal

- a) Fazer a coordenação da obra;
- b) Ser a interlocutora da obra com a sociedade e demais agentes, com meios de comunicação eficazes;
- c) Promover as reuniões permanentes com todos os agentes;
- d) Zelar pela segurança da população que transita na obra;
- e) Zelar pelo melhor tráfego de veículos, alterando pontos de ônibus e sincronizando semáforos;
- f) pela limpeza da obra com os demais participantes;
- g) Acompanhar diuturnamente a obra;
- h) Zelar pelo conforto dos lojistas e moradores do local;
- i) Ser responsável pela urbanização, paisagismo, recuperação asfáltica, calçadas e iluminação pública.

Coordenador Geral

- a) Ser o preposto da Prefeitura Municipal e coordenar as ações desenvolvidas, desde os projetos iniciais, até o encerramento da obra.
- b) Conduzir as reuniões entre os agentes;
- c) Buscar sempre o consenso nas melhores soluções, fazendo prevalecer sempre as questões técnicas e de segurança;
- d) Zelar pelo bom andamento da obra e de seu cronograma;
- e) Atuar sempre que necessário e estar presente na obra.

Conselho Consultivo

- a) Este Conselho deve ser composto pelas Secretarias envolvidas e prestar apoio a todo o momento às questões de conflito que o Coordenador Geral venha a ter. Rapidez e vontade de resolver devem ser as principais características do Conselho.

Coordenador Executivo

- a) Ser o preposto do Coordenador Geral, com espírito facilitador. Acompanhar a obra todo o tempo e ser o principal interlocutor para que o Coordenador tome as decisões rapidamente;
- b) Zelar pelo bom andamento da obra e, principalmente, sendo fiel ao cronograma geral do empreendimento;
- c) Alertar para possíveis dificuldades de qualquer um dos agentes, para que essas dificuldades não impactem a obra no seu todo;
- d) Promover as reuniões de ajustes da programação, para que o planejamento não seja afetado;
- e) Contatar os lojistas, bancas e carrinhos de comércio porventura existentes, dos usos e obrigações nas adequações para receberem a rede nova, em parceria com a Associação Comercial e Industrial do Município;
- f) Ser o canalizador das informações oficiais para todo o grupo de agentes que trabalham na obra.

Órgão Responsável pelo Trânsito

- a) Elaborar o plano de bloqueio de ruas e avenidas, buscando o melhor fluxo de veículos e pedestres para a execução das obras;
- b) Alterar as paradas de ônibus, facilitando o fluxo e a movimentação da população;
- c) Informar a população das alterações, antecipadamente;
- d) Programar os trabalhos, inclusive os de finais de semana, buscando o menor impacto para a população e sempre mantendo sua segurança;
- e) Sinalizar todo o entorno das obras para veículos e pedestres;
- f) Promover as adequações e implantações necessárias de sinalização de trânsito e semafórica no trecho e seu entorno, impactados pelas obras.

Associação Comercial – Representante do Comércio

- a) Promover o relacionamento entre os lojistas e os agentes;
- b) Promover as reuniões com os lojistas para que os agentes façam os esclarecimentos do projeto, para que os mesmos possam estar se preparando para as dificuldades e necessidades de adequações para receberem as novas redes;

- c) Buscar alternativas de recursos por meio de Cooperativas e/ou bancos parceiros, que facilitem as necessidades dos lojistas quanto às adequações e reformas que porventura venham desejar;
- d) Preparar cartilha de esclarecimentos e fazer sua divulgação, juntamente com o Poder Público;
- e) Ser parceira na condução do projeto e ser mediadora em eventuais conflitos;
- f) Disponibilizar linha direta com o SEBRAE e outras entidades, para que os lojistas aproveitem o momento e atuem na qualidade e inovação de seus negócios, assim como na gestão de seus próprios negócios.

Distribuidora de Energia Elétrica

- a) Executar/analisar e aprovar o projeto elétrico e mecânico das obras de enterramento das redes de energia elétrica (redes primárias de média tensão, redes secundárias de baixa tensão e rede de iluminação pública), buscando atender com tecnologia adequada, custos compatíveis, qualidade e segurança, as necessidades do Poder Público e da sociedade;
- b) Analisar e aprovar os projetos de adequação das entradas de energia de lojas, bancas, edifícios, semáforos, câmeras e demais agentes que porventura necessitem de energia no trecho da obra;
- c) Gerenciar e tomar as medidas necessárias para atendimentos aos requisitos de prazo, custo e qualidade das obras sob sua responsabilidade.

Empresa de Água e Saneamento

- a) Executar/analisar e aprovar os projetos das obras de adequação, reforço e melhoria das redes de água e saneamento, buscando atender com tecnologia adequada, custos compatíveis, qualidade e segurança, as necessidades do Poder Público e da sociedade;
- b) Providenciar as adequações das entradas de água e esgoto de lojas, residências, bancas, edifícios etc.;
- c) Gerenciar e tomar as medidas necessárias para atendimentos aos requisitos de prazo, custo e qualidade das obras sob sua responsabilidade;
- d) Verificar a necessidade de substituição das galerias de água, rede de abastecimento de água e esgoto. Caso não haja necessidade de substituição,

deverá fazer todo o acompanhamento do andamento da obra, para solução de interferências.

Telecom e TV a Cabo

- a) Aprovar projeto para enterramento da rede e ser interlocutora da necessidade de atender os ocupantes;
- b) Limitar ao máximo o número de instalação de caixas individuais, pois há possibilidade de compartilhamento em função do espaço físico;
- c) Buscar tecnologia para redução do número de caixas e aproveitar as já existentes, para lançamento dos cabos;
- d) Aprovar os projetos de adequação dos clientes, buscando custos baixos para todos.

Empresa de Gás

- a) Verificar a necessidade de substituição, remoção e instalação da rede de gás. Caso não haja necessidade de substituição, deverá fazer todo o acompanhamento do andamento da obra, para solução de interferências.

Iluminação Pública

- a) Como normalmente quando da conversação de rede aérea para subterrânea a Prefeitura Municipal opta pela instalação de iluminação ornamental, a responsabilidade pelo projeto e instalação é de alguma Secretaria ou autarquia, o que varia de município para município;
- b) Torna-se essencial a interação entre os projetos de enterramento das redes e da nova iluminação pública, uma vez que deverão estar previstas as locações dos pontos onde serão instalados os novos postes de IP.

3.10. Questões frequentes e respostas

- 1) Qual é o tipo de fornecimento padrão de energia elétrica da CPFL?

As empresas distribuidoras do Grupo CPFL (doravante denominadas CPFL), assim como todas as demais empresas distribuidoras brasileiras, utilizam como padrão o fornecimento de energia elétrica por meio de redes aéreas de distribuição.

2) É possível a CPFL implantar novas redes subterrâneas ou converter as redes aéreas existentes em redes subterrâneas, em áreas urbanas?

A CPFL poderá fazer essa conversão, quando solicitada, desde que os custos decorrentes sejam cobertos pelos interessados, nos termos da Resolução Normativa nº 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

3) Quais os principais benefícios das redes subterrâneas?

As redes subterrâneas apresentam benefícios em relação a uma série de fatores discriminados a seguir:

a) Estética: a não utilização de postes e circuitos aéreos elimina a poluição visual decorrente, deixando de interferir com as características urbanísticas das vias públicas;

b) Integração ambiental: a utilização de redes subterrâneas anula as interferências com as arborizações, eliminando interrupções decorrentes de seus contatos com condutores e/ou constantes podas das árvores;

c) Segurança: elimina eventuais acidentes, como abalroamentos de postes, contatos acidentais com condutores aéreos (barras durante as construções, instalações de antenas, pipas etc.).

4) Por que é recomendado que alguns tipos de equipamentos de uma rede subterrânea sejam instalados acima do solo?

Enquanto os cabos das redes primária e secundária são instalados abaixo do solo, o que elimina os postes e os cabos aéreos, os transformadores, os quadros de distribuição e as chaves têm de ser acessíveis e mais seguros para os profissionais da CPFL ao nível da superfície, para facilidade de manutenção e reparos, eliminação de interrupções, manobras de redes e outras funções.

5) Quais as características básicas dos sistemas subterrâneos da CPFL?

As características básicas dos sistemas subterrâneos para implantação ou conversão são definidas pelos padrões da CPFL. Normalmente são adotados:

a) Circuitos primários radiais com recurso ou anel aberto, trifásicos, constituídos de cabos com isolamento sólida extrudada instalados em dutos, isolados para as tensões compatíveis com a localidade;

b) Transformadores trifásicos instalados em quiosques ou em pedestal;

c) Circuitos secundários constituídos de cabos com isolamento sólida extrudada instalados em dutos.

6) Onde são instalados os transformadores?

Transformadores em pedestal são instalados, preferencialmente, em praças, canteiros centrais e faixas de serviços, onde não causam problemas (visuais, entrada de veículos e de pessoal) para os lotes. O local de instalação do transformador deve possibilitar o acesso de caminhões com guinchos, a serem utilizados na instalação/retirada do transformador. As vias de acesso devem considerar uma largura mínima de 4,0 metros.

7) Cercas vivas podem ser implantadas ao lado dos transformadores?

Nos fundos e ao lado dos transformadores podem ser plantadas cercas vivas ou vegetação ornamental para “esconder” o transformador em pedestal, sendo aconselhável deixar espaços para futuras inspeções visuais. Na frente dos transformadores em pedestal devem ser mantidos espaços livres para execução de eventuais manutenções.

8) Onde são instalados os circuitos secundários de baixa tensão?

Os circuitos secundários normalmente são instalados nas calçadas e são constituídos de cabos em dutos ou diretamente enterrados, sendo que nesta última alternativa os cabos podem ser com armação ou não.

9) Como são feitas as medições de energia nos consumidores?

No caso de implantação de novas redes de distribuição subterrâneas, o padrão de entrada de energia, onde estão ligados os medidores dos consumidores, deve ser construído já considerando que a energia elétrica será fornecida por meio de cabos subterrâneos.

Quando da conversão de uma rede de distribuição aérea em subterrânea, os padrões de entrada deverão ser adaptados ou realocados para receberem os cabos subterrâneos.

10) Quem são os responsáveis pelas adequações dos padrões de entrada de medição de energia?

As adequações são de responsabilidade de cada consumidor, não cabendo à CPFL qualquer responsabilidade pelos serviços a ser realizado e seus custos, visto que pela legislação específica do Setor Elétrico os padrões de entrada devem ser de responsabilidade de cada consumidor individualmente.

11) Como deve ficar a rede de iluminação pública?

A responsabilidade pela implantação e manutenção do novo sistema de iluminação pública é exclusivamente das Prefeituras Municipais.

12) No caso de implantações ou conversões, quem é o responsável pelo enterramento dos demais cabos aéreos (telecomunicações, TV a cabo, telefonia etc.)?

Cada empresa proprietária deverá ser responsável pelo enterramento de sua rede aérea.

13) Como são várias empresas envolvidas, tanto as empresas proprietárias de cabos aéreos quanto as empresas que já utilizam o subsolo (água, esgoto, telecomunicações, gás etc.), quem é responsável pela integração e coordenação dos empreendimentos?

Normalmente a integração e coordenação de empreendimentos de implantação ou conversão para redes subterrâneas deve ser responsabilidade da Prefeitura Municipal, por meio de seus órgãos competentes, visto que além de todas as negociações técnicas e financeiras cabíveis, será necessário o envolvimento de outros órgãos da prefeitura, responsáveis pelo trânsito, segurança, comunicação etc. Além disso, será necessário o envolvimento da Prefeitura junto aos diferentes públicos a serem afetados pelas obras, como moradores, lojistas, serviços públicos, serviços privados etc.

14) Dutos ou cabos podem ser danificados por raízes de árvores?

Eventualmente, as raízes, ao encontrarem dutos corrugados, que são flexíveis, podem implicar deformações, que podem afetá-los. Isso deve ser mapeado quando das instalações.

15) Como deve ser executado o projeto de rede de distribuição subterrânea?

Os projetos devem ser elaborados de acordo com os padrões da CPFL. Normalmente a responsabilidade pelo projeto é da CPFL. Contudo, antes da elaboração de qualquer projeto deverá ser formalmente contatada a Prefeitura Municipal e a CPFL. Há necessidade de todo um processo prévio de definição de responsabilidades técnica antes de despender tempo e recursos.

16) A rede subterrânea pode ser instalada com as demais redes de infraestrutura (telefone, TV a cabo)?

As concessionárias de serviços estabelecem distâncias livres mínimas que devem ser mantidas entre as suas linhas elétricas e as demais.

17) Os materiais e equipamentos podem ser adquiridos de qualquer fabricante?

A CPFL exige a instalação de materiais e equipamentos homologados. No site da CPFL: <www.cpfl.com.br>, encontram-se os fabricantes de materiais e equipamentos homologados para redes de distribuição subterrâneas.

18) Todos os materiais e equipamentos utilizados podem ser produzidos no Brasil?

Todos os materiais e equipamentos utilizados em redes subterrâneas de novos empreendimentos podem ser adquiridos de fornecedores nacionais, que, em alguns casos, utilizam componentes importados, como os fusíveis internos dos transformadores.

19) Os custos de manutenção de redes de distribuição subterrâneas são superiores aos correspondentes de redes de distribuição aéreas?

Os custos de manutenções de redes de distribuição subterrâneas são inferiores aos correspondentes de redes aéreas, visto que as taxas de defeito são sensivelmente inferiores e não há podas preventivas.

20) As tarifas de energia para redes subterrâneas são superiores às correspondentes aéreas?

Com exceção da tarifa AS, não aplicável à CPFL, as tarifas de energia elétrica do Brasil são independentes do tipo de rede (aérea ou subterrânea) utilizada para atender os consumidores. Logo, as tarifas não são superiores.

21) A instalação de uma rede subterrânea, em vez de aérea, implica valorização dos imóveis?

Não se dispõem de informações concretas que estabeleçam uma valorização dos imóveis em razão da utilização da rede subterrânea em vez de aérea. Embora não seja possível estabelecer uma quantificação, acredita-se que essa valorização ocorra em razão das vantagens da rede de distribuição subterrânea (menor impacto visual, maior segurança etc.).

22) Que outras necessidades podem existir para a conversão de redes aéreas por subterrâneas?

Face aos demais serviços de infraestrutura subterrâneos já implantados, dificuldades adicionais podem ser encontradas, tais como as observadas a seguir:

- a) Necessidade de sondagens do solo para definição dos locais de instalações de poços de inspeções, caixas de passagem etc.;
- b) Dificuldades para alocação de transformadores em pedestal, quando não há praças, canteiros centrais, calçadas etc.;
- c) Restrições estabelecidas por órgãos públicos (período de execução dos trabalhos, remoções de terra etc.) podem implicar maiores custos de obras civis;
- d) Entradas das instalações dos consumidores (caixas de medição e proteção) devem ser alteradas para conexão dos cabos – entrada subterrânea.

3.11. Referências

- [1]ANATEL e ANEEL. Resolução conjunta nº 4.
- [2]ANEEL. *Resolução normativa, nº 414/2010* (atualizada até a resolução normativa nº 499, de 3 junho de 2012).
- [3]Lei federal nº 13.116 de 25 de abril de 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2015-2018/2015/Lei/L13116.htm>. Acesso em: jul. 2016.
- [4]ABNT NBR 12266:1992. Projeto e execução de valas para assentamento de tubulação de água esgoto ou drenagem urbana – Procedimento.
- [5]ABNT NBR 9050:2004. Acessibilidade a edificações, mobiliário, espaços e equipamentos urbanos.
- [6]ABNT NBR 5410. Instalações elétricas de baixa tensão.
- [7]ABNT NBR 14039. Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.
- [8]ABNT NBR 15214. Rede de distribuição de energia elétrica – compartilhamento de infraestrutura com redes de telecomunicações.
- [9]NESC. National Electric Safety Code ANSI C2.
- [10]NR 10. *Segurança em instalações e serviços de eletricidade, Ministério do Trabalho e Emprego, 2004*. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/legislacao/normas-regulamentadoras-1.htm>>. Acesso em: jul. 2016.
- [11]NR 33. *Segurança e saúde nos trabalhos em espaços confinados, Ministério do Trabalho e Emprego, 2012*. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/legislacao/normas-regulamentadoras-1.htm>>. Acesso em: jul. 2016.
- [12]GED-3668. Projeto de Rede de Distribuição – Terminologia – Norma Técnica CPFL Energia – 2012.
- [13]GED-3989. Dutos Corrugados – PEAD (S) – Padrão Técnico – CPFL Energia – 2012.
- [14]NTR-PC1-08. Estimativas de custos de implantação de RDS, Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico da CPFL.

CAPÍTULO 4 – PLANEJAMENTO

Este capítulo tem como objetivo tratar das questões referentes à:

- a) Definição de critérios de planejamento de redes de distribuição subterrâneas para a CPFL.
- b) Discussão e proposta de um método de custeio de obras de reforço e expansão com redes de distribuição subterrâneas decorrentes do planejamento.

Embora sejam abordados alguns aspectos gerais, aplicáveis a todos os tipos de redes, as considerações apresentadas são essencialmente voltadas para as redes de distribuição subterrâneas (RDS) e às situações urbanas previstas na área de concessão da CPFL.

Em particular, onde somente uma pequena parte da rede que emana de uma mesma subestação (ou subestações vizinhas) é convertida ou estendida com circuitos primários ou secundários subterrâneos, a expressão “redes de distribuição subterrâneas” não é a mais adequada, principalmente em termos de planejamento, que é uma atividade sistêmica.

Assim, propõe-se adotar neste capítulo o conceito de “rede de distribuição com trechos subterrâneos” (RDTS) como mais representativo do problema a ser abordado.

Não obstante, como será visto nas partes subseqüentes, muitos requisitos e considerações são comuns às redes de distribuição totalmente subterrâneas.

Cabe, ainda, nesta introdução, fazer a clara distinção entre planejamento e projeto.

Enquanto o planejamento se restringe à planificação de uma rede ou parte dela, para o atendimento de diretrizes e limites operativos pré-definidos avaliados com critérios estabelecidos, o projeto visa ao detalhamento técnico e dimensionamento de todos os componentes. Fica claro, portanto, que o planejamento não pode ser superficial a ponto de ser inviável nem aprofundado, de modo a se confundir com o projeto.

A abordagem adotada neste capítulo contempla o processo desde a decisão de adoção do padrão construtivo subterrâneo em uma determinada área, o planejamento inicial para sua implantação, a avaliação do seu custo estimado pelo planejador até as verificações anuais necessárias.

4.1. Requisitos regulatórios

O planejamento da distribuição é tratado no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (Prodist) [1].

Embora não apresente nenhuma restrição explícita às redes subterrâneas, é razoável admitir que o Módulo 2 do Prodist tenha sido concebido com base nas práticas aplicáveis às redes de distribuição mais comuns, que são predominantemente aéreas.

Além disso, o objetivo do Módulo 2 é fornecer *diretrizes e obrigações mínimas* às distribuidoras, além de padronizar a forma de envio de informações à ANEEL. Dessa forma, especificidades e particularidades de cada distribuidora não são o objeto do Prodist, bem como o estabelecimento de controles mais complexos.

Também deve ser mencionado que os segmentos de interesse para o presente trabalho são o SDMT (Sistema de Distribuição de Média Tensão) e o SDBT (Sistema de Distribuição de Baixa Tensão), sendo o Módulo 2 mais abrangente, incluindo também as subestações e distribuição.

Os assuntos tratados sequencialmente nas seções do Módulo 2 são:

- a) Previsão de demanda;
- b) Caracterização da carga e do sistema elétrico;
- c) Critérios e estudos de planejamento;
- d) Plano de desenvolvimento da distribuição;
- e) Sistema de informação geográfica regulatório.

Outro documento regulatório de interesse para as atividades de planejamento é o Módulo 8 do Prodist [2], relacionado à qualidade do produto e do serviço de energia elétrica.

Para fins do planejamento, os critérios de adequação dos níveis de tensão devem ser considerados, especialmente na rede secundária, onde a queda de tensão é mais restritiva e o impacto nos custos de implantação é elevado.

Como mencionado no início deste item, os critérios regulatórios são gerais e devem ser vistos como requisitos mínimos.

Em particular, para as redes de distribuição com trechos subterrâneos podem ser adotados critérios que, ao mesmo tempo em que atendam aos procedimentos regulatórios, contemplem características específicas, como:

- a) Maior tempo de implantação de obras no subsolo devido ao processo de autorizações, restrições de horários de trabalho e a própria natureza dos trabalhos;
- b) Dificuldade de realização de obras de expansão com interrupção de tráfego e circulação de pedestres;
- c) Indução ao crescimento de carga pela reurbanização e melhoria estética normalmente associada;
- d) Interface com a rede de distribuição aérea vizinha.

4.2. Conceitos gerais sobre planejamento

Este item tem o intuito de apresentar conceitos gerais de planejamento para um alinhamento inicial e a introdução de novas propostas naqueles itens que se seguem.

4.2.1. Planejamento operacional

Refere-se ao planejamento de curto prazo – período de até 1 ano – e se constitui em uma atividade da área de Operações, com o intuito de prover a melhor continuidade de serviço dentro das restrições de despesas operacionais (OPEX) existentes em todas as condições de operação ou interrupções programadas.

O planejamento operacional não é objeto principal deste capítulo.

4.2.2. Planejamento tático

Diz respeito ao planejamento de médio prazo – mais de 1 ano e até 5 anos, em geral.

O produto do planejamento tático normalmente é denominado “plano de obras”.

Embora não mencionado explicitamente, é deste planejamento que trata o Módulo 2 do Prodist.

4.2.2.1. Ciclo do planejamento tático

O planejamento tático constitui-se em uma atividade contínua, executada anualmente, com início no ano seguinte ao corrente até o horizonte.

A Figura 11 mostra um fluxograma para o planejamento tático, onde é possível verificar a aderência com vários itens regulatórios comentados precedentemente (aplicação do crescimento de demandas, limites técnicos, repetição até o horizonte etc.).

Os limites técnicos a serem verificados devem ser aqueles que garantam o bom funcionamento da rede e respeitem os requisitos regulatórios vigentes, ou seja, pelo menos:

- a) Carregamento em condição normal;
- b) Carregamento em condição de contingência;
- c) Adequação dos níveis de tensão;
- d) Indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC);
- e) Perdas técnicas.

Da maneira como mencionados, os limites não estão bem definidos, bem como também há a possibilidade de inclusão de outros, o que requer discussão e estabelecimento de critérios próprios pela distribuidora, como será proposto nos subitens 4.4 e 4.5.

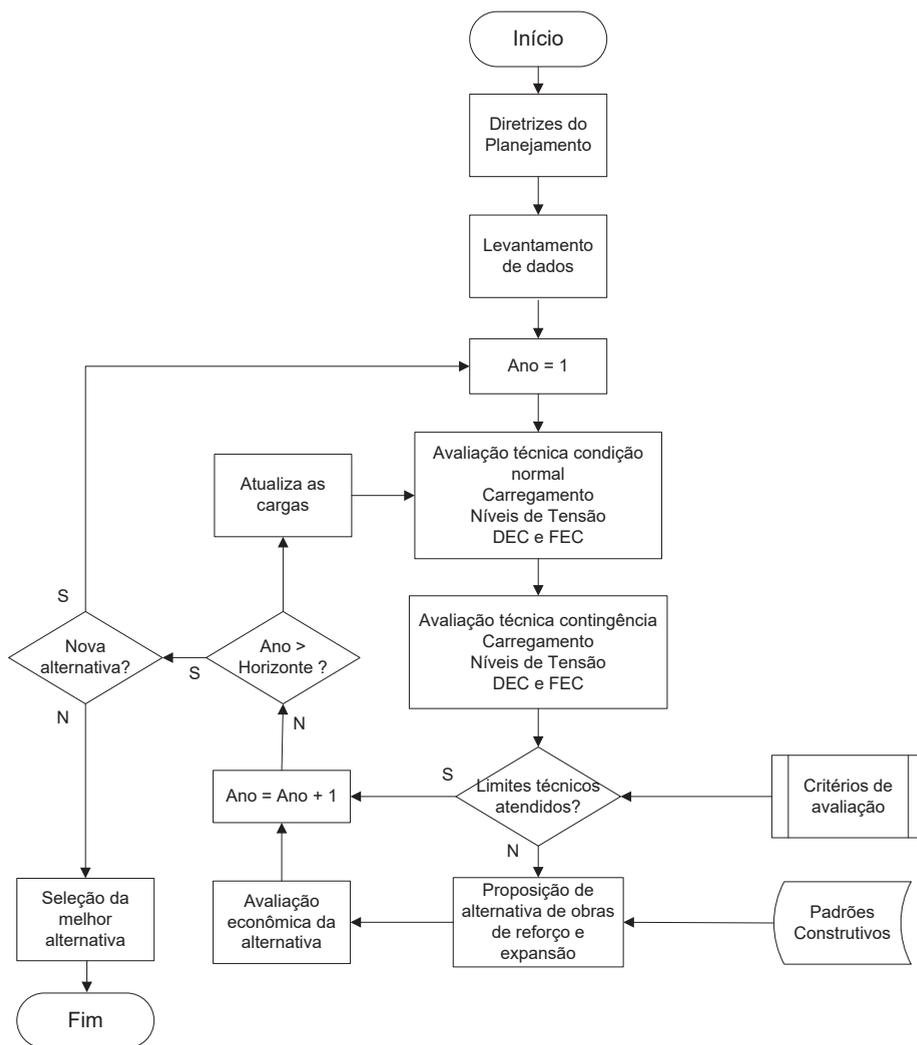


Figura 11 – Fluxograma simplificado do planejamento tático.

4.2.2.2. Obras de reforço e expansão

Conceitualmente, as redes de distribuição subterrâneas (completas ou parciais) são simplesmente uma das alternativas padronizadas a serem consideradas como obras de reforço ou expansão para a solução de problemas de transgressão de limites técnicos de operação.

Nesse sentido, elas competem com as alternativas convencionais, ao menos sob o ponto de vista de avaliação realizada estritamente com indicadores técni-

cos, nos casos em que não sejam requeridas de forma mandatória por questões estéticas ou de segurança da população.

4.2.2.3. Avaliação econômica

A avaliação econômica de cada obra proposta pode ser realizada de diversas maneiras e será discutida adiante neste capítulo.

4.2.3. Planejamento estratégico

Este tipo de planejamento tem um horizonte de longo prazo, além daquele utilizado no planejamento tático – 10 anos ou mais, em geral.

Pelo seu longo prazo, normalmente não faz sentido definir obras pormenorizadas nesse tipo de planejamento.

Os principais produtos do planejamento estratégico são um levantamento de estimativas de montantes de investimentos requeridos no futuro para fins de previsão financeira e equilíbrio entre os dispêndios no curto prazo e seus efeitos posteriores.

O planejamento estratégico também apresenta a visão de longo prazo necessária para obras de maior porte, tanto em valor como em prazo de implantação (por exemplo: subestações terminais e linhas de alta tensão).

Um programa massivo de conversão de redes de distribuição aéreas em subterrâneas certamente tem características de um planejamento estratégico, mas é um tema além do escopo deste projeto de P&D.

Por outro lado, as conversões de redes de distribuição aéreas (RDA), parciais e restritas, como aquelas do presente projeto de P&D, podem ser tratadas no âmbito do planejamento tático, com as devidas adaptações, como será discutido adiante.

4.3. Diretrizes para o planejamento

Este capítulo tem o intuito de discutir e apresentar a proposta de diretrizes que norteiam o planejamento de redes de distribuição com trechos subterrâneos para aplicação pela CPFL.

Uma vez definidas, as diretrizes se constituem em um conjunto de preceitos gerais, que devem ser observados para garantir a uniformidade das soluções. Isso requer que elas sejam explicitamente definidas e divulgadas.

As diretrizes da distribuidora podem ser alteradas ao longo do tempo – e de um modo geral é conveniente que elas sejam reavaliadas periodicamente – desde que se mantenham aderentes aos limites impostos pela regulação, normas públicas, especificações internas e boas práticas técnicas.

As diretrizes gerais estão demonstradas na Tabela 4. Observa-se uma contribuição importante do planejamento, embora menor que aquela dos padrões construtivos adotados.

Tabela 4 – Diretrizes gerais do P&D

Diretrizes gerais	Influência do planejamento	Influência da padronização construtiva
Economia	Média	Alta
Confiabilidade	Alta	Alta
Facilidade de operação e manutenção	Baixa-Média	Alta
Atualização tecnológica	Baixa	Alta
Escalabilidade das soluções	Alta	Alta
Minimização de impactos urbanos	Alta	Média

Nos itens seguintes apresentam-se as diretrizes específicas.

4.3.1. Diretrizes internas

Neste item são apresentadas diretrizes próprias da distribuidora, escolhidas com o intuito de obter o melhor compromisso com as diretrizes gerais.

4.3.1.1. Configuração (topologia) do trecho subterrâneo

A topologia recomendada para o trecho de circuito subterrâneo consiste em um radial com recurso.

A particularidade das RDTS é que, na maioria dos casos de conversões ou implantações previstas, o recurso nas contingências deve ser provido pela rede de distribuição aérea vizinha, ao menos na fase de implantação.

Fica claro, portanto, que o planejamento da rede de distribuição aérea circundante é fundamental para garantir a confiabilidade da RDTS. De fato, o esgotamento da capacidade dos circuitos aéreos que fazem *vis-à-vis* com a RDTS torna o chaveamento para socorro em condições de contingência planejadas uma condição de risco.

Deve ser prevista flexibilidade para atendimento de eventuais cargas superiores às previstas sem necessidade de substituição de materiais ou de execução de escavações em vias de circulação de veículos. A flexibilidade de atendimento pode ser obtida considerando, por exemplo, trechos adicionais de dutos estrategicamente localizados e a possibilidade de alimentar cargas não previstas no projeto para evitar obras civis adicionais.

À medida que ocorra o crescimento das demandas, é possível ampliar a RDTS com um segundo circuito subterrâneo que possa, além de suprir as novas cargas, também ser utilizado como alimentador de contingência.

A rede deve ser implantada em ruas com vias de circulação e calçadas de larguras mínimas de 4,0 metros e 2,5 metros, respectivamente, considerando espaços suficientes para a execução de manobras de veículos.

Os circuitos primários totalmente subterrâneos ou extensões subterrâneas derivados de circuitos aéreos não devem atender cargas da rede de distribuição aérea.

4.3.1.2. Horizonte de planejamento

Ao contrário das redes de distribuição aéreas, a flexibilidade de implantação e alterações posteriores em instalações subterrâneas é mais limitada devido às características das suas obras civis, restrições de tráfego, disponibilidade de materiais e equipamentos etc.

Uma forma de fazer frente a essa questão é a adoção de um horizonte de planejamento mais longo que aquele requerido pelo Prodist Módulo 2, até o final do qual não se prevejam alterações relevantes, especialmente aquelas que envolvam obras civis.

Por outro lado, horizontes excessivamente longos são sujeitos à maior incerteza e podem produzir super ou subdimensionamento das instalações, dependendo das hipóteses adotadas.

A solução de compromisso proposta para as RDTS consiste em adotar um horizonte de:

- a) 10 anos para a implantação de obras civis;
- b) 5 anos na implantação de cabos de média tensão e transformadores;
- c) Ciclo de planejamento com horizonte de 5 anos, para aderência aos mesmos critérios da RDA.

4.3.1.3. Reserva de capacidade

4.3.1.3.1. Obras civis

A incidência das obras civis no custo de implantação de uma rede de distribuição subterrânea é muito elevada, em geral entre 60% e 70% do montante total envolvido.

Em relação à reserva de capacidade para as obras civis existem duas opções:

- a) Não prever capacidade adicional e arcar com custos e distúrbios de situações imprevistas no planejamento;
- b) Prever reserva para as instalações civis, além do mínimo necessário até o horizonte definido, devido à dificuldade de executar obras para sua ampliação.

A proposta de diretriz aqui apresentada é limitar a capacidade adicional para obter um compromisso entre não onerar excessivamente a obra inicial e evitar custos e problemas futuros.

Para os circuitos primários normalmente considera-se a possibilidade de, além de ser necessário um circuito adicional por crescimento das demandas, existir um defeito que bloqueie parte do trajeto por danos nos dutos.

Considerando a ocorrência de ambas as possibilidades, recomenda-se uma reserva de dois dutos: um para o crescimento das cargas e outro para a substituição de um duto bloqueado.

Obviamente, como os bancos de dutos são padronizados, é possível que o total necessário para atender a essa regra resulte maior. Por exemplo, se são necessários três dutos para o planejamento até o horizonte, o total, com reservas, seria de cinco, mas acaba arredondado para seis, correspondente ao banco 2×3 .

Já no caso de transformadores, deve ser considerada a possibilidade de aumento de potência sem uma nova obra civil (nova base ou câmara).

A Tabela 5 mostra as taxas de crescimento de demanda equivalentes em 10 e 5 anos necessárias para atingir a potência nominal de um transformador, partindo

daquele imediatamente menor, ou seja, o valor anual médio que corresponde à relação entre as potências nominais sucessivas.

Tabela 5 – Taxa de crescimento das demandas associadas com a substituição de transformadores

Potência nominal (kVA)	Relação entre potências nominais sucessivas	Taxa de crescimento média anual em 10 anos	Taxa de crescimento média anual em 5 anos
112,5	---	---	---
150	1,33	2,92%	5,92%
225	1,50	4,14%	8,45%
300	1,33	2,92%	5,92%
500	1,67	5,24%	10,76%
750	1,50	4,14%	8,45%

Os valores mostram que na faixa de potências nominais usuais na distribuição subterrânea, a capacidade adicional da obra civil deve ser definida para acomodar o aumento de potência para o transformador imediatamente superior apenas.

Para a rede secundária, a obra de ampliação deve ser feita apenas quando for necessária. Isso se justifica pela maior dificuldade de previsão onde será necessária a obra secundária e pelo distúrbio mais localizado que ela provoca.

No entanto, caso se adote o padrão de instalação em dutos, cada ampliação da rede secundária deve prever um duto de reserva de forma a minimizar as escavações (como no caso do primário, o valor final depende de arredondamento a um banco padronizado).

4.3.1.3.2. Elétrica

A discussão sobre o fator de utilização inicial dos cabos e transformadores foi tratada em estudos específicos e deve ser seguida para cada equipamento.

4.3.1.4. Conexões com a rede de distribuição aérea

Os pontos de conexão com a RDA devem ser cuidadosamente planejados em função da possibilidade de acesso e capacidade de suprimento da RDTS.

Para fins de custeio e previsão de espaço para instalação, o planejador deve ficar atento aos equipamentos requeridos para garantir a confiabilidade da RDTS, devido à exposição das sobretensões de origem atmosférica ou da possibilidade de ferroressonância, respectivamente, para-raios e equipamentos trifásicos de proteção e seccionamento.

4.3.1.5. Indicadores de continuidade

As diretrizes para simulação dos indicadores de continuidade esperados para a RDTS devem ser fundamentadas em:

- a) Taxas de falha de equipamentos;
- b) Tempos de restabelecimento compatíveis com a localização e isolamento do trecho defeituoso no local de implantação.

Na ausência de dados próprios de taxas de falha, recomenda-se que a distribuidora utilize informações de outras concessionárias brasileiras com maior experiência em redes de distribuição subterrâneas. Todavia, o *benchmarking* deve ser realizado com muito cuidado, para ter em conta dados de redes com a mesma configuração.

A simulação de indicadores de continuidade coletivos por alimentador é um requisito do Módulo 2 do Prodist, mas, em razão do número de consumidores, alimentação da RDTS (subterrânea desde a SED ou suprida pela RDA) e esquema automático ou manual de restabelecimento, pode mostrar impacto desprezível ou negativo nos índices do conjunto ANEEL.

Por outro lado, melhorias de indicadores de continuidade individuais (DIC e FIC) podem ser esperadas em casos de alimentador subterrâneo que parte da SED.

4.3.1.6. Participação nos investimentos

A distribuidora deve avaliar caso a caso se deve realizar o investimento com recursos próprios e obter o retorno na tarifa, ou arcar com a manutenção de uma rede construída com recursos de terceiros.

Recentemente a ANEEL aprovou uma remuneração (cerca de 2%) para os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais, de forma a compensar as distribuidoras pelos gastos incorridos com a manutenção dos ativos nessa condição de sua BRR [5].

Tal medida melhora a viabilidade da execução de redes de distribuição subterrâneas com participação de terceiros.

Em qualquer das situações, o maior problema a ser afrontado pelas distribuidoras é, no caso de conversões em áreas urbanas, não onerar seus custos com as necessidades dos demais serviços que necessariamente têm de ser enterrados conjuntamente, como iluminação pública e telecomunicações.

4.3.1.7. Margem de erro sobre os custos

Como o planejamento não tem por objetivo a elaboração de um projeto executivo das alternativas, o que seria inviável pelo volume de obras consideradas, os custos estarão sujeitos a erros.

Para cobrir parte dos erros inerentes ao processo, recomenda-se a adoção de uma margem, que não deve ser exagerada nem definida individualmente.

Nesse projeto sugere-se adotar uma margem de erro de 10%.

4.3.2. Diretrizes externas

Além das diretrizes internas, a concessionária pode estar sujeita a outras emanadas externamente, em função de:

- a) Legislação municipal, estadual ou federal;
- b) Legislação ambiental de qualquer esfera de poder;
- c) Normas técnicas;
- d) Normas regulamentadores no Ministério do Trabalho e Emprego (MTE).

Como exemplos, podem ser citados:

- a) Leis que definem a obrigatoriedade de conversão de redes de distribuição aéreas (ver nota);
- b) Legislação municipal sobre zoneamento, ocupação do solo ou subsolo em determinadas aéreas;

- c) Legislação sobre acessibilidade, que define faixas de utilização das calçadas [6];
- d) Restrições ambientais a alguns materiais que possam contaminar o solo ou o ar, especialmente fluidos isolantes como óleo, SF₆ etc.;
- e) Requisitos normativos;
- f) Cumprimento das normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Emprego, como NR10 [7] e NR 33 [8].

Nota: apesar da contestação jurídica das distribuidoras, usualmente bem-sucedida, devido ao conflito de competências entre a regulação federal e a legislação municipal, pode haver acordo entre as partes para um programa de conversão.

As diretrizes externas atuais devem incorporar condições vigentes ou iminentes.

A adequação do conjunto de diretrizes externas deve ser objeto de monitoramento por parte da concessionária, com a devida antecipação de ações sempre que possível.

4.3.3. Resumo das diretrizes de planejamento propostas

A Tabela 6 apresenta um resumo das diretrizes propostas as RDTS.

Tabela 6 – Diretrizes internas de planejamento para as RDTS

	Descrição	Diretriz
Internas	Configuração	Implantação: radial com recurso pela RDA
		Expansão: recurso com alimentador subterrâneo
	Horizonte	Obras civis: 10 anos
		Cabos MT, trafos e planejamento tático: 5 anos
	Reserva de obras civis	Acomodar transformador com potência nominal imediatamente superior
		Mínimo de dois dutos para o primário e um duto para o secundário (por arredondamento ao padrão acima mais próximo, o número de reservas final pode ser maior)
	Fatores de utilização iniciais	Conforme critérios de projeto
	Conexões com a RDA	Espaço e custo de equipamentos de proteção e seccionamento
	Indicadores de continuidade	<i>Benchmarking</i> taxas de falhas
		Tempos de restabelecimento próprios para localização e isolamento de defeito
Participação nos investimentos	Investimento próprio ou obrigações especiais, mas sem custos de IP e telecomunicações	
Margem de erro de custos	10%	

4.4. Etapas de planejamento

Este item descreve as etapas propostas para a execução do planejamento tático de uma RDTS.

4.4.1. Critérios para a adoção de RDTS

A lista de motivações usuais para conversão total ou parcial de uma rede de distribuição aérea em subterrânea contempla aspectos como:

- a) Melhoria estética, embora, atualmente, grande parte da oposição às instalações aéreas possa ser imputada às operadoras de telecomunicações;

- b) Conservação das árvores, com podas mínimas;
- c) Redução da manutenção, em especial do gerenciamento da vegetação;
- d) Aumento do espaço nas calçadas para circulação de pedestres;
- e) Redução de acidentes de automóveis envolvendo postes;
- f) Eliminação de riscos de condutores aéreos rompidos e contatos acidentais com a RDA;
- g) Drástica redução de desligamentos momentâneos;
- h) Melhoria de indicadores de continuidade individuais e coletivos (DIC, DMIC, FIC, DEC e FEC) em qualquer condição climática;
- i) Redução na energia não distribuída e custos de interrupção;
- j) Redução de perdas técnicas;
- k) Solução para o congestionamento das estruturas devido a incrementos de carga;
- l) Redução de perdas não técnicas por fraudes;
- m) Melhoria da reputação com os clientes.

Pelas suas características de extensão e cargas limitadas, as redes de distribuição com trecho subterrâneo não produzem impactos significativos nas despesas de manutenção, índices da empresa como DEC e FEC do conjunto em que se situa a RDTS ou END e perdas técnicas.

Assim, restam os motivadores da Tabela 7, divididos em duas colunas, uma referente à sociedade e outra à própria distribuidora.

Portanto, os critérios para a construção de uma RDTS a serem observados pelo planejador são:

- a) Solução técnica dos itens da coluna (B) da Tabela 7;
- b) Atendimento de demandas da sociedade, representadas pela coluna (A) da Tabela 7.

Considerando apenas a solução técnica, é possível que a alternativa com RDTS possa ser substituída por obras com menores investimentos. Além disso, mesmo os itens de interesse da distribuidora podem não ser facilmente quantificáveis.

No que tange às demandas da sociedade, podem ser levantadas questões referentes à priorização da área, bem como de participação nos investimentos (obrigações especiais) e suas consequências.

Tabela 7 - Motivadores para uma RDTS (S – sim e N – não)

	Motivadores da sociedade (A)	Motivadores da distribuidora (B)
Estética	S	N
Conservação das árvores	S	N
Espaço para circulação de pedestres	S	N
Acidentes automobilísticos	S	N
Riscos de contato com a RDA	S	S
Desligamentos momentâneos	S	N
Indicadores de continuidade individuais	S	S
Crescimento de carga com congestionamento das estruturas	S	S
Fraudes	N	S
Reputação da concessionária	N	S

Contudo, a distribuidora pode ter critérios técnicos estabelecidos e divulgados para facilitar a conversão futura de redes de distribuição aéreas em locais cujas características de urbanização e crescimento de carga assim o requeiram.

O critério técnico para o estabelecimento da densidade de carga a partir da qual uma rede de distribuição aérea deve ser convertida para subterrânea pode ser estabelecido a partir dos seguintes aspectos:

- a) Esgotamento da capacidade dos alimentadores;
- b) Falta de capacidade para socorro em contingências;
- c) Congestionamento das estruturas aéreas para receber novos equipamentos, especialmente transformadores.

De um modo geral é mais comum o estabelecimento de valores de densidade de carga para conversão por unidade de superfície, usualmente expressos em MVA/km². Exemplos de aplicação desse critério podem ser encontrados em trabalhos já realizados [9], [10].

No caso das conversões da CPFL propõe-se adotar a densidade linear, em MVA/km. Esse critério se deve ao fato das conversões previsíveis de redes aéreas para subterrâneas na área de concessão da CPFL envolverem regiões com concentração de comércio e serviços, localizadas em avenidas centrais de alguns municípios.

Por definição:

$$D_{CL} = \frac{S}{\ell}$$

Sendo:

D_{CL} : densidade de carga linear;

S : potência total para o atendimento da carga considerada no processo de conversão (MVA);

ℓ : comprimento do trecho com a carga considerada (km).

Para o estabelecimento de valores orientativos, inicialmente pode-se avaliar o congestionamento dos postes, cujo número aproximado é:

$$N_p = \frac{\ell}{\bar{v}} + 1 \cong \frac{\ell}{\bar{v}}$$

Onde:

N_p : número de postes;

\bar{v} : vão médio entre postes.

O número de transformadores instalados nos postes obtém-se considerando uma potência média por transformador que atenda a demanda total da localidade, ou seja:

$$N_{Tr} = \frac{(1 - q_i)S}{f_u S_{Tr}}$$

Sendo:

S_{Tr} : potência média nominal dos transformadores de distribuição do local, supostos todos iguais;

q_i : fração da carga total atendida com transformadores instalados nas dependências internas dos clientes;

f_u : fator de utilização.

Comparando o número de transformadores com o número de postes, considera-se o local com estruturas congestionadas quando se ultrapassa um valor p :

$$\frac{N_{Tr}}{N_p} \geq p$$

Substituindo as equações precedentes obtém-se:

$$\frac{N_{Tr}}{N_p} = \frac{(1 - q_i)S\bar{v}}{f_u S_{Tr} \ell} = \frac{(1 - q_i)\bar{v}D_{CL}}{f_u S_{Tr}} \geq p$$

Ou ainda:

$$D_{CL} \geq \frac{p f_u S_{Tr}}{(1 - q_i)\bar{v}}$$

A Tabela 8 mostra os resultados de alguns cálculos.

Tabela 8 – Exemplos de cálculo de densidade de carga linear para conversão

Parâmetro	Exemplo 1	Exemplo 2	Exemplo 3	Exemplo 4
p	0,5	0,5	0,75	0,75
f_u	0,8	0,8	0,8	0,8
S_{Tr} (kVA)	112,5	112,5	112,5	112,5
q_i	0,5	0	0,5	0
\bar{v} (m)	30	30	30	30
D_{CL} (MVA/km)	3,0	1,5	4,5	2,3

Para avaliar a consistência dos resultados anteriores com o esgotamento da capacidade dos alimentadores, é necessário considerar a potência máxima, como função tanto da capacidade térmica dos condutores, quanto da reserva necessária para o critério de socorro utilizado, isto é:

$$S = \frac{n - k}{n} N_a S_{térmica} = \frac{n - k}{n} N_a \sqrt{3} VI$$

Na equação anterior:

n : número de alimentadores que suprem as cargas da região;

k : número de contingências (de uma forma geral $k = 1$ em redes aéreas);

$S_{t\acute{e}rmica}$: potência térmica admissível;

V : tensão nominal de operação;

I : capacidade de condução de corrente do alimentador;

N_a : número de alimentadores que atendem as cargas no trecho.

A Tabela 9 mostra o comprimento necessário para o esgotamento da capacidade dos alimentadores, simulado nas mesmas situações da tabela precedente, para duas tensões primárias usuais na CPFL.

Tabela 9 – Comprimento correspondente à densidade de carga da tabela 8

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
D_{CL} (MVA/km)	3,0	1,5	4,5	2,3	3,0	1,5	4,5	2,3
n	3	3	3	3	3	3	3	3
N_a	1	1	2	2	1	1	2	2
V (kV)	11,9	11,9	11,9	11,9	13,8	13,8	13,8	13,8
I (A)	400	400	400	400	400	400	400	400
S (MVA)	5,5	5,5	10,99	10,99	6,37	6,37	12,75	12,75
ℓ (km)	1,83	3,67	2,44	4,88	2,12	4,25	2,83	5,67

Por esses resultados, as densidades de carga lineares entre 3,0 MVA/km e 4,5 MVA/km são aquelas que resultam em comprimentos compatíveis com a maioria das situações práticas observadas na CPFL, uma vez que comprimentos muito longos não necessariamente são atendidos pelo mesmo circuito.

O último aspecto da verificação consiste em levar em consideração o horizonte de planejamento para antecipar as ações necessárias no local a ter rede de distribuição convertida para subterrânea. Dessa forma, a densidade de carga limite para a conversão é:

$$D_{CLconv} = \frac{D_{CL}}{\prod_{i=1}^h (1 + t_{cc_i})}$$

A Tabela 10 apresenta valores calculados supondo taxas de crescimento de carga de 3,0% e 5,0%.

Tabela 10 – Densidade de carga de conversão

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
D_{CL} (MVA/km)	3,0	4,5	3,0	4,5
Taxa de crescimento da carga (%)	3,0	3,0	5,0	5,0
Horizonte (anos)	5	5	5	5
Densidade de carga de conversão (MVA/km)	2,59	3,88	2,35	3,53

Para o atendimento dos novos consumidores antes do início do processo de conversão, também podem ser definidos critérios para atendimento com ramal de ligação subterrâneo. Atualmente a CPFL adota aqueles mencionados a seguir [13]:

- a) Edifícios residenciais com demanda calculada superior a 400 kVA e edifícios comerciais ou mistos, com demanda calculada superior a 300kVA: atendimento por meio de ramal de ligação subterrâneo em tensão primária;
- b) Edifícios residenciais com demanda calculada maior que 200 kVA até 400 kVA: o ramal de entrada, em tensão secundária, é opcional;
- c) Edifícios comerciais ou mistos com demanda calculada maior que 225 kVA até 300 kVA: ramal de entrada subterrâneo (baixa tensão).

As áreas elegíveis para a conversão de redes aéreas em redes subterrâneas em zonas urbanas devem ser identificadas pela área de planejamento por meio da densidade linear de carga de ruas e avenidas e dos entendimentos com os órgãos públicos municipais.

Nas áreas com densidade de carga linear projetada no horizonte de planejamento de 3,5 MVA/km devem ser considerados os seguintes critérios:

- a) Edifícios residenciais com demanda calculada entre 150 kVA e 300 kVA, e comerciais ou mistos entre 112,5 kVA e 225 kVA: o atendimento será por meio de ramal de entrada secundário subterrâneo a partir do poste da rede secundária da CPFL;
- b) Edifícios residenciais com demanda calculada acima 300 kVA e comerciais ou mistos acima de 225 kVA, com uma ou mais entradas: o atendimento será por meio de ramal de entrada primário subterrâneo, considerando uma das alternativas indicadas a seguir:

- i. Chave seccionadora submersível ou em pedestal na divisa da propriedade e transformadores secos internamente às edificações.
- ii. Transformadores em pedestal nas proximidades da divisa, a partir de poste da rede primária da CPFL.
- iii. Centros pré-fabricados de transformação com chave seccionadora, fusível ou disjuntor e transformador seco.

O crescimento (taxa) de cargas pode ser estimado em razão do histórico de carga na região, englobando a área a ser convertida; normalmente estão disponíveis nos setores de planejamento da concessionária. É recomendável que sejam consideradas taxas de crescimento em função do tipo de carga (residencial, comercial, poderes públicos etc.).

Na prática, observa-se que conversões de redes aéreas para subterrâneas normalmente implicam mudanças urbanísticas, com conseqüente alteração dos perfis dos consumidores. Em áreas comerciais o aumento no crescimento de carga pode ser significativo, visto que há alterações das características das lojas com reformas e ampliações, que implicam acréscimos de cargas devido à maior utilização de ar condicionado.

4.4.2. Levantamento de dados

Os itens seguintes constituem-se em uma lista de verificação a ser utilizada pelo planejador.

4.4.2.1. Restrições do tipo de ocupação

Nesta categoria devem ser considerados:

- a) Lei de zoneamento;
- b) Mecanismos de outorga onerosa, com emissão de CEPAC (Certificado de Potencial Adicional de Construção);
- c) Regras ou restrições para instalação de mobiliário urbano;
- d) Adequação das calçadas à lei de acessibilidade.

4.4.2.2. Mapas da superfície e subsolo

Embora exista a possibilidade de consulta *on-line* com o *Google Maps*, sempre que disponíveis devem ser utilizados mapas mais atualizados do poder público municipal.

Os mapas disponibilizados da superfície podem ser temáticos, contendo, além dos arruamentos, informações sobre a circulação de pedestres e veículos por faixas horárias, arborização ou outras que possam ser de interesse na decisão pela melhor rota, levando em conta a construção e a manutenção futura.

Para a execução do planejamento, o mapa da ocupação do subsolo, quando disponível, deve ser utilizado para:

- a) Confirmar a profundidade da instalação dentro dos limites compatíveis com os critérios de projeto e padrões construtivos;
- b) Identificar obstruções graves, que inviabilizem as rotas propostas.

A solução de pequenos problemas locais, desvios horizontais ou verticais, deve ser deixada para as etapas de projeto executivo e construção (com posterior registro, *as built*).

4.4.2.3. Caracterização das cargas

A caracterização das cargas deve envolver toda a região de implantação, incluindo os circuitos aéreos, que realizam as contingências da RDTS.

Na consolidação dos resultados, as tipologias e faixas do Módulo 2 do Prodist [1] devem ser observadas.

Recomenda-se a avaliação do crescimento *horizontal* (novos clientes) e *vertical* (aumento de demanda dos clientes existentes).

Embora mais trabalhosa, a adoção do critério de previsão das cargas por quadrículas, com dimensões da ordem de uma quadra, pode fornecer resultados melhores.

Dentro de cada quadrícula devem ser definidos os procedimentos para a melhor estimativa do crescimento das demandas, como a classificação das atividades econômicas e a correlação com uso energético.

Os efeitos indutores do crescimento ou de mudança da vocação da ocupação do local devido à melhoria estética propiciada pela RDTS devem ser avaliados e restringem a validade do uso de dados passados para a realização de regressões.

4.4.2.4. Inspeção local

A inspeção e o levantamento de condições *in loco* (*survey*) são recomendáveis para dirimir as dúvidas e obter informações adicionais não constantes em mapas ou que não possam ser deles obtidas.

4.4.3. Planejamento da implantação da RDTS

Pela sua importância, esse assunto será tratado no item 4.5.

4.4.4. Aplicação do ciclo de planejamento tático às RDTS

A nova rede deve ficar sujeita às verificações anuais realizadas, conforme indicado na Figura 11.

No entanto, as hipóteses adotadas podem não se verificar, basicamente nas seguintes situações:

- a) Taxas de crescimento de demanda inferiores ao previsto inicial;
- b) Taxas de crescimento maiores que a hipótese inicial (RDTS como indutor de crescimento);
- c) Modificação da tipologia das cargas;
- d) Crescimento horizontal imprevisto;
- e) Indicadores de continuidade acima do esperado ou permitido;
- f) Esgotamento da capacidade da rede de distribuição aérea vizinha.

Embora o primeiro caso (alínea a) não implique reforços ou expansões, ele pode ser um balizador para melhores hipóteses em novas implantações em condições similares.

As situações das alíneas b), c) e d) podem requerer obras adicionais, mesmo dentro do horizonte utilizado para o planejamento inicial.

O planejamento do SDBT, embora previsto no Módulo 2 do Prodist, é muito dinâmico para ser considerado caso a caso.

O incremento do número de circuitos de baixa tensão a ser considerado no plano de obras pode ser estimado com base nas cargas totais de cada transformador de distribuição e regras simples baseadas na capacidade padronizada por cabo.

A apuração de indicadores de continuidade fora dos limites inicialmente previstos deve ser vista de forma bastante crítica.

Um indicador usualmente aceito para essa verificação é a comparação da frequência equivalente (FEC) e da duração equivalente (DEC).

Como a FEC depende basicamente do número de falhas – em última instância da taxa de falhas –, um circuito subterrâneo bem projetado, com equipamentos de boa qualidade e bem instalado tem de apresentar drástica redução local desse indicador. A influência no conjunto pode ser desprezível em função do seu tamanho em relação à RDTS.

Já a DEC depende tanto do número de ocorrências (já capturado pela FEC) como de sua duração.

No passado, antes da introdução de técnicas de automação, a DEC de redes radiais era considerada um indicador com forte dependência operacional. Atualmente, o planejamento também pode prever a introdução de dispositivos automáticos de seccionamento e contribuir para a melhoria desse indicador.

Evidentemente, em ambos os casos devem ser expurgados os eventos externos (desligamentos na SED e no SDAT) ou intervenções programadas.

Sob o ponto de vista do trecho subterrâneo, o esgotamento da capacidade da rede de distribuição aérea pode comprometer o atendimento de contingências.

A execução atual do planejamento, contemplando todos os itens precedentes, além das perdas técnicas, requer o emprego de *softwares* para análise de fluxo de potência e simulação de confiabilidade.

4.4.5. Priorização de alternativas

A princípio, a priorização é necessária pelo fato de o Plano de Obras completo resultante para a distribuidora não ser executável com os recursos financeiros disponíveis.

Além disso, o planejamento de uma mesma região pode ter mais de uma alternativa de solução proposta. O item 4.7.2 deste capítulo trata desse tema.

4.4.6. Atividades pós-planejamento

Uma vez concluído o planejamento tático, podem ocorrer duas situações:

- a) A alternativa com RDTS é aprovada e deve seguir para a elaboração do projeto executivo;
- b) A alternativa não é priorizada e deve ser arquivada para reavaliação no ano seguinte ou consultas futuras.

4.5. Planejamento da implantação de uma RDTS

Este item ressalta aspectos importantes do planejamento inicial para a implantação de uma RDTS.

4.5.1. Rota do circuito primário

Inicialmente, podem ser considerados dois casos de RDTS:

- a) Extensão de uma rede de distribuição aérea existente;
- b) Conversão parcial de rede de distribuição aérea existente.

A diferenciação entre ambos é a confiabilidade esperada; na primeira situação, é sempre limitada ao desempenho da RDA, enquanto na segunda, pode se beneficiar de uma alimentação subterrânea desde a subestação de distribuição.

4.5.2. Pontos de transição com a rede de distribuição aérea

A extensão total dos primários no caso da RDTS é ditada pelos pontos de conexão com a RDA usada para prover alimentação em contingência.

O planejamento inicial deve avaliar:

- a) Espaço para uma estrutura de transição que comporte os equipamentos necessários (chaves, para-raios etc.);
- b) Capacidade de reserva da rede aérea em contingência;
- c) Nível de tensão em contingência.

4.5.3. Alocação de postos de transformação

Inicialmente, a alocação dos postos de transformação deve levar em conta:

- a) Espaços disponíveis para equipamentos acima do solo;
- b) Baricentro das cargas atendidas;
- c) Comprimento máximo admissível do circuito secundário devido às quedas de tensão.

4.5.4. Redes secundárias

O trajeto das redes de distribuição secundárias é limitado pela queda de tensão e decorre da alocação dos postos de transformação.

Na elaboração do planejamento inicial, pequenos ajustes viáveis no projeto executivo e que não modifiquem as quantidades totais necessárias podem ser desconsiderados.

4.5.5. Ramais de ligação de consumidores

No que tange ao número de ramais de ligação, para a etapa de planejamento é suficiente definir o número de consumidores existentes e um comprimento médio.

4.5.6. Alocação de seccionamentos

Os pontos de seccionamentos da RDTS devem ser definidos para criar blocos de carga transferíveis, com valor compatível à capacidade dos circuitos, considerando os horários mais críticos.

4.5.7. Verificação do comportamento em contingências

Na prática, o projeto básico da RDTS proposta deve ser analisado quanto ao carregamento dos cabos e transformadores, níveis de tensão, DEC e FEC nas condições de carga até o horizonte previsto.

Usualmente, tal tarefa é feita com *software* de cálculo adequado que identifique os trechos e equipamentos com violações dos limites técnicos de operação estabelecidos.

4.5.8. Funções inteligentes

É desejável que a introdução de funções de redes elétricas inteligentes necessárias para a manutenção e operação da RDTS seja considerada desde o planejamento da implantação, sob o risco de que se tornem inviáveis ou tenham custo superior no momento da implantação.

Por outro lado, dependendo da função, os recursos inteligentes não precisam ter sua implantação simultânea com a RDTS.

Esse é o caso de funções de controle de carregamento, que podem ser postergadas por alguns anos, quando o carregamento dos cabos e transformadores ainda se encontra, com grande probabilidade, abaixo dos limites admissíveis.

O diferimento dos investimentos contribui para a economia global do investimento sem perda da confiabilidade.

Esse tipo de atividade não é comum nas áreas de planejamento e pode, dependendo da estrutura da empresa, requerer a participação de outras áreas voltadas à automação.

4.6. Custeio de alternativas

4.6.1. Custos de implantação

Uma vez definidas as obras a serem realizadas é necessário obter uma estimativa do investimento requerido, com a finalidade de comparação de alternativas, aprovação e previsão orçamentária.

4.6.2. Custos adicionais

4.6.2.1. Desmantelamento da rede de distribuição aérea

Inicialmente, cabe observar que uma rede de distribuição aérea é composta por bens de massa, de maneira que sua desmobilização não tem maiores implicações contábeis e regulatórias, supondo que sempre existam ativos dessa natureza totalmente depreciados na base de remuneração.

Não obstante, interessa saber o custo real dispendido, o qual pode ser representado pelas parcelas:

$$C_{dRDA} = (CMO + CT + CD) + RUP - RVS$$

CMO: custo de mão de obra de desmontagem;

CT: custo de transporte dos ativos retirados;

CD: custo de descarte adequado dos materiais em função do seu potencial de contaminação e impossibilidade de reciclagem;

RUP: valor presente até o fim da vida útil da receita média perdida do uso de postes pelas empresas de telecomunicações;

RVS: receita com a venda de sucata dos metais (alumínio, cobre e ferro).

Assumindo valores típicos para os componentes da equação precedente, estima-se que o custo de desmantelamento, em R\$/km, situa-se em uma faixa de 1,5% a 3,5% do custo de implantação da rede de distribuição aérea. Isto é, trata-se de um valor inferior à margem de erro proposta nas diretrizes (Tabela 6).

4.6.2.2. Obras civis para uso por IP e telecomunicações

Ao contrário do que ocorre na rede de distribuição aérea, a distribuidora de energia elétrica não tem por objetivo alugar a utilização da sua infraestrutura subterrânea, muito menos ser provedora sem ônus para os demais serviços.

É possível, todavia, que, no processo de conversão de um trecho de RDA, as obras civis necessárias para o enterramento conjunto de cabos de iluminação pública e telecomunicações impliquem custos adicionais, como:

- a) Perda de produtividade;
- b) Dutos adicionais;
- c) Aumento da área de recapeamento de pista de rolamento ou recomposição de pisos.

A distribuidora deve ficar atenta a esses custos e à forma de sua remuneração, incluindo a possibilidade de que eles não venham a ser reconhecidos como parte do investimento prudente.

4.6.3. Custo total da alternativa

Considerando o custo de implantação da alternativa, a margem de erro e os custos adicionais, resulta:

$$C_{total_obra} = 1,1C_{alternativa} + C_{adicionais}$$

4.7. Benefícios e critérios de seleção da melhor alternativa

Sempre que possível, o planejador deve propor pelo menos duas alternativas que atendam aos limites técnicos segundo os critérios de avaliação definidos, para posterior seleção da melhor entre elas.

Para tanto, é necessário considerar questões adicionais além dos custos, como será descrito a seguir.

4.7.1. Benefícios

Para selecionar a melhor dentre as alternativas propostas pelo planejador, também é necessário avaliar os benefícios.

A avaliação dos benefícios das alternativas constitui-se em uma tarefa geralmente muito mais complexa que aquela da estimação dos custos.

De fato, muitos benefícios da conversão de uma rede aérea para subterrânea são de difícil mensuração ou capturados por outros agentes (externalidades).

No entanto, partindo do princípio que os investimentos em redes de distribuição subterrâneas tendem a ser considerados como prudentes [3], logo reconhecidos na tarifa, o diferencial entre as alternativas encontra-se em seus benefícios.

Os benefícios calculados devem considerar, no mínimo, a valoração das reduções em relação à rede existente:

- a) Podas;
- b) Energia não distribuída;
- c) Pagamento de compensações por violações de indicadores de continuidade individuais;
- d) Perdas técnicas.

Outros ganhos de mais difícil quantificação devem ser excluídos por esse método.

4.7.2. Seleção da melhor alternativa sob incerteza

Enquanto os custos incorridos são bem definidos, o mesmo não ocorre com os benefícios.

Adicionalmente, mesmo tendo-se fixados valores de custos e benefícios, podem ser obtidos diferentes valores presentes líquidos nos fluxos de caixas, em razão da taxa de desconto do capital adotada.

Inicialmente, devem ser compostos os cenários de avaliação pela combinação de parâmetros significativos não controláveis pela distribuidora, como:

- a) Variações nas taxas de crescimento das demandas utilizadas no planejamento;
- b) Custo do capital;

- c) Preço da energia para valoração das perdas técnicas;
- d) Dados para estimativa de confiabilidade.

As alternativas a serem comparadas devem contemplar no mínimo a obra com a RDTS e a melhoria da RDA que atende a região.

O processo decisório sob incerteza pode ser realizado com várias técnicas de diversas naturezas: determinísticas, probabilísticas ou difusas (*fuzzy*).

Como os investimentos em redes subterrâneas são elevados e os maiores benefícios para a distribuidora auferidos na remuneração dos ativos, propõe-se adotar o método do mínimo arrependimento (*minimum regret*) [11], brevemente descrito a seguir, para o planejamento da RDTS.

Outra vantagem da abordagem proposta é não requerer a atribuição de probabilidades de ocorrência aos cenários

Sob o ponto de vista de decisão, o que se denomina arrependimento é o custo da oportunidade perdida, representado por não se ter auferido o máximo ganho possível, isto é:

$$A_{ij} = B_{maxj} - B_{ij}$$

Onde:

A_{ij} : arrependimento da alternativa i no cenário j ;

B_{maxj} : máximo benefício estimado no cenário j ;

B_{ij} : benefício da alternativa i no cenário j ;

Os benefícios a serem considerados aqui são somente aqueles descritos no item 8.1, trazidos a valor presente com os dados de cada cenário, para um horizonte de pelo menos 20 anos, incluindo uma projeção de atualização das demandas.

Os cenários e as alternativas podem ser organizados em uma matriz de arrependimentos (ou de aflições) com N linhas M e colunas mostrada na Tabela 11.

Tabela 11 – Representação geral de uma matriz de arrependimentos

Alternativa	Cenários				Custos de oportunidade das alternativas
	1	2	...	M	
1	A_{11}	A_{12}	...	A_{1M}	$CO_1 = \max\{A_{11}; A_{12}; \dots; A_{1M}\}$
2	A_{21}	A_{22}	...	A_{2M}	$CO_2 = \max\{A_{21}; A_{22}; \dots; A_{2M}\}$
...
N	A_{N1}	A_{N2}	...	A_{NM}	$CO_N = \max\{A_{N1}; A_{N2}; \dots; A_{NM}\}$

A partir da própria definição de arrependimento, em cada coluna da matriz $N \times M$ existe pelo menos um elemento nulo.

Pelo critério do mínimo arrependimento se $CO_k = \min\{CO_1; CO_2; \dots; CO_N\}$, então a melhor alternativa é a k -ésima.

4.7.2.1. Exemplo de aplicação

Neste item é apresentado um exemplo numérico, considerando três benefícios trazidos a valor presente em um horizonte de 30 anos:

- a) Valor presente em 30 anos das despesas operacionais (OPEX);
- b) Perdas técnicas capitalizadas em um horizonte de 30 anos;
- c) Custos de interrupção.

Considerando-se duas variáveis que produzem incerteza, tem-se os quatro cenários da Tabela 12. Mnemonicamente, os cenários são representados com os símbolos “-” e “+”, correspondentes ao valor inferior e superior, respectivamente, de cada variável.

Tabela 12 – Cenários considerados

Cenário	Preço da energia	Custo do capital
1	-	-
2	+	-
3	-	+
4	+	+

Os benefícios foram estimados supondo quatro alternativas de redes:

- a) Com todas as estruturas civis e equipamentos enterrados e sem apoio de inteligência para operação e manutenção;
- b) Com equipamentos instalados acima do nível do solo e sem apoio de inteligência para operação e manutenção;
- c) Com todas as estruturas civis e equipamentos enterrados e com apoio de inteligência para operação e manutenção;
- d) Com equipamentos instalados acima do nível do solo e com apoio de inteligência para operação e manutenção.

A sequência de tabelas a seguir mostra os resultados, conforme roteiro previamente descrito, passo a passo. Os benefícios são tanto maiores quanto menores forem os valores das tabelas, uma vez que representam as despesas a serem evitadas.

Tabela 13 – Valores estimados em cada cenário em um horizonte de 30 anos

Benefícios	Cenários			
	1 (--)	2 (-+)	3 (+-)	4 (++)
OPEX de estruturas enterradas sem inteligência	R\$ 1.444.742	R\$ 1.240.000	R\$ 1.444.742	R\$ 1.240.000
OPEX rede enterrada com inteligência	R\$ 1.011.319	R\$ 868.000	R\$ 1.011.319	R\$ 868.000
Perdas técnicas	R\$ 4.194.412	R\$ 3.600.000	R\$ 4.823.573	R\$ 4.140.000
Custo interrupção sem inteligência	R\$ 93.209	R\$ 80.000	R\$ 107.191	R\$ 92.000
Custo interrupção com inteligência	R\$ 18.642	R\$ 16.000	R\$ 21.438	R\$ 18.400

Tabela 14 – Valores totais de cada alternativa em cada cenário

Alternativas construtivas de rede	Cenários			
	1 (--)	2 (-+)	3 (+-)	4 (++)
1: Estruturas enterradas sem inteligência	R\$ 5.732.362	R\$ 4.920.000	R\$ 6.375.506	R\$ 5.472.000
2: Estruturas acima do solo sem inteligência	R\$ 5.154.466	R\$ 4.424.000	R\$ 5.797.609	R\$ 4.976.000
3: Estruturas enterradas com inteligência	R\$ 5.224.373	R\$ 4.484.000	R\$ 5.856.331	R\$ 5.026.400
4: Estruturas acima do solo com inteligência	R\$ 4.819.845	R\$ 4.136.800	R\$ 5.451.803	R\$ 4.679.200

Tabela 15 – Matriz de arrependimentos

Alternativas construtivas de rede	Arrependimentos				Custo de oportunidade
1: Estruturas enterradas sem inteligência	R\$ 643.143	R\$ 1.455.506	R\$ -	R\$ 903.506	R\$ 1.455.506
2: Estruturas acima do solo sem inteligência	R\$ 643.143	R\$ 1.373.609	R\$ -	R\$ 821.609	R\$ 1.373.609
3: Estruturas enterradas com inteligência	R\$ 631.958	R\$ 1.372.331	R\$ -	R\$ 829.931	R\$ 1.372.331
4: Estruturas acima do solo com inteligência	R\$ 631.958	R\$ 1.315.003	R\$ -	R\$ 772.603	R\$ 1.315.003
	Mínimo arrependimento				R\$ 1.315.003

Logo, pelo critério adotado, a melhor alternativa é a número 4 (estruturas acima do solo com inteligência).

4.8. Referências

- [1] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST, “Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição”. Revisão 6, 15/04/2015.
- [2] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST, “Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”. Revisão 6, 01/01/15.
- [3] ANEEL. *Redes subterrâneas de distribuição de energia: situação atual e avaliação da necessidade de aprimoramento da regulação associada*. Nota Técnica nº 0098/2014-SRD/ANEEL, nov. 2014.
- [4] ANEEL. *Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição*. Preret Submódulo 2.1. Procedimentos Gerais, 28/04/2015.
- [5] Decreto nº 5.296, de 2 de dezembro de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.098, de 19 de dezembro de 2000, que estabelece normas gerais e critérios básicos para a promoção da acessibilidade das pessoas portadoras de deficiência ou com mobilidade reduzida.
- [6] NR 10. *Segurança em instalações e serviços de eletricidade*. Ministério do Trabalho e Emprego, 2004. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/legislacao/normas-regulamentadoras-1.htm>>. Acesso em: jul. 2016.
- [7] NR 33. *Segurança e saúde nos trabalhos em espaços confinados*. Ministério do Trabalho e Emprego, 2012. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/legislacao/normas-regulamentadoras-1.htm>>. Acesso em: jul. 2016.
- [8] *Planejamento de sistemas de distribuição*. Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 1. Campus/Eletrobras, 1982.
- [10] *Redes de Distribuição Subterrâneas de Energia Elétrica*. Synergia, 2014.
- [11] B. L. Agarwal. *Basic Statistics*. New Age International Publishers. 4th edition, 2006.
- [12] *Resolução conjunta nº 4 Aneel /Anatel*, 16/12/2014.
- [13] CPFL. *Fornecimento de Energia Elétrica a Edifícios de uso Coletivo*. Documento nº 119, versão 2.7, 11/07/2014.

CAPÍTULO 5 – CRITÉRIOS DE PROJETO

5.1. Caracterização dos projetos

5.1.1. Tipos de projetos

Com o objetivo de sistematizar procedimentos, os projetos de rede de distribuição são subdivididos em três categorias principais:

- Projetos de conversão e ampliação.
- Projetos de melhoria.
- Projetos de conexão de acessante.

Nesta etapa, são definidas as responsabilidades pelos custos das obras e suas respectivas apropriações nas solicitações de investimentos (SI) corretas.

A classificação do projeto em uma das categorias citadas é efetuada de acordo com as características listadas nos subitens a seguir:

- a) Projetos de implantação, conversão e ampliação: são os que visam à implantação de redes subterrâneas em locais já atendidos ou não pela rede aérea e atendimento de novos empreendimentos verticais;
- b) Projetos de melhoria: são os que visam, por meio de modificações na rede, ampliação, adequação, aumento de capacidade instalada e redução de indicadores de continuidade;
- c) Projetos de conexão: são aqueles que visam a ligação de novos consumidores, alteração de demandas contratadas de consumidores existentes.

5.1.2. Conteúdos dos projetos

O projeto final correspondente à rede de distribuição subterrânea compreende:

- Memorial descritivo.
- Projeto da rede primária.
- Projeto da rede secundária.
- Projeto das obras civis.

5.1.3. Memorial descritivo

O memorial descritivo deve conter informações referentes à área de conversão, com planta de situação mostrando a sua localização correspondente ao projeto de rede subterrânea de energia elétrica (RDS), com vias públicas adjacentes e ponto para interligação da rede de distribuição subterrânea projetada com a rede existente aérea.

Descrição básica da área do projeto:

- Mapa com área total e indicação das vias de circulação de veículos, calçadas, praças, acidentes topográficos, pontos de alagamento, planos urbanísticos da prefeitura, restrições construtivas, largura não edificável na frente das propriedades etc.
- Mapa com indicação dos clientes de média tensão e baixa tensão, terrenos e áreas desocupadas, novos empreendimentos e pedidos de atendimento.
- Identificação e localização dos ramais de entrada (secundários e primários) com indicações das cargas atuais, e o tipo do atendimento: aéreo/subterrâneo - - com 4 fios (3F + N), 3 fios (2F + N), 2 fios (1F +N).
- Identificação dos consumidores atendidos em média tensão com nome, endereço, tarifação, demanda contratada, demanda máxima dos últimos 12 meses.
- Premissas utilizadas para definição das cargas atuais (conversão de redes) e previstas.
- Previsão de cargas para todos os atendimentos identificados.
- Cálculos elétricos: corrente e seção dos condutores, carga e potência nominal dos transformadores, quedas de tensão e outras informações julgadas necessárias.
- Características das obras a serem feitas para outros serviços municipais (trânsito, iluminação pública, pontos festivos, bancas de jornal) e outros serviços como água, esgoto, telefone etc.
- Relação de materiais, equipamentos e obras civis.
- Cronograma previsto para início das obras e para energização da rede.

5.1.4. Projeto elétrico básico da rede secundária

O projeto básico da rede secundária deve ser feito em uma planta indicando e identificando:

- Itinerário (rota) do circuito secundário subterrâneo.
- Ramais de entrada: quantidade e seção, material do condutor e isolamento, dos cabos.
- Tipo de barramentos múltiplos isolados em cada ponto de derivação (número de entradas e saídas).
- Local previsto para os centros de medições (entradas de consumidores).
- Circuitos secundários: características com seção, material do condutor e isolamento, quantidade e localização dos cabos e acessórios (derivações, emendas e outros).
- Quadros de distribuição e proteção: modelos, quantidades e capacidades das chaves e dos fusíveis NH. Os materiais adicionais para instalação dos quadros de distribuição, como os conectores, também devem ser indicados no projeto.
- Transformadores de distribuição: tipo, localização e potências nominais.
- Diagrama unifilar, por transformador, com identificação do tipo e da potência do transformador, chaves e fusíveis dos quadros de distribuição e proteção, cabos (número, seções e comprimento) e consumidores (identificação) – também devem ser indicadas as fases consideradas nas ligações de consumidores monofásicos (1 fase + neutro) e bifásicos (2 fases + neutro).
- Devem ser indicados também os centros de medição e entradas com necessidade de alterações (caixas, chaves, local, medidores etc.).

5.1.5. Projeto elétrico básico da rede primária

O projeto básico da rede primária deve ser feito em uma planta indicando e identificando:

- Localização e características dos pontos de alimentação: poste transição, derivação de circuito subterrâneo existente e saídas de subestações.
- Itinerário (rota) do circuito primário subterrâneo.
- Transformadores de distribuição: tipos, localizações, potências nominais e acessórios desconectáveis para conexão.
- Circuitos e ramais de entrada primários: seções e localização dos cabos, identificação e localização dos acessórios, como: desconectáveis, emendas retas, terminais, indicadores de defeito, para-raios, chaves fusíveis e outros.
- Chaves primárias: tipo, número de vias, características básicas (corrente nominal, tensão nominal etc.); acessórios desconectáveis para conexões dos circuitos, condições de operação (NA ou NF).
- Proteção: identificação e características básicas dos dispositivos projetados para proteção dos transformadores e da rede.
- Relação de estruturas e ferragens padronizadas com indicação na planta primária, em uma tabela com o número correspondente da estrutura civil, caixa de inspeção, base de transformador etc.
- Travessias (tipo – viaduto, rios, gasodutos etc., concepção adotada etc.). Quando necessária aprovação das travessias juntos aos órgãos competentes (Petrobras, Dersa, Dnit etc.).
- Diagrama unifilar com pontos de alimentação, chaves, tipos e potência de transformadores, cabos (número, seção, material e comprimento).
- Em caso de conversões com redes extensas, com mais de uma fase de implantação, o projetista deverá elaborar inicialmente um anteprojeto total para avaliação e consolidação contemplando memorial descritivo simplificado com a indicação de todas as cargas previstas e os projetos correspondentes da etapa a ser executada.
- O projetista deverá definir conteúdo deste anteprojeto, em função da complexidade da rede, de maneira que estejam apresentadas as informações básicas necessárias para as análises.

5.1.6. Projeto civil básico

O projeto civil básico deve ser feito em uma planta indicando:

- Localização com a indicação das coordenadas UTM e características principais dos pontos de alimentação.
- Canalizações subterrâneas: número e diâmetro dos dutos, profundidade.
- Caixas de inspeção: número, tipo (dimensões), número de gavetas.
- Bases de transformadores em pedestal: número.
- Bases de chaves: número, tipo e fabricante, com indicação em desenho correspondente.
- Centro pré-fabricado de transformação: número, tipo.
- Bases de QDP: número, tipo.
- Caixas secundárias: número, tipo.
- Ponto de entrega (secundário e primário): identificação do consumidor / edifício.
- Informações complementares que forem consideradas importantes para a execução das obras civis.
- O Projeto estrutural deverá ser apresentado no caso de instalações construídas no local.

5.1.7. Plantas

Os projetos básicos, primário, secundário e obras civis, devem ser desenvolvidos sobre uma mesma planta básica em escala 1:500 em tamanho “A0”, que deve estar georreferenciada.

Em locais que exijam maior detalhamento, deverá ser empregada a escala de 1:250.

As plantas deverão indicar logradouros públicos (vias de circulação de veículos, pedestres, ciclovias, praças, calçadas, canteiros centrais, ilhas e outros), assim como outros serviços (linhas de transmissão, gasodutos, oleodutos etc.), rios, estradas de ferro etc., que influenciam na execução do projeto e implantação da rede.

Na planta correspondente a obras civis devem ser apresentados detalhes das bases de transformadores e quadros de distribuição e proteção, poços de inspeções, caixas de passagem etc. em escala 1:50.

As seções transversais das linhas de dutos devem estar em escala 1:20.

5.2. Levantamentos de dados

O primeiro passo para a elaboração de um projeto básico é o levantamento de informações relacionadas à sua área correspondente, que depende dos seus objetivos, como a conversão de rede aérea para subterrânea, implantação de rede em uma área a ser urbanizada (loteamentos, novas avenidas etc.).

As informações indicadas baseiam-se em características típicas de locais onde são implantadas redes de distribuição subterrânea. Entretanto, cada local onde será implantada uma rede de distribuição subterrânea pode ter características específicas, cabendo ao projetista, pela sua experiência, identificá-las e levantar as informações complementares que podem influir no desenvolvimento do projeto da rede de distribuição subterrânea.

Em projetos de conversões de redes aéreas para subterrâneas, torna-se necessário o levantamento de informações internas em outras concessionárias e órgãos, conforme mostrado a seguir.

5.2.1. Levantamento de informações da concessionária

Nos diversos setores da concessionária devem ser levantadas as informações disponíveis relativas a:

- Planta de logradouros.
- Plantas das redes elétricas (primário e secundário).
- Plantas com as subestações e linhas de transmissão.
- Cargas instaladas, ligações (aérea/subterrânea, número de fases, cabo – seção e condutor etc.) e consumos mensais dos consumidores existentes. Para os consumidores primários também devem ser consideradas as demandas mensais dos últimos 12 meses e seu valor contratado correspondente.
- Medição de cargas de circuitos primários, transformadores, circuitos secundários e consumidores.
- Histórico de consumo/demanda da região correspondente à área do projeto.

- Solicitações de novas cargas ou acréscimos de cargas.
- Previsões e taxas de crescimento das cargas na área.
- Obras previstas para a área do projeto.

5.2.2. Levantamento de campo

No local onde será implantada a rede subterrânea devem ser feitas verificações e, quando for o caso, anotadas alterações e informações adicionais não constantes da documentação citada no item anterior. Para tanto, devem ser feitas verificações e/ou indicações referentes à:

- Confrontar dados dos mapas com o real encontrado no campo e a existência de outros serviços, que podem influenciar no projeto e não foram apresentados nos levantamentos de dados preliminares.
- Verificar visualmente as condições do solo para evitar instalações em locais inadequados, como: locais alagadiços ou sujeitos a inundações.
- Verificar possíveis pontos para alimentação da rede subterrânea.
- Características das edificações existentes, como: número de pavimentos e classe de consumo.
- Características das construções em andamento com: área construída, classe de consumo e data prevista para ligação.
- Terrenos vazios e estacionamentos com a indicação da área.
- Recuos das edificações existentes.
- Largura das calçadas.
- Identificação e localização de redes subterrâneas, como: telefone, gás, TV a cabo, água, esgoto etc.
- Arborização: indicação da localização das árvores.
- Postes existentes, inclusive de outros serviços, com as localizações.
- Circuitos primários: identificação de circuitos, tipo de rede (nua ou compacta), número de cabos e respectivas seções etc.
- Transformadores: tipo (aéreos, câmaras ou transformadores em pedestal), monofásico ou trifásico, localização e capacidade.

- Circuitos secundários: tipo (vertical ou triplexada), número de cabos e respectivas seções etc.
- Entradas dos consumidores secundários: localizações, tipo (aérea, subterrânea), número de fases e seção dos cabos dos ramais de serviço, nome, endereço, número do medidor e de fases etc. Quando possível, indicar o dispositivo de proteção (fusível, disjuntor) e sua corrente nominal.
- Entradas dos consumidores primários: localização, tipo (aérea, subterrânea), seção dos cabos dos ramais de ligação, dispositivos de proteção e seccionamento, nome, endereço, existência de caixa primária nas proximidades do poste de transição etc.
- Caixas de entradas de consumidores: necessidade de alterações decorrentes das condições de segurança e padrão atual.
- Ligação das cargas solicitadas, novas ou acréscimos: verificar se as cargas solicitadas foram ligadas em sua totalidade ou não.
- Pontos de alimentação de semáforos, bancas de jornal, caixas eletrônicos, pontos de táxi e de ônibus, redes de segurança, ligações festivas etc.
- Locais viáveis para instalação de transformadores (pedestal, CPT), quadros de distribuição e proteção, levando em consideração estética e segurança.
- Disponibilidade de espaços para instalação de canalização e estruturas civis, para os quais devem ser evitados acidentes topográficos, terrenos alagadiços, afloramento de pedras etc.

5.2.3. Levantamento junto às concessionárias de outros serviços

Devem ser feitas consultas às concessionárias de outros serviços (telefone, TV a cabo, gás, águas pluviais, água potável, esgoto etc.) visando obter informações relativas às instalações atuais e às previsões para expansões ou mudanças. Para tanto, devem ser solicitados:

- Cadastro da rede aérea e subterrânea atual.
- Projetos/previsões das obras a serem feitas na área do projeto.
- Padrões e diretrizes para execução dos serviços.

5.2.4. Levantamento junto à prefeitura

Consultas aos diversos setores das prefeituras devem ser feitas visando identificar na área do projeto:

- A previsão de obras ou de planos de reurbanização, com documentação.
- Projeto de intervenção urbana na área de conversão, com diretrizes de mobiliário urbano, recuos, critério de ocupação do solo, calçamento, arborização e de acessibilidade, com documentação.
- Ocupação prevista das ruas e calçadas: pontos de ônibus e de táxi, bancas, postes de sinalizações, estruturas de faróis e de câmaras de segurança etc., considerando, inclusive, informações referentes a fixações (perfurações do subsolo) de estruturas dos serviços indicados.
- Cadastro atual e projetos de modificações das redes de iluminação pública, água potável, água pluvial, esgoto, sinalização de trânsito e de outros serviços subterrâneos.
- Necessidades de pontos de atendimento para ligações festivas.
- Restrições para execução das obras durante algum período do ano, como: locais onde há predominância de consumidores comerciais, há restrições para execuções de obras civis nos meses de novembro/dezembro.
- Restrição para execução de obras no período de 24 horas.
- Possibilidade de restrição de fluxo de pedestres e veículos em um lado da rua ou de faixa de rolamento, durante a obra.
- Locais com tombamento histórico ou de preservação ambiental.
- Cronograma de obras com responsabilidades definidas.

5.2.5. Sondagens

Antes de iniciar o projeto é importante uma visita ao local visando identificar possíveis pontos de alimentação da rede e de conexão da rede a ser projetada com a rede existente ou subestação.

Áreas urbanizadas, onde serão feitas conversões das redes aéreas para subterrâneas, normalmente já possuem diversas redes subterrâneas, como: águas pluviais,

água potável, esgoto, telecomunicação e gás, cujos cadastros nem sempre são precisos.

Nessas condições, é recomendável a execução de sondagens que possam identificar as redes de infraestrutura existentes. As sondagens, para execução de projetos devem ser feitas em locais que permitam orientações básicas aos projetistas sobre as disponibilidades de espaço no subsolo.

No entanto, mesmo com a realização de inspeções e sondagens para a elaboração do projeto de conversão, na implantação da rede devem ser feitas sondagens complementares que permitam a completa identificação das redes existentes no subsolo, em todo o traçado da rede e em locais onde serão construídas estruturas civis (caixas, bases, câmaras etc.) de maneira a evitar danos.

Nessas sondagens complementares, feitas em função do projeto básico, podem ser identificados pontos que impeçam a implantação da rede nos locais projetados. Nesses casos, o projetista deverá ser consultado e deverá definir uma alternativa viável.

A arborização local com a localização e as raízes devem ser consideradas na implantação e registrado nos levantamentos realizados.

5.2.6. Previsão de obras

O surgimento de novas cargas e consumidores não previstos pode implicar necessidade de implantação de novos ramais primários ou transformadores para atendimento destes. É praticamente impossível eliminar esses problemas, mas o sistema deve ter flexibilidade para que as interferências sejam minimizadas.

Mudanças nas redes primárias, envolvendo obras civis, também podem ser necessárias para atendimento de crescimentos de cargas de consumidores primários ou de consumidores que solicitam mudanças na tensão de atendimento (média tensão em vez de baixa tensão). Para minimizar ou evitar esses problemas, é aconselhável informar os consumidores com grandes cargas em baixa tensão, como: grandes lojas ou bancos, sobre as mudanças previstas.

Além desses fatores, os projetistas também devem ter em mente que a definição da rede de distribuição subterrânea envolve diversos fatores que a influenciam, como:

- As características urbanísticas da área (espaços disponíveis nas calçadas, espaços disponíveis para instalação dos transformadores etc.).

- As características das cargas (demanda, modalidade de atendimento, localização etc.).
- Redes de distribuição disponíveis nas proximidades.
- Recursos financeiros disponíveis.

Embora haja uma diversidade enorme de fatores, uma diretriz básica de projeto pode ser estabelecida e está apresentada nos próximos itens. Baseando-se em sua experiência e nas características específicas de uma área, o projetista pode definir uma alternativa mais adequada, que poderá ser utilizada desde que atenda aos padrões e aos critérios básicos aqui estabelecidos.

5.2.7. Caracterização das cargas

Em projetos de conversões de redes aéreas para subterrâneas ou de reformas da rede subterrânea torna-se necessário a determinação das cargas, demandas, dos consumidores que já estão ligados à rede e que serão adotadas no dimensionamento dos circuitos secundários, primários e transformadores.

Para consumidores alimentados em média tensão, o projeto deverá considerar a máxima carga no período correspondente aos últimos 12 meses (faturamento dos consumidores).

Caso a máxima demanda dos últimos 12 meses seja inferior a 75% da demanda contratada é conveniente verificar se o consumidor tem plano de expansão que implicará instalação de cargas adicionais.

Como foi visto no item 4.4.2.3, os levantamentos devem envolver todos os clientes existentes na região de conversão, e como normalmente só estão disponíveis informações de consumo dos clientes de baixa tensão, as tipologias de consumo e as faixas do Módulo 2 do Prodist devem ser observadas, para a definição das cargas existentes.

5.2.7.1. Curvas de cargas em função do consumo e das classes

Estimativas de demandas máximas de consumidores de baixa tensão podem ser feitas baseando-se em curvas de cargas horárias padrões, definidas em função da classe de consumidor (residencial, comercial, industrial etc.), do tipo de consumidor (comercial: bar, supermercado, hotel etc.) e dos consumos correspondentes.

Em função dos consumos dos ramais dos consumidores, estimam-se inicialmente as demandas médias destes por meio da fórmula a seguir:

$$D_{MD} = \frac{kWh}{730 \times FP_T}$$

Onde:

- D_{MD} : Demanda média correspondente ao consumo, em kVA.
- kWh: Máximo consumo mensal das 12 medições do ano, em kWh.
- FP_T : Fator de potência.

Nota: Se não estiver disponível, considerar 0,92.

Em função do consumo, da classe do consumidor e da demanda média estima-se a demanda horária da carga por meio dos fatores de multiplicação da Tabela 16, aplicadas a consumidores de BT residenciais e comerciais/industriais.

Os fatores de multiplicação para os consumidores residenciais foram obtidos por meio de estudos de hábitos de consumo realizados pela CPFIL, referência [7] enquanto para os consumidores comerciais e industriais conforme a referência [6].

Tabela 16 (1/2) - Fatores de Multiplicação

A: Consumidores residenciais de BT						
Horas	Demanda em pu					
	0-100	100 -200	201-300	301-	0-10.000	>10.000
	R100	R200	R300	R300S	TrP	TrG
1	0,57	0,74	0,74	0,82	0,86	0,86
2	0,58	0,58	0,55	0,73	0,69	0,75
3	0,54	0,51	0,50	0,69	0,60	0,69
4	0,55	0,49	0,47	0,67	0,62	0,67
5	0,63	0,49	0,45	0,66	0,62	0,65
6	0,57	0,95	1,02	0,68	0,67	0,69
7	0,53	1,20	0,73	0,73	0,75	0,87
8	0,59	0,95	0,61	0,92	0,68	0,78
9	0,95	0,59	0,67	0,87	0,57	0,81
10	0,95	0,67	0,75	0,87	0,62	0,72
11	1,10	0,72	0,74	0,81	0,84	0,74
12	0,97	1,00	1,05	0,79	0,94	0,75
13	0,70	0,92	0,80	0,85	0,95	0,83
14	0,92	0,86	0,72	0,89	0,69	0,77
15	0,80	0,87	0,71	0,82	0,68	0,74
16	0,55	0,80	0,78	0,90	0,75	0,77
17	0,73	0,94	0,87	1,08	0,82	0,79
18	2,23	1,35	1,82	1,43	1,23	1,05
19	2,43	2,02	2,69	1,94	2,18	1,84
20	2,97	2,20	2,05	1,93	2,23	2,13
21	2,56	1,82	2,13	1,72	2,03	1,95
22	2,33	1,60	1,76	1,52	1,73	1,72
23	1,61	1,41	1,43	1,52	1,40	1,53
24	0,76	1,04	1,04	1,19	1,11	1,13

Onde:
R100 – Residencial com consumo até 100 kWh/mês.
R200 – Residencial com consumo de 101 a 200 kWh/mês.
R300 – Residencial com consumo de 201 a 300 kWh/mês.
R300S – Residencial com consumo acima de 300 kWh/mês.
TrP – Transformadores com consumo até 10.000 kWh/mês.
TrG – Transformadores com consumo acima de 10.000 kWh/mês.

Tabela 16 (2/2) – Fatores de Multiplicação

Horas	B: Clientes comerciais e industriais de BT									
	Demanda em pu									
	Comercial					Industrial				
	C1	C2	C3	C4	C5	I1	I2	I3	I4	I5
0 – 500	501– 1.000	1.001- 5.000	5.001- 10.000	> 10.001	0- 500	501- 1.000	1.001- 5.000	5.001- 10.000	> 10.001	
1	0,34	0,38	0,45	0,53	0,52	0,18	0,20	0,24	0,32	0,63
2	0,31	0,35	0,44	0,47	0,50	0,20	0,19	0,25	0,38	0,61
3	0,29	0,34	0,45	0,45	0,48	0,16	0,17	0,24	0,39	0,71
4	0,28	0,34	0,44	0,47	0,47	0,16	0,17	0,24	0,43	0,78
5	0,29	0,39	0,45	0,50	0,47	0,16	0,19	0,25	0,43	0,90
6	0,31	0,39	0,55	0,58	0,51	0,23	0,22	0,30	0,51	1,05
7	0,48	0,54	0,67	0,77	0,64	0,36	0,28	0,53	0,89	1,17
8	0,65	0,75	0,88	0,82	0,94	0,89	1,12	1,41	1,36	1,27
9	1,17	1,11	1,19	1,05	1,28	1,68	1,88	1,96	1,64	1,32
10	1,58	1,42	1,35	1,31	1,38	1,72	1,85	1,98	1,66	1,23
11	1,58	1,59	1,63	1,42	1,43	2,10	2,05	2,01	1,82	1,23
12	1,73	1,55	1,57	1,43	1,45	2,23	2,18	2,02	1,75	1,18
13	1,51	1,52	1,43	1,40	1,46	1,34	1,31	1,05	1,41	1,16
14	1,45	1,55	1,55	1,39	1,48	1,61	1,94	1,89	1,57	1,17
15	1,65	1,62	1,54	1,41	1,52	1,84	1,84	1,97	1,67	1,24
16	1,62	1,58	1,54	1,53	1,51	1,77	1,73	2,01	1,64	1,20
17	1,70	1,69	1,53	1,41	1,46	1,89	1,89	1,90	1,56	1,17
18	1,90	1,68	1,42	1,34	1,40	1,96	1,75	1,28	1,10	1,03
19	1,53	1,42	1,12	1,39	1,30	1,40	0,79	0,67	0,90	1,00
20	1,09	1,15	0,96	1,22	1,11	0,79	0,61	0,48	0,72	0,93
21	0,99	0,87	0,86	1,02	0,79	0,51	0,48	0,40	0,63	0,89
22	0,69	0,70	0,77	0,84	0,70	0,29	0,44	0,36	0,51	0,78
23	0,46	0,58	0,67	0,69	0,63	0,31	0,44	0,28	0,38	0,69
24	0,40	0,46	0,53	0,56	0,56	0,23	0,30	0,28	0,32	0,65

Exemplo de aplicação:

- Relação de consumidores/consumo: Tabela 17.
- Fator de potência: 0,92 (adotado).
- Demandas horárias: Tabela 18.

Nota: As demandas horárias totais correspondem às somas das demandas horárias das classes/consumos considerados.

No exemplo da Tabela 18 a demanda máxima do ramal de entrada encontrado foi de 62,1 kVA (hora: 19); valor máximo das demandas horárias totais.

Tabela 17 – Relação de consumidores/consumo

Classe	Consumo/unid.	Quantidade	Consumo total	Código
Residencial	290	27	7.830	R300
Residencial	550	10	5.500	R300S
Residencial	2.500	1	2.500	R300S
Comercial	4.500	1	4.500	C4

Tabela 18 – Estimativas de demandas, em kVA

Classe	R300	R300S	R300S	C4	Total
kWh	7.830	5.500	2.500	4.500	
FPT	0,92	0,92	0,92	0,92	
DMED	11,7	8,2	3,7	6,7	
Horas	Demanda em pu				
1	8,6	6,7	3,1	3,0	21,4
2	6,4	6,0	2,7	2,9	18,0
3	5,8	5,6	2,6	3,0	17,0
4	5,5	5,5	2,5	2,9	16,4
5	5,2	5,4	2,4	3,0	16,0
6	11,9	5,6	2,5	3,7	23,7
7	8,5	6,0	2,7	4,5	21,8
8	7,1	7,6	3,4	5,9	24,0
9	7,8	7,1	3,2	8,0	26,1
10	8,7	7,1	3,2	9,0	28,1
11	8,6	6,6	3,0	10,9	29,2
12	12,2	6,5	2,9	10,5	32,2
13	9,3	7,7	3,5	9,6	30,2
14	8,4	7,3	3,3	10,4	29,4
15	8,3	6,7	3,1	10,3	28,4
16	9,1	7,4	3,4	10,3	30,2
17	10,1	8,7	4,0	10,3	33,2
18	21,3	11,7	5,3	9,5	47,8
19	31,4	15,9	7,2	7,5	62,1
20	26,3	15,8	7,2	6,4	55,7
21	24,8	14,1	6,4	5,8	51,0
22	20,5	12,5	5,7	5,2	43,8
23	16,6	12,4	5,6	4,5	39,2
24	12,1	9,7	4,4	3,6	29,8

5.2.7.2. Cálculo através da curva kVAs

Caso não estejam disponíveis todas as curvas de carga estratificadas por tipo de consumidor, podem ser empregados outros critérios, para fins do projeto de conversão e dimensionamento de componentes da rede de atendimento.

A definição da carga de um componente da rede pode ser feita por meio de dois processos, a saber: medições ou estimativas.

Por estimativa, para os consumidores atendidos em baixa tensão poderão ser consideradas diretamente as cargas fornecidas pelo sistema de gerenciamento da rede ou, ainda, como alternativa, as cargas poderão ser determinadas em função do consumo mensal dos consumidores conectados aos ramais de ligações, ou seja:

$$kVA = A \times kWh^B$$

Onde:

- kVA: demanda máxima estimada do consumidor em kVA.
- kWh: consumo mensal dos consumidores conectados no ramal de ligação, em kWh/mês: preferencialmente deve ser utilizado o consumo mensal máximo dos últimos 12 meses.

A e B: fator definido em função da empresa/localidade, conforme indicado na Tabela 19.

Tabela 19 – Fatores da curva kVAs

Concessionária/localidade	A	B
CPFL – PAULISTA	0,037	0,803
CPFL – SANTA CRUZ	0,037	0,803
CPFL - PIRATININGA		
Santos, São Vicente e Vicente de Carvalho	0,1491	0,648
Cubatão	0,3104	0,5724
Praia Grande	0,4572	0,5392
Araçoiaba da Serra, Capela do Alto, Salto de Pirapora, Sorocaba e Votorantim	0,0623	0,7393
Salto	0,0514	0,7573
Alumínio, Araçariguama, Ibiúna, Mairinque e São oque	0,1028	0,6881
Boituva, Indaiatuba, Iperó, Itu e Porto Feliz	0,0312	0,8119
Campo Limpo, Itupeva, Jundiá, Louveira, Várzea Paulista e Vinhedo	0,0465	0,7759
CPFL-JAGUARI e CPFL-MOCOCA	0,0606	0,7428
CPFL-LESTE PAULISTA e CPFL-SUL PAULISTA.	0,0302	0,802
RGE – RIO GRANDE ENERGIA	0,3104	0,5724

Exemplo de aplicação:

- Ramal de entrada coletiva.
- Localidade: Campinas (CPFL – Paulista).
- Soma dos consumos dos consumidores: 5.000 kWh.
- Demanda máxima estimada:

$$kVA = 0,037 \times 5000^{0,803} = 34,6 \text{ kVA}$$

5.2.7.3. Previsão de cargas de novos clientes

Outra etapa fundamental na elaboração de um projeto de redes subterrâneas de distribuição é a previsão de cargas dos consumidores futuros da área de conversão.

As previsões de cargas devem ser feitas considerando-se os pedidos dos consumidores, obras em construções previstas e as tendências de ocupação da região. O conhecimento e a experiência dos projetistas também são fundamentais, visto que são essenciais para a identificação de características específicas da região, que influenciarão no crescimento das cargas.

As demandas previstas de novos empreendimentos verticais normalmente são calculadas por meio de procedimentos estabelecidos na normalização correspondente a atendimento de edifícios de uso coletivo, que se baseia nas cargas previstas pelos projetistas, apresentadas nos pedidos de viabilidade e, posteriormente, nos projetos que são submetidos à aprovação da CPFL.

Como alternativa, a referência [6] estabeleceu uma metodologia para dimensionamento de transformadores que normalmente implicam valores mais próximos dos valores observados após as ligações dos edifícios. Essa metodologia considera inicialmente a estimativa do consumo mensal médio em função da carga instalada e do tipo de consumidor, conforme indicado a seguir:

$$kWh_E = K_C \times S_{INST}$$

Onde:

- kWh_E : Consumo mensal estimado, em kWh.

- K_c : Fator de multiplicação para estimativa de consumo, em função do tipo de consumidor, apresentado na Tabela 20.
- S_{INST} : potência instalada em kW.

Tabela 20 – Empreendimentos verticais novos – fatores para estimativas de consumo

Classe do consumidor		K_c
Residencial	Geral	$60,66 \times KW^{0,603}$
Comercial	Geral	102,2
	Lanchonete, pastelaria	92,0
	Serviços de alimentação	96,8
	Bar, botequim, café	96,8
	Sorveteria	102,2
	Supermercado	102,2
	Posto de gasolina	102,2
	Oficina mecânica	102,2
	Serviços – outros	102,2
	Hotel	102,2
	Restaurante/churrascaria	105,4
	Padaria	110,8
	Poderes públicos	102,2
Industrial	Geral	443,8
	Serraria	69,1

Exemplo:

Edifício residencial

• Carga instalada:

- ✓ 20 apartamentos tipo 1 com carga instalada de 40 kW.
- ✓ 20 apartamentos tipo 2 com carga instalada de 20 kW.
- ✓ condomínio: 100 kW.

• Apartamentos tipo 1, consumo médio mensal estimado:

- ✓ Consumo mensal estimado por apartamento: $60,66 \times 40^{0,603} = 561$ kWh.
- ✓ Fator de potência: 0,92.

- ✓ Demanda média estimada por apartamento: $561 / (730 \times 0,92) = 0,84$ kVA.
- ✓ Demanda média total dos apartamentos tipo 1: $20 \times 0,84 = 16,6$ kVA.
- Apartamentos tipo 2, consumo médio mensal estimado:
 - ✓ Consumo mensal estimado por apartamento: $60,66 \times 20 \times 0,603 = 369$ kWh.
 - ✓ Fator de potência: 0,92.
 - ✓ Demanda média estimada por apartamento: 0,55 kVA.
 - ✓ Demanda média total dos apartamentos tipo 2: $20 \times 0,55 = 11,0$ kVA.
- Condomínio:
 - ✓ Consumo mensal estimado: $= 102,2 \times 100 = 10.220$ kWh.
 - ✓ Fator de potência: 0,92.
 - ✓ Demanda média do condomínio: $10.220 / (730 \times 0,92) = 15,2$ kVA.
 - ✓ Cálculos das demandas horárias: ver Tabela 21.
 - ✓ Demanda máxima: 73,3 kVA correspondente às 19 horas.

Tabela 21 – Demandas horárias da entrada consumidora – ramal de ligação

Horas	Consumidor						
	Apto tipo 1		Apto tipo 2		Condomínio		Total
	D _{MED} : 16,6 kVA		D _{MED} : 11,0 kVA		D _{MED} : 15,2 kVA		
	Fator	kVA	Fator	kVA	Fator	kVA	kVA
1	0,82	13,6	0,82	9,0	0,52	7,9	30,5
2	0,73	12,1	0,73	8,0	0,5	7,6	27,7
3	0,69	11,5	0,69	7,6	0,48	7,3	26,3
4	0,67	11,1	0,67	7,4	0,47	7,1	25,6
5	0,66	11,0	0,66	7,3	0,47	7,1	25,4
6	0,68	11,3	0,68	7,5	0,51	7,8	26,5
7	0,73	12,1	0,73	8,0	0,64	9,7	29,9
8	0,92	15,3	0,92	10,1	0,94	14,3	39,7
9	0,87	14,4	0,87	9,6	1,28	19,5	43,5
10	0,87	14,4	0,87	9,6	1,38	21,0	45,0
11	0,81	13,4	0,81	8,9	1,43	21,7	44,1
12	0,79	13,1	0,79	8,7	1,45	22,0	43,8
13	0,85	14,1	0,85	9,4	1,46	22,2	45,7
14	0,89	14,8	0,89	9,8	1,48	22,5	47,1
15	0,82	13,6	0,82	9,0	1,52	23,1	45,7
16	0,9	14,9	0,9	9,9	1,51	23,0	47,8
17	1,08	17,9	1,08	11,9	1,46	22,2	52,0
18	1,43	23,7	1,43	15,7	1,4	21,3	60,7
19	1,94	32,2	1,94	21,3	1,3	19,8	73,3
20	1,93	32,0	1,93	21,2	1,11	16,9	70,1
21	1,72	28,6	1,72	18,9	0,79	12,0	59,5
22	1,52	25,2	1,52	16,7	0,7	10,6	52,6
23	1,52	25,2	1,52	16,7	0,63	9,6	51,5
24	1,19	19,8	1,19	13,1	0,56	8,5	41,4

Para novos edifícios (construção em andamento ou prevista), que não entraram com pedidos de ligações, mas foram identificados em levantamentos de

campo, devem ser feitas previsões de cargas em função das áreas de construção e da ocupação prevista (residencial, comercial, industrial, poderes públicos).

Inicialmente, estima-se a carga instalada através da fórmula:

$$kVA_{PD} = K_{PD} \times AT_C$$

Onde:

- kVA_{PD} : Demanda prevista do prédio, em kVA.
- AT_C : Área total de construção, em m^2 .
- **Nota:** Considerar áreas correspondentes às garagens.
- K_{PD} : Demanda estimada em função da área de construção definido em função da área de ocupação permissível igual a:
 - ✓ 50 VA/ m^2 para edifícios de uso coletivo com consumidores predominantemente residenciais.
 - ✓ 100 VA/ m^2 para edifícios não residenciais.

Os valores correspondentes às cargas calculadas devem ser considerados na época (ano) prevista para entrada de operação e devem ser acrescentados ao valor estimado correspondente.

5.2.7.4. Taxa de crescimento

Os crescimentos (taxa) de cargas podem ser estimados em função do histórico de cargas na região, englobando a área a ser convertida; normalmente estão disponíveis nos setores de planejamento da concessionária. É recomendável que sejam consideradas taxas de crescimento em função do tipo de carga (residencial, comercial, poderes públicos etc.).

Na prática, observa-se que conversões de redes aéreas para subterrâneas normalmente implicam mudanças urbanísticas, com conseqüente alteração dos perfis dos consumidores. Em áreas comerciais, o aumento no crescimento de carga pode ser significativo, visto que há alterações das características das lojas com reformas e ampliações, que implicam acréscimos de cargas devido à maior utilização de ar condicionado. Em face dessas características, recomenda-se que a taxa de crescimento das cargas comerciais para a área de conversão seja:

- 2 anos após a conversão: mínimo igual a 1,3 vezes a taxa de crescimento da classe comercial.

- Após 2 anos da conversão: a própria taxa de crescimento da classe comercial.

Deve-se frisar que, devido à dificuldade de estimar a influência da reurbanização nas cargas, também é importante o projetista utilizar sua experiência em áreas semelhantes para definir a taxa de crescimento da área a ser convertida.

As previsões de cargas devem ser compatíveis com os planos diretores municipais e os planos regionais de desenvolvimento, quando estes existirem.

Nos períodos de estudos mencionados em 4.3.1.2 somente poderão ser feitas pequenas obras para atendimento de novas cargas nas áreas com os serviços executados.

5.3. Projeto elétrico secundário

5.3.1. Concepção básica

Nas redes subterrâneas considera-se normalmente os circuitos secundários subterrâneos trifásicos com neutro (3 fases + neutro).

O projeto básico secundário é desenvolvido a partir das informações levantadas das cargas estimadas e previstas e das premissas básicas, considerando uma série de atividades e passos que estão indicados a seguir:

- Definição de ponto de entrega para cada consumidor.
- Definição do tipo de transformador.
- Identificação de locais para instalação de transformadores e quadros de distribuição em função do tipo de transformador definido.
- Elaboração do traçado básico do secundário.
- Definição dos cabos dos ramais de entrada e circuitos secundários.
- Definição das potências dos transformadores.
- Cálculos do fluxo de carga: cálculos das correntes e quedas de tensão.
- Definição das emendas de derivações dos circuitos secundários.
- Definição dos quadros de distribuição em pedestal (tipo, chaves e fusíveis).

Os circuitos secundários devem, em princípio, ser radiais sem recursos, conforme ilustrado na Figura 12. Entretanto, quando extremidades de circuitos se-

cundários distintos e adjacentes estiverem situadas a uma distância não superior a 40 metros, deverão ser considerados recursos para possibilitar, em emergências, interligações dos circuitos secundários. Para tanto, o circuito secundário, que apresente cabo de maior seção, deve ser prolongado até caixa de passagem da extremidade do outro, mantendo a extremidade do cabo isolada por meio de instalação de capuzes adequados, conforme ilustrado na Figura 13. Para trechos superiores a 40 metros, mas inferiores a 80 metros, deve ser previsto somente dois dutos de interligações, sem instalações de cabos.

“Prolongamentos” de circuitos secundários, até as proximidades de outros circuitos adjacentes (caixas), são considerados para possibilitar flexibilidades a eventuais manobras (emergências), mas não são consideradas no dimensionamento da rede. Em emergências, esses recursos podem ser utilizados para o atendimento de cargas limitadas, evitando interrupção total dos consumidores.

A prática normalmente utilizada considera proteção de circuitos secundários por meio de chaves fusíveis (internas a QDP's ou CPT) instaladas no início dos circuitos secundários.

As derivações para atendimento de consumidores – ramais de entrada de consumidores – são feitas por conectores de derivação (barramentos múltiplos isolados) em caixas de passagem nas calçadas ou de saídas diretas dos quadros de distribuição e proteção (painel com dispositivos de proteção situados nas proximidades dos transformadores). Os ramais de entrada devem ser radiais e podem ser constituídos de 2 cabos (fase + neutro), 3 cabos (2 fases + neutro) ou 4 cabos (3 fases + neutro).

Os ramais de entrada devem ser instalados nas calçadas, não podendo ultrapassar propriedades de terceiros ou vias públicas.

Os circuitos secundários são constituídos de condutores de cobre ou alumínio. Exceção se faz em regiões litorâneas, onde somente serão permitidos condutores de cobre. Os ramais de entrada, derivados de barramentos múltiplos isolados, serão constituídos de condutores de cobre.

Os circuitos secundários e ramais de entrada devem ser instalados em dutos de PEAD diretamente enterrados.

A alimentação dos circuitos secundários pode ser feita por meio de transformadores em pedestal, em centros pré-fabricados ou em postes.

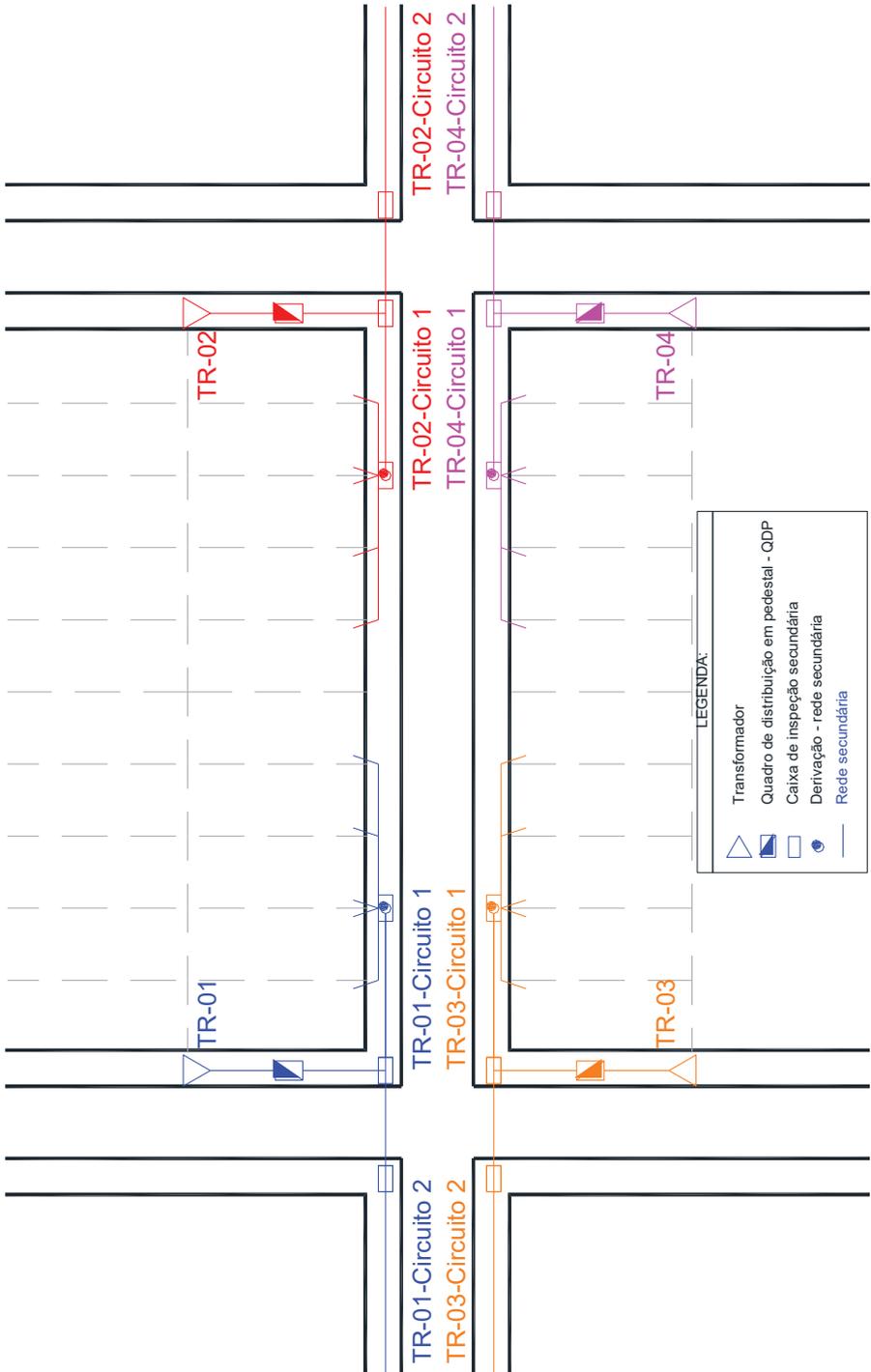


Figura 12 – Circuito secundário radial sem recurso.

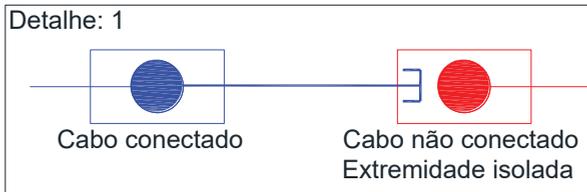
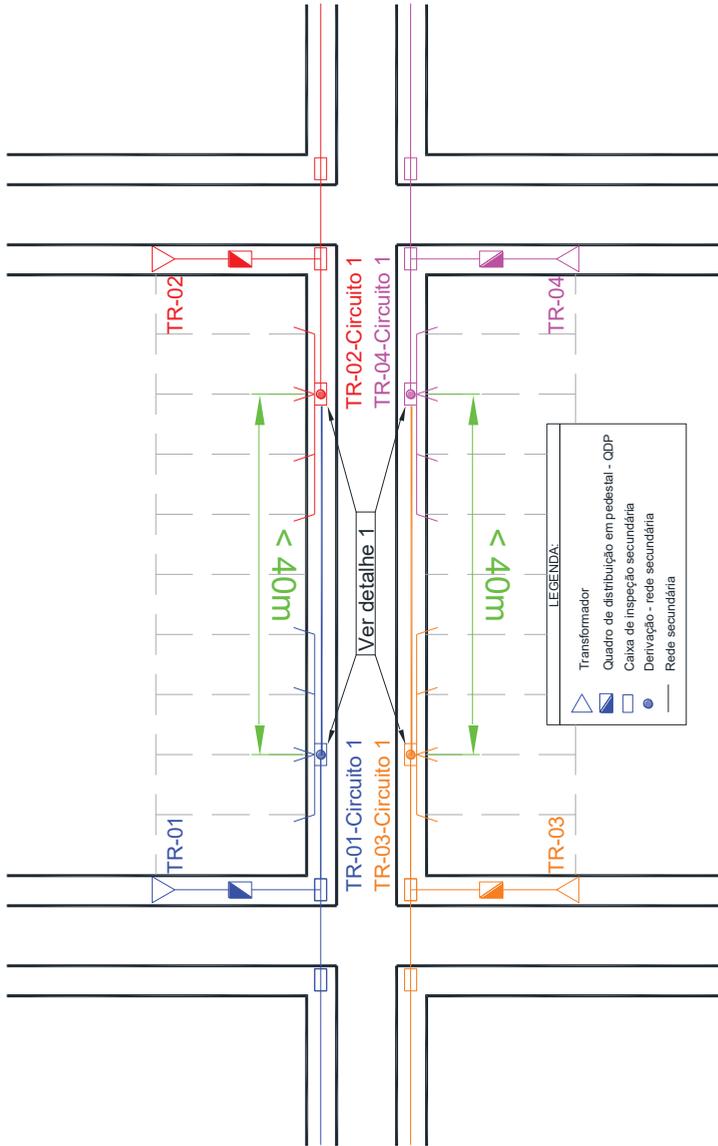


Figura 13 – Circuito secundário radial com recurso.

5.3.2. Premissas básicas de projeto

Nos projetos de circuitos secundários/ramais secundários devem ser atendidos os valores máximos de comprimentos e de queda de tensão tais como indicados a seguir:

- Circuitos secundários:
 - ✓ Comprimento máximo: 200 metros para tensão nominal de 220 V e 350 metros para tensão nominal de 380 V.
 - ✓ Queda de tensão: 3% (projeto).
- Ramal de entrada:
 - ✓ Comprimento máximo: 30 metros.
 - ✓ Queda de tensão: 1% (projeto).

5.3.3. Definição de local de conexão do cliente

Em projetos de conversão de redes aéreas para subterrâneas, os consumidores podem estar alimentados (anteriormente à conversão) por meio de entradas aéreas ou subterrâneas.

Alterações deverão ser feitas nas instalações dos consumidores alimentados por ramais de entrada aéreos. A princípio, poderá ser mantida a caixa de entrada, mas deverão ser feitas canalizações que permitam a conexão com a rede subterrânea. Caso sejam detectadas anormalidades nas caixas, que coloquem em risco as instalações, os consumidores deverão ser comunicados para que regularizem suas instalações.

Para os consumidores já conectados por meio de entradas subterrâneas, deverão ser mantidos os locais desde que não haja solicitação específica dos consumidores.

Os cabos dos ramais de entrada subterrâneos existentes somente poderão ser utilizados se seus comprimentos permitirem conexão direta. Não devem ser feitas emendas para aproveitar os cabos subterrâneos de consumidores conectados à rede.

Em conversões de redes também devem ser previstos pontos de alimentação e medição para atender semáforos, bancas de jornal, pontos de ônibus, ligações festivas, caixas eletrônicas etc., que deverão estar indicados no projeto.

Em novos empreendimentos verticais, os clientes devem indicar os pontos correspondentes a cada entrada solicitada, assim como indicar o local das cabines primárias dos consumidores de média tensão e dos centros de medições e transformadores, se for o caso, dos consumidores de baixa tensão.

Caso sejam considerados circuitos exclusivos de iluminação pública, com medição própria, também devem ser indicadas a sua localização (medições). Nos casos de iluminação pública, conectada diretamente aos circuitos secundários, devem ser indicados os locais onde serão instalados os postes, com indicação das cargas e das características das caixas e bases (desenhos) correspondentes.

5.3.4. Tipo de transformador

A padronização proposta considera preferencialmente a utilização de transformadores em pedestal ou em centros pré-fabricados de transformação. A escolha corresponde a uma etapa de fundamental importância, visto que todo o projeto depende dessa escolha.

Em alguns locais, como em conversão de redes em trechos de avenidas e ruas, pode ser considerada a utilização de transformadores em postes localizados em ruas transversais.

5.3.5. Localização dos transformadores e quadros de distribuição e proteção

Em função do tipo definido anteriormente devem ser identificados locais viáveis para instalações de transformadores.

Transformadores em pedestal e em centros pré-fabricados de transformação devem ser instalados:

- Preferencialmente em terrenos dos consumidores.
- Em praças, mas alternativamente em:
 - ✓ Calçadas, desde que as larguras sejam superiores a 5 metros e não impeçam a locomoção de pessoas. É recomendável que as larguras das bases de transformadores em pedestal e dos centros pré-fabricados de transformação não sejam superiores às larguras ocupadas por bancas ou quiosques

- previstos no local.
- ✓ Ilhas de avenidas.

Este requisito pode, normalmente, ser empregado em atendimento de novos empreendimentos, onde os transformadores são instalados nos recuos dos edifícios. Entretanto, em conversões de redes aéreas para subterrâneas é improvável que o cliente disponibilize espaços para instalações de transformadores, apesar de desejável. Todos os esforços devem ser considerados como forma de diminuir custos de instalação.

Nas instalações de transformadores em pedestal em calçadas e ilhas podem ser necessárias proteções mecânicas.

Nas definições dos locais para instalações de transformadores devem ser levados em consideração requisitos específicos para cada tipo de transformador, que estão apresentados a seguir.

5.3.5.1. Transformador em pedestal

Transformadores em pedestal são instalados sobre uma base de concreto de 2.100 mm x 1.450 mm. Em áreas de conversão deve ser previsto espaço adicional, nas proximidades das bases, para instalação de quadro de distribuição e proteção.

A Figura 14 ilustra os espaços necessários para instalação de transformador e quadro de distribuição e proteção, sendo:

- O exemplo considera as instalações de 2 QDP's do tipo 2.
- Dependendo da situação específica do local, os quadros de distribuição e proteção podem estar afastados do transformador em pedestal, a uma distância máxima de 15 metros.
- Caso seja empregado um único QDP, o espaço necessário será de 4,38 metros.

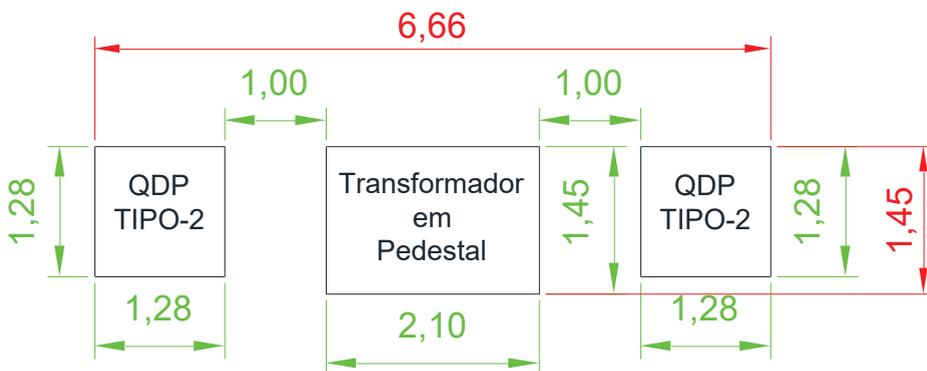


Figura 14 – Instalação de Transformador e quadros de proteção em pedestal – espaço necessário (m).

As bases de transformador em pedestal e quadros de distribuição e proteção devem ser construídas em locais que permitam uma instalação estável do conjunto. Quando for necessário, o projetista deverá tomar as medidas necessárias para alcançar a estabilidade da instalação do conjunto e fazer constar do projeto estrutural.

Os transformadores em pedestal devem ser instalados em locais:

- Preferencialmente planos, distantes de colinas ou desníveis.
- Não sujeitos a inundações.
- Externos às estruturas de edifícios.
- Sem linhas de transmissão ou estruturas de outros serviços sob a base e com espaços livres no seu entorno para operação.
- Sem construções ou linhas aéreas sobre ele.
- Que possibilite entrada e manobras do caminhão com guindauto.
- Cujas via de circulação de veículos tenha largura de, no mínimo (rua, avenida), 5 metros.
- A distância entre o local de estacionamento do caminhão e a base não seja superior a 5 metros.
- Com piso que possibilite movimentação de caminhão (peso com o transformador: 8.000 kg) sem danificação.

- Com meios que evitem o empoçamento de água nos espaços de operação.
- Que possibilitem execuções das canalizações dos cabos de média e baixa tensão.
- Onde sua influência na estética e segurança seja a menor possível.

Na definição da localização de transformadores em pedestal também devem ser considerados:

- Espaços livres mínimos ao lado da base – frente: 2 metros, laterais e fundo: 90 cm (espaços livres de operação).
- Distâncias mínimas da base a:
 - ✓ Vias de circulação de veículos (inclusive entradas de edifícios): 2 metros. Onde for necessário distâncias menores devem ser utilizadas proteções mecânicas, que não impliquem obstáculos para aberturas das portas dos transformadores em pedestal ou para suas manutenções (substituições dos transformadores).
 - ✓ Depósitos de líquidos ou gases inflamáveis: 10 metros (barreiras ao fogo: 5 metros).
 - ✓ Outros serviços: 90 cm (nenhuma linha ou estrutura sob a base e espaços de operação).
 - ✓ Portas de edifícios – diretamente: 3 metros, lateral: 2 metros.
 - ✓ Hidrantes: 3 metros.
 - ✓ Árvores: 3 metros.
 - ✓ Linhas e redes aéreas: 2 metros.
 - ✓ Janelas – horizontal: 2 metros.
 - ✓ Vias de circulação pessoas: 1 metro.
 - ✓ Vias de fuga (lateral): 2 metros.
 - ✓ Bases de outros transformadores em pedestal: 3m (instalações com 2 ou mais transformadores).
 - ✓ Bases de quadro de distribuição e proteção: de 1 metro a 15 metros.

A ilustração com indicação dos espaços livres nas proximidades das bases do transformador em pedestal está mostrada na Figura 15.

Em locais onde o fundo do transformador fica adjacente a muros e paredes de edifícios, pode-se considerar a distância mínima entre transformador e muro de 400 mm.

O transformador em pedestal poderá ser instalado com as portas dos compartimentos em qualquer posição, desde que mantidos os espaços livres fixados anteriormente.

Na alimentação de grandes edifícios, muitas vezes as bases dos transformadores em pedestal ficam localizadas sobre lajes superiores de subsolo inferiores. Nesses casos, devem ser consideradas caixas de passagem e canalizações fixadas às lajes, de acordo com os padrões de atendimento dos consumidores. O sistema de aterramento dos transformadores em pedestal deve ser realizado com hastes implantadas no piso do subsolo inferior, conforme ilustrado na Figura 16.

Em conjuntos de edifícios poderão ser utilizados diversos transformadores localizados em diversos pontos internos. Quando o transformador em pedestal alimentar mais de uma entrada de consumidor (edifícios) será necessária a instalação de um quadro de distribuição e proteção. Esse quadro de distribuição e proteção será de responsabilidade dos consumidores (manutenção).

O projetista deverá analisar o ruído dos transformadores e outros fatores estéticos na definição de espaços livres. Esses fatores podem impor distância adicional ou outras medidas de mitigação dos problemas, se julgar necessário.

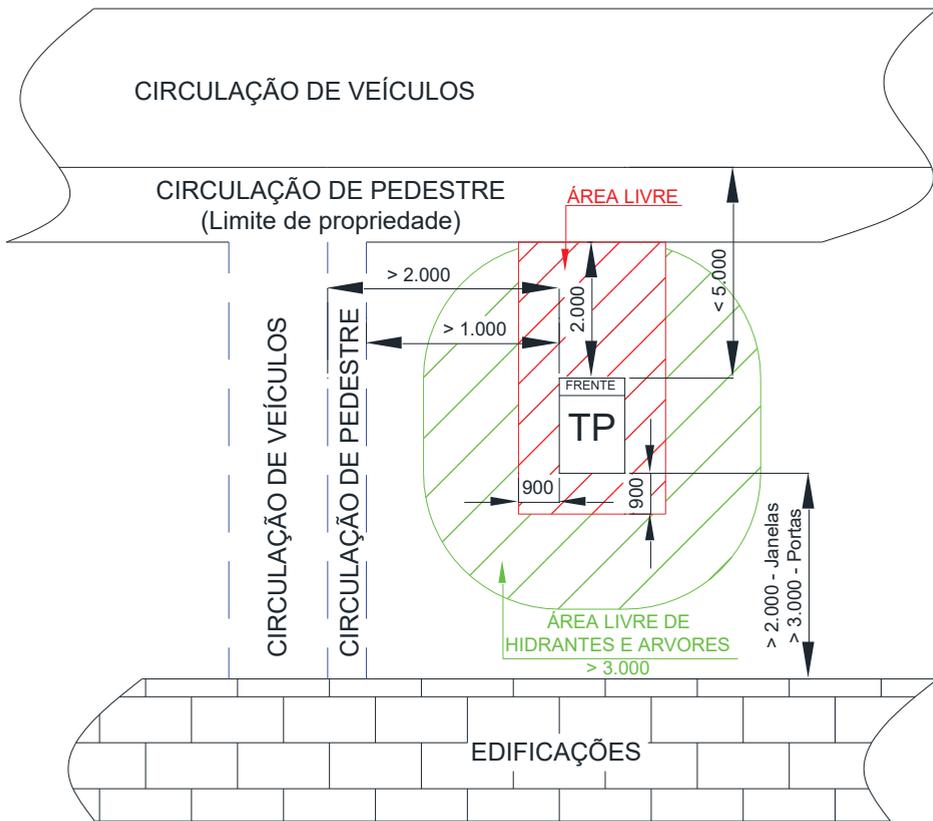


Figura 15 – Base de transformador em pedestal – local para instalação (mm).

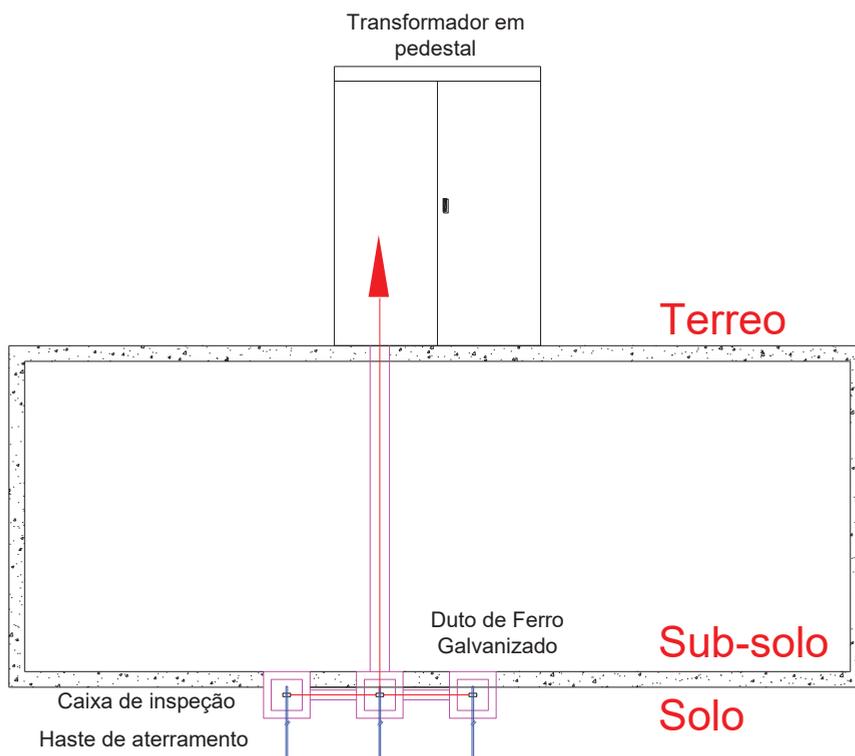


Figura 16 – Aterramento de transformadores em pedestal instalados em lajes superiores de subsolos.

Em locais onde há declividade do solo, a altura da base do transformador deve ser considerada em relação ao lado mais alto, e onde necessário, para contenção de movimentação de terra, deve ser construída uma pequena mureta, conforme ilustrado na Figura 17.

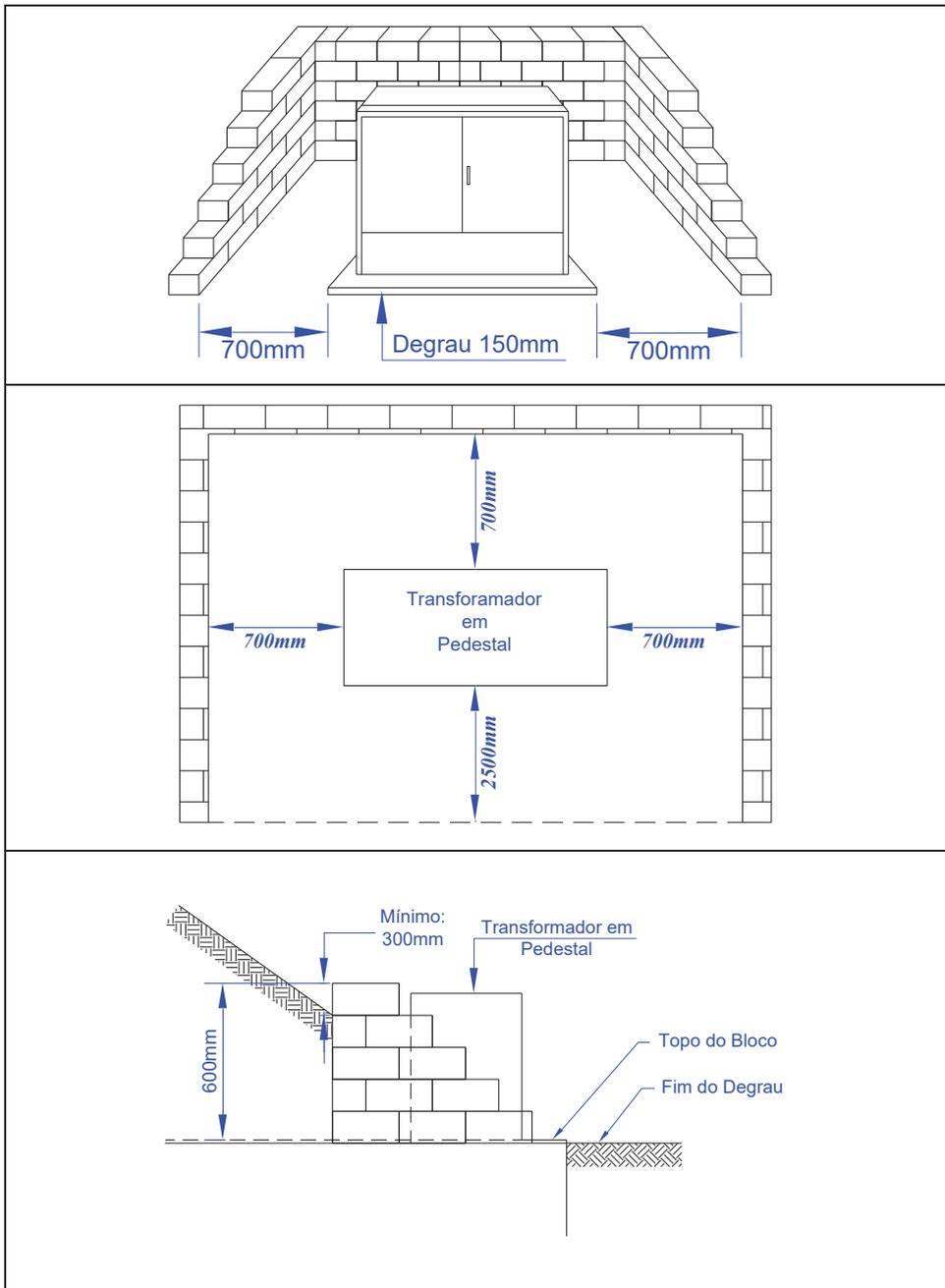


Figura 17 – Base de transformador em locais com declive.

Como medida complementar de segurança, opcionalmente, deve ser limitado o acesso de pessoas nas proximidades do transformador por meio de instalação de gradil metálico. Este gradil poderá ser com:

- Fundo e laterais fixas.
- Frente removível e com portão de acesso com aberturas para fora.

A cerca e grade devem possuir portas, com possibilidade de abertura total simultânea para fora da área cercada e com cadeado ou fechadura padrão da concessionária, placa de advertência com os seguintes dizeres: “Perigo de morte – alta tensão” e o símbolo deste perigo.

Todos os componentes metálicos do gradil deverão ser aterrados.

O projetista deve procurar a “integração” da estrutura do transformador em pedestal (base e equipamento) com as condições urbanísticas do local, para tanto, pode ser considerada plantas (jardim) nas proximidades ou uma cerca viva no fundo e nas laterais dos transformadores, desde que seja mantido um espaçamento entre a cerca viva e o transformador, de modo a possibilitar inspeções, conforme mencionado anteriormente.

Defronte às portas dos compartimentos do transformador em pedestal, não deve ser plantada a cerca viva para que seja preservado o acesso ao equipamento. Em eventuais manutenções, a cerca viva pode ser danificada, cabendo ao interessado a conservação e manutenção.

5.3.5.2. Locais para instalação de centros pré-fabricados de transformação

Centros pré-fabricados de transformação, analogamente ao considerado para transformadores em pedestal, devem ser localizados em terrenos de consumidores, recuos dos prédios ou praças, mas também podem ser utilizados em calçadas desde que tenham largura igual ou superior a 5 metros.

A padronização de CPT considera alternativas de cores para paredes, janelas e grelhas de ventilação que estão apresentadas na Tabela 22. O projetista será responsável pela escolha da alternativa que possibilitar melhor integração com as construções das áreas adjacentes.

Tabela 22 – Combinações de cores padronizadas

Código CPFL	Fachadas	Portas e grelhas de ventilação	Cobertura	Paredes interiores	Teto
C1	RAL 9010 – Areia	Munsell N6,5 – Cinza	RAL 9010 – Areia	Branco	Branco

Nota: Combinações diferentes das apresentadas poderão ser utilizadas com aprovação da concessionária

A localização do CPT deverá preferencialmente considerar entradas de cabos de média tensão pela parede frontal do compartimento de média tensão. Caso esta alternativa não seja viável, os cabos de média tensão poderão entrar pelas paredes laterais do compartimento de média tensão por meio de marcações adjacentes ao compartimento de média tensão. Alternativas diferentes das mencionadas somente devem ser utilizadas em casos excepcionais.

Cabos dos circuitos secundários, saídas de baixa tensão, deverão ser feitos preferencialmente pela parede com a porta do compartimento de baixa tensão e pelas paredes laterais adjacentes. Caso as saídas dos circuitos secundários impliquem em curvas acentuadas, caixas de passagem de dimensões internas de largura 620 mm, comprimento 620 mm e profundidade 1.000 mm, denominadas CS-1, podem ser instaladas nas proximidades do CPT.

Na definição das entradas e saídas dos cabos devem ser evitados cruzamentos de circuitos internamente ao CPT.

Nos lados onde há portas para compartimentos de média tensão, baixa tensão e transformadores, devem ser mantidos espaços livres para execução de serviços, de 2 metros.

No lado correspondente à grelha de ventilação do compartimento de transformação, sem porta, o espaço livre pode ser reduzido para 1 metro.

Na localização do CPT também devem ser levadas as demais condições estabelecidas para os transformadores em pedestal.

As grelhas de ventilação devem ser mantidas sem obstruções para obtenção da ventilação adequada do CPT.

5.3.5.3. Localização de transformadores em postes

Na localização dos postes com transformadores devem ser considerados os requisitos estabelecidos para projeto de redes aéreas, complementados pelos requisitos a seguir.

Transformadores em postes devem ser localizados em ruas transversais à rua onde será feita a conversão da rede aérea para subterrânea.

A distância do poste com transformador da esquina deve ser de no mínimo 5 metros a partir do bordo do alinhamento da via transversal (calçada).

5.3.5.4. Locais para instalação de QDP

O QDP normalmente é instalado no início de circuitos secundários subterrâneos, próximos aos transformadores em poste ou em pedestal.

A distância entre o quadro de distribuição e proteção ao poste com transformador ou transformador em pedestal deve ser de no máximo 15 metros.

Somente será permitida a instalação em calçadas quando esta possuir uma largura mínima de 2 metros e o mesmo deverá estar a no mínimo 5 metros das esquinas.

Os quadros de distribuição devem ser instalados, preferencialmente, ao lado das edificações, adjacentes ao alinhamento com as calçadas, a uma distância entre 10 cm e 30 cm.

Os quadros de distribuição não devem ser instalados na frente de portas, janelas, vitrines, grades de ventilação, nem junto ao meio fio da sarjeta etc.

5.3.6. Traçado básico do secundário

O traçado da rede secundária subterrânea, para atender todos os clientes, é definido em função dos padrões construtivos, das características urbanísticas do local, do tipo de transformador, das cargas a serem alimentadas e das fontes de alimentação para os circuitos primários. Por conta desses requisitos, a alternativa mais adequada normalmente implica:

- Número mínimo possível de transformadores (alternativa que normalmente implica menores custos de implantação).
- Número mínimo de travessias e de caixas de passagem.

- Definição das menores seções de cabos e potências nominais dos transformadores que atendam aos requisitos técnicos da concessionária.

Para derivação de circuitos secundários ou para os ramais de entrada, deve ser considerada a utilização de barramentos múltiplos isolados de baixa tensão instalados em caixas secundárias de passagem, normalmente localizadas em calçadas. A padronização da CPFL considera a utilização de barramentos modulares isolados de 4, 6 ou 8 portas.

Travessias de rios, linhas da Petrobras, linhas de transmissão etc. devem ser evitadas e, portanto, não são consideradas nos projetos de redes secundárias.

Em função do tipo e dos locais disponíveis para instalações de transformadores, faz-se um traçado preliminar dos circuitos secundários que possibilitem conexões de todas as cargas da área do projeto que devem ser instalados em calçadas.

A partir do traçado preliminar devem ser feitas as definições dos cabos e dos transformadores para os quais serão considerados os critérios definidos a seguir.

Também devem ser consideradas, no projeto secundário, interligações de circuitos quando as caixas das extremidades estiverem a uma distância não superior a 40 metros. Para tanto, um dos circuitos deve ser prolongado até a caixa adjacente onde sua extremidade deve ser protegida com capuz. Esses trechos adicionais devem considerar a maior das seções dos circuitos secundários a serem interligados e o comprimento adicional não deve ser levado em consideração na definição da sua extensão máxima.

5.3.7. Derivação de circuitos secundários

A derivação de circuitos secundários é feita por meio da utilização de barramentos múltiplos isolados (BMI) instalados em caixas de passagem de dimensões internas de largura 520 mm, comprimento 1.070 mm e profundidade 1.000 mm, denominadas CS-2. Em cada caixa CS-2 devem ser instalados 4 BMI's, sendo 3 para fase e 1 para neutro.

As caixas CS-2 devem ser localizadas nas calçadas preferencialmente na divisa de 2 propriedades e em locais onde não fique sujeita passagem de veículos (entradas de garagens).

Sobre as caixas CS-2 não deve haver a instalação de bancas, barracas ou ponto de ônibus, que podem dificultar seu acesso em eventuais manutenções.

Os BMI's padronizados pela CPFL consideram 4, 6 ou 8 portas, sendo que essa definição deve ser feita considerando, para cada BMI:

- Uma porta para conexão do trecho de circuito secundário a montante.
- Uma porta para conexão de cada trecho de circuito secundário a jusante, se projetados.
- Uma porta para cada ramal de entrada.
- Uma porta exclusivamente no BMI de neutro para aterramento de circuitos secundários.
- No mínimo uma porta de reserva em cada BMI.
- Todos os clientes como trifásicos, mesmo que bifásicos ou monofásicos.
- Nas caixas de passagem onde estão instalados os barramentos isolados devem ser deixadas folgas de cabos que permitam o puxamento/retirada dos barramentos para fora das caixas.
- Devem ser previstas derivações dos BMI's para iluminação pública, semáforos, bancas etc.
- Os BMI's de fases devem ter mesmo número de portas enquanto o de neutro pode ter número de portas superior ao correspondente das fases.
- Os BMI's previstos para novas redes de distribuição subterrâneas devem considerar conexões de cabos de 16 mm^2 a 185 mm^2 .

5.3.8. Cabos secundários

Os circuitos secundários devem obrigatoriamente ser trifásicos a 4 fios (3 fases + neutro), com condutores dos cabos de mesma seção e material.

Também devem ser indicadas, no projeto secundário, as interligações de circuitos quando as caixas nas extremidades destes estiverem a uma distância não superior a 40 metros.

Para trechos entre caixas de diferentes circuitos secundários, superiores a 40 metros, mas inferiores a 80 metros devem ser previstos no mínimo dois dutos de interligações, sem instalações de cabos.

Trechos dos cabos de interligação de circuitos secundários não devem ser considerados para definição do comprimento máximo do circuito secundário.

Nos circuitos secundários devem ser utilizados cabos com condutores de alumínio ou cobre, exceto em áreas litorâneas onde deve ser utilizado cobre. Os cabos padronizados para a rede secundária, classe 0,6/1 kV, devem ser constituídos de:

- Fases: isolamento de XLPE, com ou sem cobertura, cor externa: preta.
- Neutro: isolamento de XLPE, com ou sem cobertura, ou isolamento e cobertura de PVC, cor externa: azul clara.

Todos os cabos de um circuito secundário (3 fases + neutro) deverão ser de mesma seção/condutor, exceto para aqueles onde não há previsões para eventuais interligações (manobras, remanejamentos de cargas) e então se admitem 2 seções de circuitos. Quando forem utilizadas 2 seções de cabos para circuitos secundários, estas devem ser decrescentes a partir do QDP.

Interligação entre transformadores e quadros de distribuição e proteção, deve ser feita considerando cabos com características semelhantes às adotadas para fases de circuitos secundários.

Nos ramais de entrada podem ser considerados cabos das fases e neutros classe 0,6/1 kV, com isolações de XLPE, com ou sem cobertura ou com isolação e cobertura de PVC.

Não são admitidas travessias de ramais de entrada sob propriedade de terceiros ou vias públicas.

Os cabos de cada ramal de entrada (fases e neutro) deverão ser de mesma seção e instalados em um único duto exclusivo para atendimento do consumidor.

Não é permitida a utilização de emendas em cabos de ramais de entrada.

Os cabos padronizados pela CPFL, juntamente com os parâmetros elétricos e correntes admissíveis correspondentes, foram definidos nos estudos de capacidade de corrente de cabos, conforme estudo **NTR-PC1-03**, referência [71], para as configurações de banco de dutos mostrados na Figura 18.

As correntes de cargas dos cabos nos projetos devem ser inferiores às admissíveis conforme a Tabela 23 e Tabela 24, que consideram 80% da corrente admissível, para fatores de carga de 75%, conforme estudo **NTR-PC1-02** [70]. Este valor considera o crescimento de carga por cinco anos, com taxa de 4,5% ao ano. No atendimento de edifícios, os cabos podem ser projetados para operar no limite da corrente admissível, ou seja 25% a mais das correntes indicadas na Tabela 23 e Tabela 24, visto que no período de 5 anos dificilmente as cargas serão superiores às projetadas.

Tabela 23 – Características de cabos elétricos de circuitos secundários e ramais de entrada

Descrição	Seção do condutor (mm ²) - condutor/isolação		
	70 – Cu/PVC (5)	35 – Cu/PVC (5)	16 – Cu/PVC (5)
Parâmetros Elétricos (2)	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,3219	0,6688	1,3764
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,104	0,1109	0,1187
– resist. seq. zero (Ω/km)	0,808	1,4626	2,401
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,7988	1,0895	1,7462
Queda de tensão (V/Axkm) (3)	0,5835	1,1410	2,2739
Correntes de projeto (A) (4)	–	–	–
– 1 circuito	137	95	63
– 2 circuitos	133	93	61

(1) Padronização atual: utilização exclusiva nas saídas dos transformadores.

(2) Temperatura de operação: 90 °C – Resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m.

(3) Fator de queda de tensão – K - carga trifásica equilibrada – fator de potência: 0,92.
 $K = \sqrt{3} (R_1 \times \cos \phi + X_1 \times \sin \phi)$ (V/A x km).
 R_1, X_1 : resistências, reatâncias de sequência positiva do cabo (Ω/km);
 $\cos \phi$: fator de potência da carga.

(4) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 1,5 K m/W – configuração/ instalação: Figura 18.

(5) Padronização atual: utilização exclusiva em ramais de entrada.

Tabela 24 – Características de cabos elétricos de circuitos secundários e ramais de entrada

Descrição	Seção do condutor (mm ²) – condutor/isolação				
	240 Cu/XLPE (1)	185 Al/XLPE	120 Cu/XLPE	95 Al / XLPE	70 Cu/XLPE
Parâmetros elétricos (2)	–	–	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,1004	0,2118	0,1972	0,4112	0,343
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,0936	0,0952	0,0961	0,0979	0,1009
– resist. seq. zero (Ω/km)	0,2524	0,5281	0,4939	0,9814	0,836
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,6424	0,6824	0,6943	0,8146	0,7772
Queda de tensão (V/Axkm)(3)	0,2235	0,4021	0,3795	0,7217	0,6151
Correntes de projeto (A) (4)	–	–	–	–	–
– 1 circuito	329	223	225	154	166
– 2 circuitos	318	216	218	150	161
– 3 circuitos	306	208	210	144	156
– 4 circuitos	298	203	206	140	152
– 5 circuitos	289	197	200	137	148
– 6 circuitos	279	190	193	133	144
Descrição	Seção do condutor (mm ²) – condutor/isolação				
	50 Cu/XLPE (5)	35 Cu/XLPE (5)	35 Al/XLPE (5)	16 Cu/XLPE (5)	16 Al/XLPE (5)
Parâmetro elétricos (2)	–	–	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,4944	0,6689	1,1134	1,4668	2,4491
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,1041	0,1068	0,108	0,1133	0,1153
– resist. seq. zero (Ω/km)	1,1553	1,479	2,1076	2,5089	3,3855
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,9002	1,0636	1,4551	1,7395	2,1818
Queda de tensão (V/Axkm) (3)	0,8585	1,1384	1,8475	2,4142	3,9809
Correntes de projeto (A) (4)	–	–	–	–	–
– 1 circuito	133	113	87	74	57
– 2 circuitos	129	110	85	72	56
<p>(1) Padronização atual: utilização exclusiva nas saídas dos transformadores. (2) Temperatura de operação: 90 °C – Resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m. (3) Fator de queda de tensão – K - carga trifásica equilibrada – fator de potência: 0,92. $K = \sqrt{3} (R1 \times \cos \phi + X1 \times \sin \phi) (V/A \times km)$. R₁, X₁: resistências, reatâncias de sequência positiva do cabo (Ω/km); cos φ: fator de potência da carga. (4) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 1,5 K m/W – configuração/instalação: Figura 18. (5) Padronização atual: utilização exclusiva em ramais de entrada.</p>					

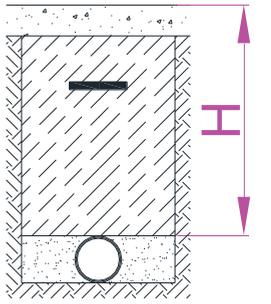
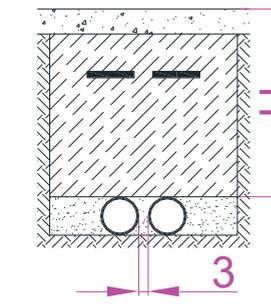
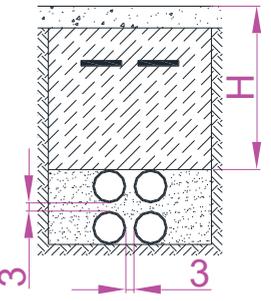
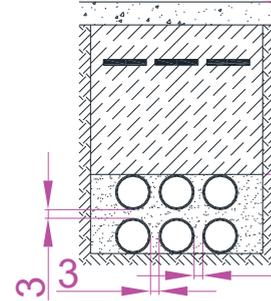
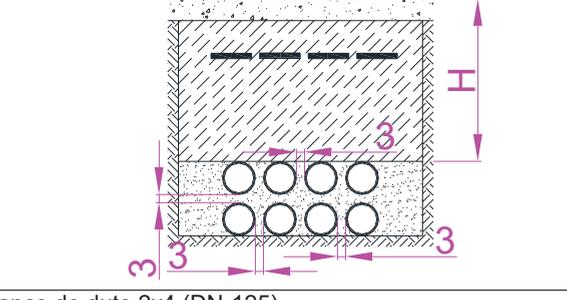
Desenho		
Descrição	Banco de duto 1x1 (DN-63)	Banco de duto 1x2 (DN-63)
Utilização	Ramal de entrada – Rede secundária – 1 circuito	Ramal de entrada – Rede secundária – 2 circuitos
Desenho		
Descrição	Banco de duto 2x2 (DN-125)	Banco de duto 2x3 (DN-125)
Utilização	Rede secundária – 1 e 2 circuitos	Rede secundária – 3 circuitos
Desenho		
Descrição	Banco de duto 2x4 (DN-125).	
Utilização	Rede secundária – 4, 5 e 6 circuitos.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Medidas em cm. • Profundidade – H: Rede secundária: 60 cm em calçadas ou 80 cm em vias de circulação de veículos; Rede primária: 80 cm. 	

Figura 18 – Dutos diretamente enterrados – rede secundária.

5.3.9. Transformadores

Os transformadores devem ser definidos em função do tipo definido anteriormente e das tensões primárias e secundárias nas áreas de conversões, sendo que as potências nominais correspondentes estão indicadas na Tabela 25.

Tabela 25 – Transformadores padronizados pela CPFL

Tipo	Tensões (V)	Potências (kVA)
Aéreo/ poste	13.800/13.200/12.000/11.400/10.800–220/127	75-112,5-150- 225-300
	13.800/13.200/12.000/11.400/10.800–380/220 (**)	
	13.800/13.200/12.600–380/220 (*)	
	23.100/22.000/20.900–220/127	
	23.100/22.000/20.900–380/220 (*)	
Pedestal	13.800/13.200/12.000/11.400/10.800–220/127	75-150-300-500
	13.800/13.200/12.000/11.400/10.800–380/220 (**)	
	13.800/13.200/12.600–380/220 (*)	
	23.100/22.000/20.900–220/127	
	23.100/22.000/20.900–380/220 (*)	
Seco	13.800/13.200/12.000/11.400/10.800–220/127	150-300-500- 1.000
	13.800/13.200/12.000/11.400/10800–380/220 (**)	
	13.800/13.200/12.600–380/220 (*)	
	23.100/22.000/20.900–220/127	
	23.100/22.000/20.900–380/220 (*)	
(*) Utilização exclusiva da RGE. (**) Utilização exclusiva das cidades de Lins (SP) e Piratininga (SP).		

Nos projetos, as cargas dos transformadores, no fim do período de estudo – 5 anos – devem ser inferiores às indicadas a seguir:

- Transformador aéreo em poste: 130% da potência nominal.
- Transformador em pedestal: 100% da potência nominal.
- Transformador seco em centros pré-fabricados de transformação: 100% da potência nominal.

5.3.10. Fluxo de carga

Em função do traçado dos circuitos secundários e da localização dos transformadores, devem ser escolhidas as seções dos condutores da rede secundária e as potências nominais dos transformadores levando em considerações os limites e cargas estabelecidos anteriormente e as quedas de tensões que não devem ultrapassar os valores estabelecidos no item 5.3.2.

Para tanto, deve ser elaborado o estudo de fluxo de carga na rede para a escolha das menores seções de cabos e de potências nominais de transformadores que atendam às premissas estabelecidas anteriormente. Caso não seja possível o atendimento das premissas anteriores, devem ser feitas mudanças na rede, seja com o aumento de circuitos secundários ou transformadores. Outra alternativa pode ser considerada com o estabelecimento de outro traçado básico e consequente verificação nos fluxos de cargas correspondentes.

Os cabos de interligações entre transformadores e quadros de distribuição e proteção devem ser definidos em função dos critérios estabelecidos no item 5.3.11.3

Os cálculos de queda de tensão devem ser feitos considerando fator de potência de 0,92.

5.3.11. Proteção secundária

5.3.11.1. Quadro de distribuição e proteção

A padronização da CPFL considera QDP's com dimensões dos tipos 00, 0,1 e 2 com as larguras externas e os espaços úteis de barramentos indicados na Tabela 26. Todos os QDP's têm altura de 1.300 mm e largura de 320 mm.

Internamente aos painéis são instaladas chaves tripolares verticais, com fusíveis NH, também indicadas na Tabela 26.

A padronização da CPFL considera, nos QDP's, conexões diretas dos cabos nos barramentos internos dos painéis por meio de conectores de compressão de 1 furo. Saídas dos cabos de circuitos secundários são feitas por conexões destes nas chaves por meio de conectores de compressão de 1 furo.

Tabela 26 – Quadro de distribuição e proteção

QDP			Chave do QDP			
Tamanho/ Tipo DIN	Largura (mm)	Largura útil (mm)	Corr. nom. (A)	Largura (mm)	Máx. seção do condutor (mm ²)	Fusível NH (1)
00	465	350	160	50	95	000 e 00
0	590	500	250	100	185	1 e 2
1	785	700	400	100	240	1 e 2
2	1.115	1.000	630	100	240	1, 2 e 3
(1) Correntes nominais padronizadas pela CPFL, em amperes (A): Tipo 000: 63, 100. Tipo 00: 125. Tipo 1: 125, 160, 200. Tipo 2: 224, 250, 315. Tipo 3: 355, 400.						

As chaves de 160 A, sob nenhuma hipótese, podem ser conectadas a cabos de seções acima de 95 mm².

As correntes de operação máximas das chaves dos QDP's devem ser ajustadas em função do número de chaves instaladas neles e não devem ser superiores à sua capacidade nominal multiplicada pelo fator de ajuste mostrado na Tabela 27. O valor ajustado da chave (capacidade nominal \times fator de ajuste) deve ser igual ou superior à capacidade do fusível instalada.

Tabela 27 – Fatores de ajustes das correntes das chaves

Número de chaves	Fator de ajuste
1	1,0
2 e 3	0,9
4 e 5	0,8
6 a 9	0,7
10 ou mais	0,6

Os fusíveis a serem instalados nas chaves seccionadoras serão definidos considerando a menor corrente nominal padronizada que atenda à carga prevista (corrente nominal do fusível \geq corrente de carga prevista).

No QDP deve ser previsto um espaço livre de reserva para eventual instalação de uma chave de 250/400/630 A, para utilização em serviços de emergências ou ampliação das instalações.

Definidos os cabos dos circuitos secundários, o tipo e potência do transformador e o tipo do QDP, deve ser feito o dimensionamento do quadro de distribuição e proteção.

Inicialmente, o projetista deve definir o tipo do painel que pode ser metálico ou preferencialmente de poliéster com fibra de vidro. Em áreas litorâneas somente deve ser utilizado painéis de poliéster com fibras de vidro.

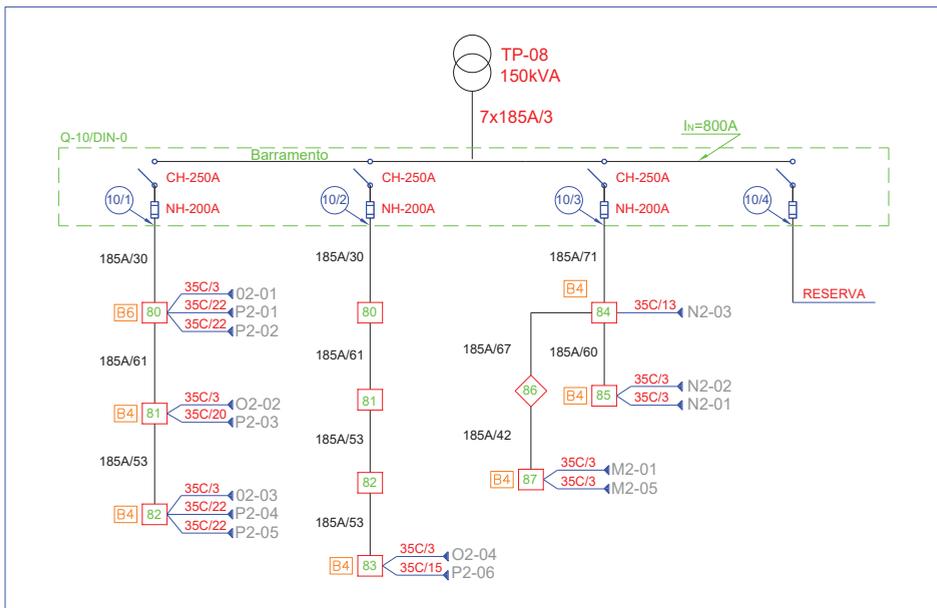
A definição do tipo e da dimensão do QDP deve ser feita calculando o espaço necessário para conexões de cabos e chaves, conforme indicado a seguir:

- 50 mm para cada circuito de entrada.
- 50 mm para cada chave de 160 A.
- 100 mm para cada chave de 250 A, 400 A ou 630 A.
- 100 mm de reserva.

O espaço e a largura total, calculados em função das premissas anteriores, devem ser iguais ou inferiores ao espaço livre interno dos QDP's.

Na parte interna do QDP deverão ser previstos 3 conjuntos de fusíveis tipo NH das capacidades nominais consideradas no QDP, como sobressalentes.

No lado interno da porta do QDP deverá ser fixado um diagrama unifilar plastificado, contendo as proteções, secções dos condutores dos circuitos de baixa tensão e identificação dos consumidores conforme sugestão da Figura 19.



Legenda:

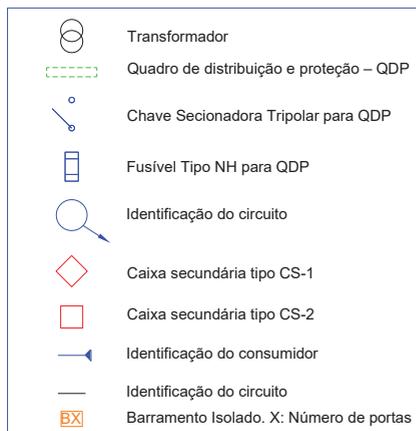


Figura 19 – Diagrama unifilar de quadros de distribuição e proteção – Exemplo.

5.3.11.2. Proteção secundária em CPT

Nos compartimentos de baixa tensão dos centros pré-fabricados de transformação são instaladas chaves verticais com fusíveis NH, considerando estrutura construtiva semelhante as do QDP, mas sem o painel metálico externo que nesta especificação será definido como quadro de distribuição de centro pré-fabricado de transformação, QDC.

A fixação dos barramentos é feita na divisória entre os compartimentos do transformador e o de baixa tensão.

A padronização considera 3 barramentos, conforme indicado a seguir:

- Corrente nominal 850 A – Corrente de curto circuito 20 kA e comprimento 800 mm (300 kVA).
- Corrente nominal 1200 A – Corrente de curto circuito 35 kA e comprimento 1.400 mm (500 kVA).
- Corrente nominal 1800 A – Corrente de curto circuito 50 kA e comprimento 2.000 mm (750 kVA).

Para definição do QDC, devem ser considerados os requisitos estabelecidos para o QDP exceto os mencionados a seguir.

A escolha do barramento é definida considerando o barramento com menor comprimento útil que permita as conexões de cabos entrada e das chaves de saídas – espaço de ligações.

O espaço de ligações é calculado considerando:

- 50 mm para cada circuito de entrada de cabos.
- 100 mm para cada chave de 250 A, 400 A ou 630 A.
- 50 mm para cada chave de 160 A.
- 20 mm entre chaves.
- 10 mm entre chaves e conexões de cabos.

Devido ao aquecimento interno do CPT, e principalmente pelas perdas dos transformadores, é recomendável que o dimensionamento:

- Dos fusíveis do QDC considere as correntes previstas nos circuitos multiplicadas por 1,05.

Das chaves do QDC considere o valor obtido utilizando a Tabela 27 multiplicado por 0,9.

5.3.11.3. Interligações entre transformadores e quadros de distribuição e proteção

A padronização da CPFL estabelece o número mínimo de cabos de interligação do transformador ao quadro de distribuição e proteção, conforme mostrado na Tabela 28, na caixa de entrada do consumidor.

Tabela 28 – Cabos unipolares utilizados nas saídas dos transformadores (XLPE, 0,6/1 kV)

Potência nominal do transformador (kVA)	Saídas de transformadores (1)	
	220/127 V	380/220 V
75	4x(1x185 mm ² - Al) – 3F+N	4x(1x95 mm ² , Al) – 3F + N
112,5	7x(1x185 mm ² , Al) 6F+N	4x(1x95 mm ² , Al) – 3F + N
150	4x(1x240 mm ² , Cu) – 3F+N ou 7x(1x185 mm ² , Al) – 6F + N	7x(1x95 mm ² , Al) – 6F+N 4x(1x185 mm ² , Al) – 3F + N
225	7x(1x240 mm ² , Cu) – 6F+N	7x(1x185 mm ² , A) – 6F + N 4x(1x240 m ² , Cu)- 3F+ N
300	7x(1x240 mm ² , Cu) – 6F+N	7x(1x185 mm ² , A) – 6F + N 4x(1x240 m ² , Cu)- 3F+ N
500	14x(1x240 mm ² , Cu) – 12F+2N	7x(1x240 m ² , Cu)- 6F+ N
750	21x(1x240 mm ² , Cu) – 18F+3N	14x(1x240 m ² , Cu)- 12F+ 2N

A x (1xS) - A: número de cabos unipolares; S: seções dos condutores, em mm².

5.3.11.4. Identificações

A identificação das fases dos cabos dos circuitos secundários deve ser feita:

- Nas saídas dos transformadores.
- Nas entradas e saídas dos quadros de distribuição em pedestal.
- Nas entradas e saídas dos barramentos múltiplos isolados.
- Nas emendas retas, antes e depois destas.
- Nas entradas de consumidores.

Devem ser utilizadas fitas isolantes nas cores:

- Fase “V” – cor vermelha, MUNSELL 5R-4/14.
- Fase “A” – cor azul escuro (azul Royal), MUNSELL 2,5PB-4/10.
- Fase “B” – cor branca, MUNSELL N9,5.

Os cabos do neutro são identificados pela cor de sua cobertura, que é azul-claro.

A identificação de fases e de neutro por fitas devem considerar 3 voltas sobrepostas em 2 locais.

Os barramentos múltiplos isolados deverão ser instalados na parede (maior lado) da caixa de passagem CS-2, paralela e adjacente à via de circulação de veículos. Para quem olha os barramentos modulares isolados de frente, a fase vermelha ficará à esquerda, seguido pelas fases azul-escuro e branca e neutro.

Nos transformadores em pedestal, para quem estiver olhando o transformador, a fase vermelha ficará à esquerda, a azul-escuro no centro e a branca à direita.

A identificação do circuito secundário, número do transformador, número do QDP e número do circuito deverão ser feitas através de marcadores padronizados (fitas, pinos, caracteres) e em todas saídas de quadros de distribuição em pedestal e em entradas e saídas de caixas secundárias.

Ramais de entradas de consumidores deverão ser identificados em seu início (barramentos modulares isolados, QDP's) por meio dos seus endereços. A identificação do logradouro poderá ser feita considerando 3 caracteres que permitam a sua identificação.

Dutos vagos previstos para futuros ramais de entrada deverão ser identificados por placas fixadas na parede.

5.4. Projeto elétrico primário

5.4.1. Concepção básica da rede

Os circuitos primários subterrâneos devem ser trifásicos e radiais, com recursos para possibilitar transferências de cargas em emergências.

Normalmente, os circuitos primários são instalados em dutos de PEAD localizados em vias de circulação de veículos à profundidade mínima de 800 mm.

Caso haja espaço disponível, as canalizações dos circuitos primários podem ser construídas nos passeios ou calçadas à profundidade de no mínimo 800 mm.

Em uma mesma linha de dutos podem ser instalados mais de um circuito primário, desde que cada circuito seja instalado em um duto exclusivo.

Um condutor de proteção (neutro) deverá ser instalado em todas as canalizações de circuitos primários ocupando um duto exclusivo.

A configuração básica dos circuitos primários (rota) é função das características da área a ser atendida, da rede elétrica nas proximidades e do grau de confiabilidade a ser adotado, de maneira a compatibilizá-lo com a importância da carga ou da localidade a ser atendida.

O projeto do circuito primário deve ser elaborado em função dos transformadores de distribuição (cargas, localizações), definidos no projeto secundário, das entradas primárias (cargas, localizações) e das fontes disponíveis e, para tanto, devem ser consideradas as etapas estabelecidas a seguir:

- Esquemas de ligações de ramais de entrada primários.
- Configuração da rede primária.
- Traçado básico do circuito primário.
- Definição de cabos/Fluxo de carga.
- Definição de estruturas/materiais/equipamentos /conjuntos elétricos:
 - ✓ Postes de transição.
 - ✓ Cabos.
 - ✓ Acessórios desconectáveis.
 - ✓ Emendas fixas.
 - ✓ Chaves.
 - ✓ Indicadores de defeito.

- ✓ Consumidores primários.
- Proteção contra sobrecorrentes.
- Proteção contra sobretensões.
- Aterramento.
- Identificações de circuitos/fases.

5.4.2. Esquemas de ligações de ramais de entrada primários

Em áreas onde será feita conversão de redes, normalmente há entradas primárias constituídas de ramais aéreos ou subterrâneos, para alimentações de consumidores primários ou transformadores da CPFL instalados internamente a edifícios.

Nos casos de ramais de entradas aéreos, deverá ser considerada a instalação de um novo ramal subterrâneo até a divisa do terreno, cabendo ao cliente adaptar suas instalações para se adequar ao novo atendimento.

Nos ramais subterrâneos, normalmente são instaladas caixas de passagem adjacentes aos postes de transição. Na conversão da rede é conveniente que o cabo do ramal de entrada seja seccionado na caixa de passagem e conectado ao novo ramal subterrâneo por meio da confecção de uma emenda reta. Caso não seja possível considerar esta alternativa, em decorrência da inexistência da caixa, ou devido à existência de cabos com isolamento de papel impregnado, ou das condições construtivas das caixas, deve ser considerada a instalação de um novo ramal de ligação subterrâneo.

Para o atendimento de cargas em ramais, o projetista poderá limitar os efeitos de interrupções adotando os seguintes critérios:

- Ramais radiais sem recurso, em uma rede subterrânea, são admitidos desde que alimentem uma única instalação (consumidor primário ou transformador) e o seu comprimento não supere 200 metros.
- Ramais radiais com recursos de alimentação com carga inferior a 1,5 MVA são seccionados por desconectáveis.

5.4.2.1. Conexão de novos empreendimentos verticais

Na conexão de novos empreendimentos com edifícios, cada prédio pode ser atendido considerando as alternativas a seguir.

a) Consumidores com cabinas internas às edificações com transformador seco, Figura 20;

Para alimentação de consumidores com cabina interna à edificação, deve ser considerada derivação do circuito primário. Para edifícios com cargas (baixa tensão e média tensão) superiores a 150 kVA deve ser considerada uma chave seccionadora, instalada em terreno do consumidor, que pode ser:

- Submersível instalada em caixas primárias.
- Pedestal.
- Abridadas instaladas em centros pré-fabricados de proteção e/ou manobra – CPPM.

Em edificações com alimentações em baixa tensão (CPFL) e média tensão devem ser considerados ramais de entradas independentes saindo de uma mesma seccionadora ou de seccionadoras independentes (chaves com 3 vias).

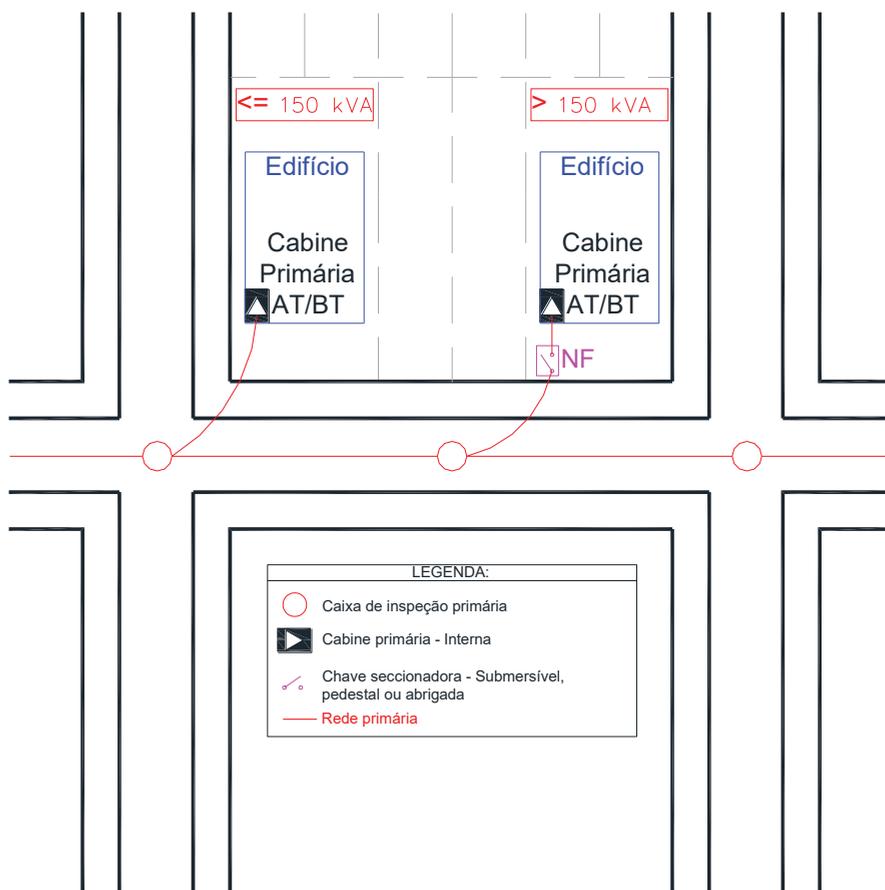


Figura 20 – Alimentação de cabinas primárias internas a edifícios.

b) Consumidores empregando centro pré-fabricado de transformação – CPT – Figura 21;

A alimentação de cada edifício pode ser feita considerando a instalação de um centro pré-fabricado de transformação localizado em terreno do consumidor e próximo à divisa com a calçada (distância máxima de 1 metro). No CPT deverá ser instalado:

- Um transformador seco de até 750 kVA.
- Uma chave fusível de operação em carga para proteção do transformador.
- Uma chave seccionadora para alimentação da entrada primária.

Para possibilitar manobras de circuitos (remanejamentos de cargas em eventuais defeitos em circuitos subterrâneos) deve ser considerada, em alguns casos, a utilização de uma chave seccionadora adicional.

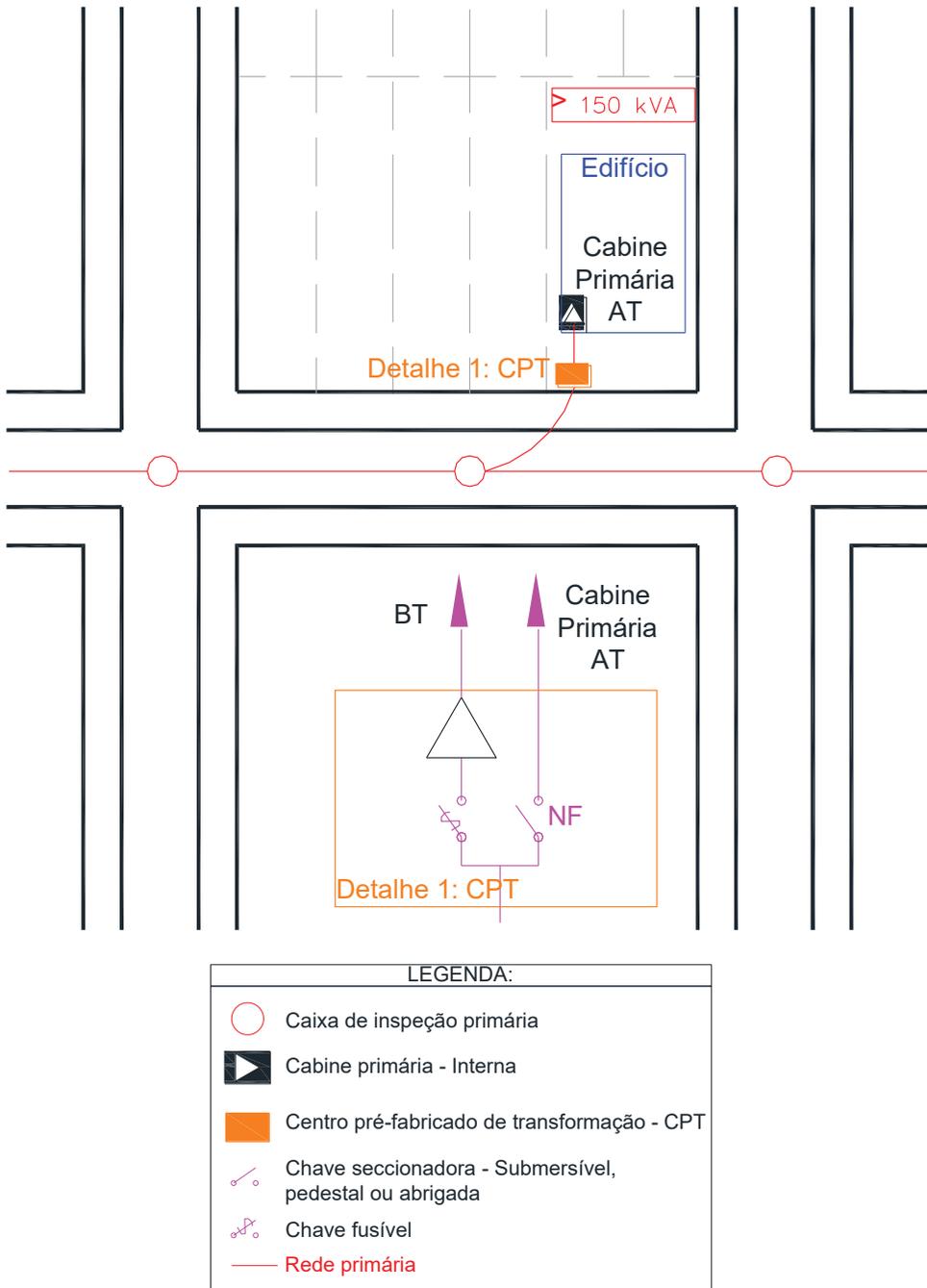


Figura 21 – Alimentação de edifícios por meio de centros pré-fabricados de transformação

c) Consumidores empregando transformador em pedestal.

A alimentação de cada edifício pode ser feita considerando alimentação de cargas de baixa tensão através de transformadores em pedestal localizados nos recuos frontais dos prédios. Para tanto, pode ser considerada instalação de uma chave seccionadora com 2 saídas, conforme mostrado na Figura 22, com chave submersível, e na Figura 23, com chave pedestal ou abrigada.

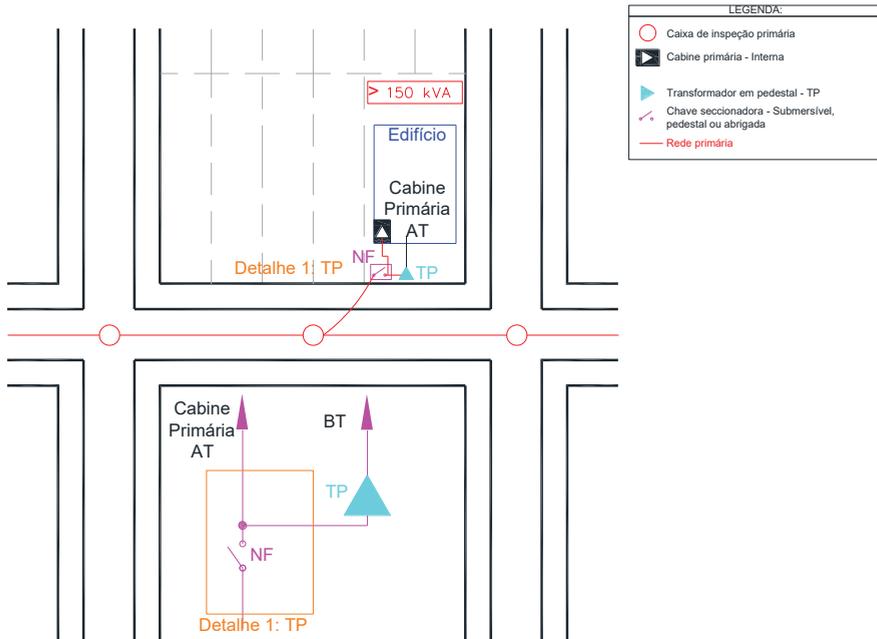


Figura 22 – Alimentação de edifícios por meio de transformadores em pedestal e chave submersível.

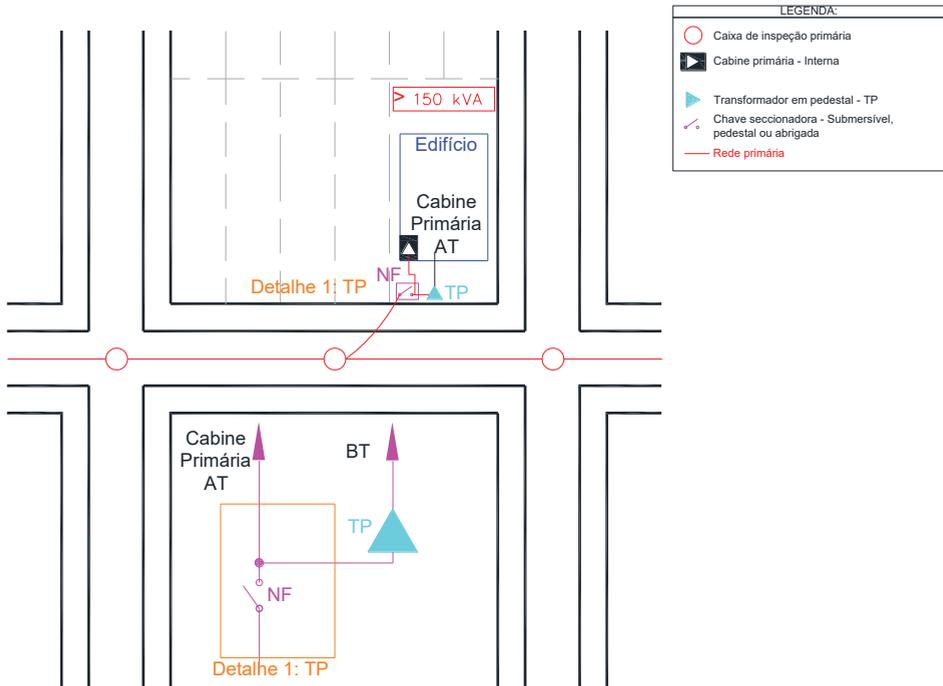


Figura 23 – Alimentação de edifícios por meio de transformadores em pedestal e chaves em pedestal ou abrigadas.

5.4.3. Configuração da rede primária

A configuração básica da rede subterrânea deve ser definida em função das cargas, da sua localização, das características urbanísticas do local e das fontes de alimentação disponíveis.

Configurações básicas típicas estão apresentadas a seguir, embora outras possam ser consideradas desde que atendam aos requisitos estabelecidos pela padronização da CPFL.

5.4.3.1. Ramal primário atendido por radial com recursos

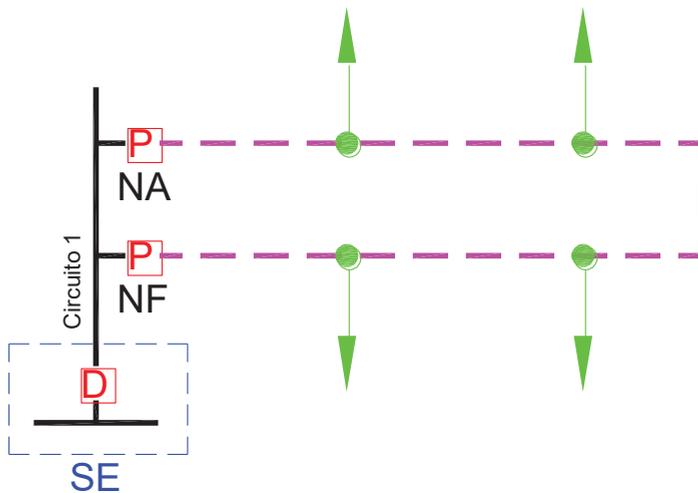
Quando a carga for inferior a 4 MVA para circuitos operando em 11,9/13,8 kV ou 23 kV, pode ser utilizado um ramal subterrâneo com recursos, conforme apresentado a seguir.

Alimentação em condições normais e em emergência pode ser estabelecida considerando:

- Alimentação com derivações de um mesmo ponto de um circuito primário – Figura 24.
- Alimentação com derivações de pontos diferentes de um mesmo circuito primário – Figura 25.
- Alimentação através de 2 circuitos primários diferentes – Figura 26.

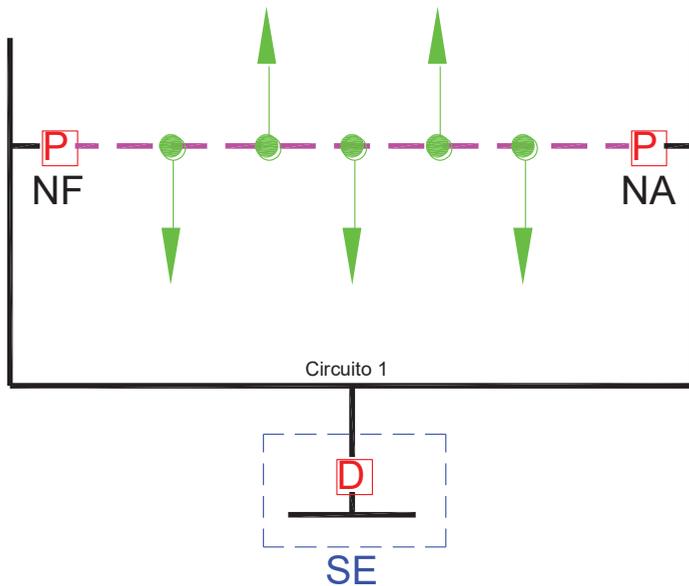
Preferencialmente devem ser consideradas derivações de 2 circuitos diferentes. A alimentação por um único circuito (condições normais e em emergências), Figura 24, implicará índices operativos dos ramais semelhantes aos correspondentes do circuito aéreo.

Dependendo das características urbanísticas e da disponibilidade de fonte de alimentação, pode ser considerado a utilização de 2 ou mais ramais para atendimento da área de conversão com cargas superiores às estabelecidas para um circuito. Nesta concepção, também pode ser considerado o atendimento de contingências para os 2 ramais por um único ponto, visto que a probabilidade de defeitos simultâneos em 2 circuitos é muito pequena, conforme Figura 27.



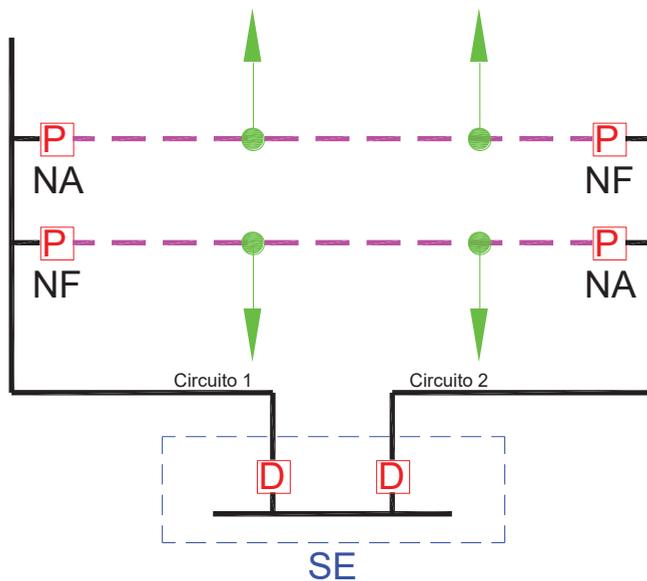
LEGENDA:	
Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X":	
X	• D: Disjuntor;
	• S: Seccionador;
	• P: Disjuntor / Religador.
/	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
—	Rede aérea / subterrânea;
- - -	Rede subterrânea.
→	Carga.

Figura 24 – Ramal primário radial com recurso – alimentador único – derivações no mesmo ponto.



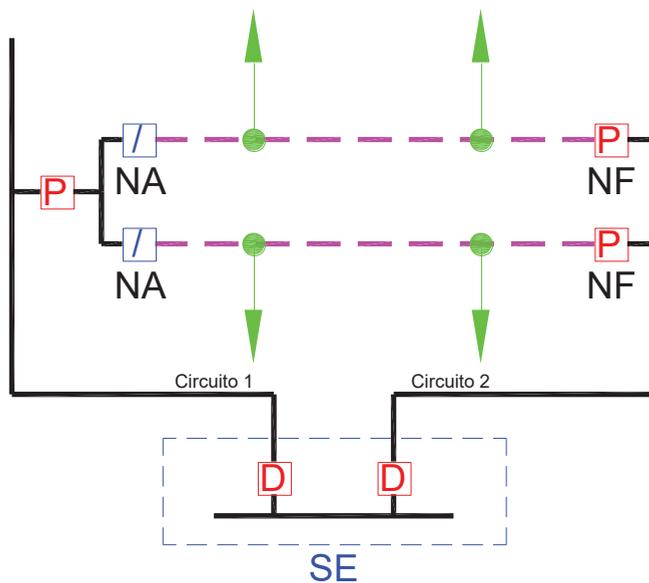
LEGENDA:	
Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X":	
X	<ul style="list-style-type: none"> • D: Disjuntor; • S: Seccionador; • P: Disjuntor / Religador.
/	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
—	Rede aérea / subterrânea;
- - -	Rede subterrânea.
→	Carga.

Figura 25 – Ramal primário radial com recurso – alimentador único – derivações em pontos diferentes.



LEGENDA:	
	Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X":
X	<ul style="list-style-type: none"> • D: Disjuntor; • S: Seccionador; • P: Disjuntor / Religador.
/	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
	Rede aérea / subterrânea;
	Rede subterrânea.
▶	Carga.

Figura 26 – Ramal primário radial com recurso – derivações em alimentadores diferentes.



LEGENDA:	
Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X":	
X	<ul style="list-style-type: none"> • D: Disjuntor; • S: Seccionador; • P: Disjuntor / Religador.
/	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
—	Rede aérea / subterrânea;
- - -	Rede subterrânea.
▶	Carga.

Figura 27 – Ramal primário radial com recurso de dois ramos – derivações de um mesmo circuito.

5.4.3.2. Alimentador atendido por radial com recursos por outros dois circuitos

Em áreas com cargas superiores a 4 MVA, em circuitos operando com 13,8/11,9 kV ou 23 kV, alternativamente ao item anterior, o atendimento pode ser feito considerando a instalação de um ou mais alimentadores primários subterrâneos.

Conforme ilustrado na Figura 28, um alimentador subterrâneo com recursos, com todos os consumidores derivados deste, pode ter contingências atendidas por dois outros alimentadores, considerando a utilização de chaves seccionadoras para possibilitar remanejamentos e manobras com carga.

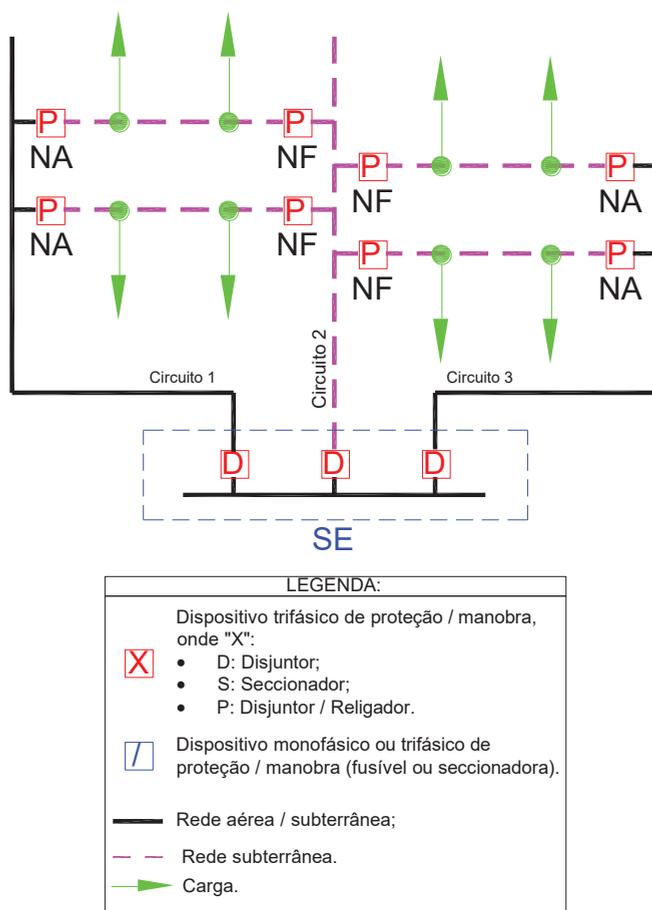
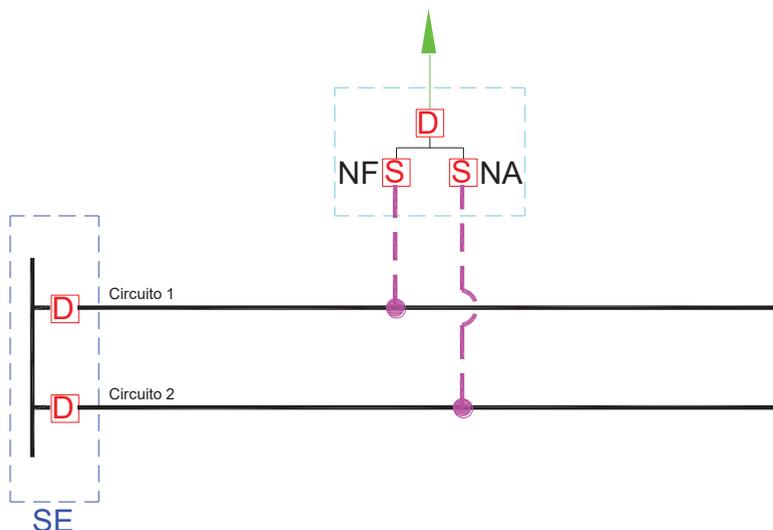


Figura 28 – Um alimentador com ramais subterrâneos com recursos por meio de outros alimentadores (aéreos ou subterrâneos).

Em áreas de conversão distantes das subestações podem ser considerados trechos com transições nas proximidades da conversão, com contingência através de circuitos aéreos.

Quando as características das cargas exigirem alta confiabilidade pode se considerar a alimentação das mesmas através de dois circuitos primários, sendo um para atendimento em condições normais de operação e outro para atendimento de emergências, como no sistema primário seletivo, conforme ilustrado na Figura 29.



LEGENDA:	
	Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X":
	• D: Disjuntor;
	• S: Seccionador;
	• P: Disjuntor / Religador.
	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
	Rede aérea / subterrânea;
	Rede subterrânea.
	Carga.

Figura 29 – Primário seletivo, esquema simplificado.

Nesse esquema, podem ser utilizadas chaves de manobras com operações automatizadas, sendo que essa concepção pode ser adotada para atendimento de cargas, onde é recomendável altos índices de confiabilidade, como hospitais, *shopping center* etc.

Concepções de primários seletivos também podem ser consideradas em alimentações de ramais primários conforme indicado na Figura 30.

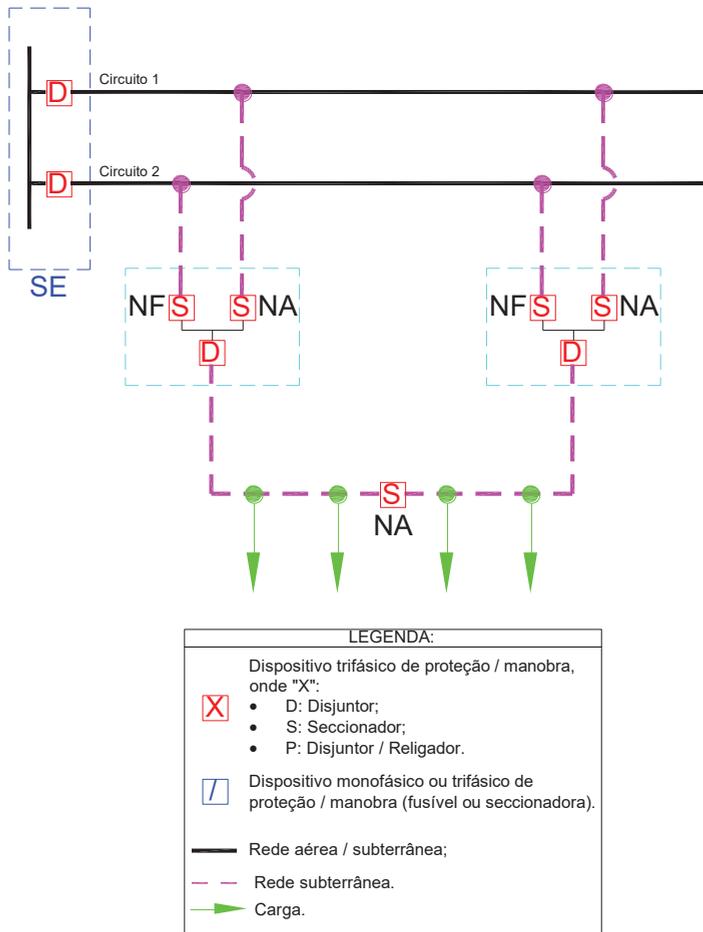


Figura 30 – Ramais primários de rede e de entrada de clientes através de sistemas primários seletivos.

5.4.4. Traçado básico do circuito primário

O circuito subterrâneo de média tensão deve ser conectado à subestação ou à rede existente aérea por poste de transição, ou à rede subterrânea existente. Sempre que viável deve ser considerada a rede primária totalmente subterrânea.

A utilização de mais de um ponto de alimentação, condições normais e em contingências, para a rede subterrânea, quando disponível, pode permitir maior flexibilidade para operação e resultar em melhores índices operativos.

Para definição do traçado básico do circuito primário, é preciso definir inicialmente os locais de conexão da rede subterrânea a ser projetada, que é feita em função da rede existente nas proximidades.

Em função dos pontos de conexão nas redes existentes e das cargas disponíveis, deve ser feito um traçado básico do circuito primário subterrâneo, que deve obedecer aos requisitos estabelecidos anteriormente e às seguintes diretrizes básicas:

- a) Circuitos primários devem ser instalados em vias públicas com traçado aprovado pela prefeitura e com localização definida;
- b) Vias de circulação de veículos com largura mínima de 4 metros;
- c) Alimentação de todos os transformadores de distribuição e ramais de entrada primários considerando rota principal (condições normais de operação) e de reserva (emergência);
- d) Posição das interligações e de pontos de manobras (acessórios desconectáveis, chaves) de tal forma que favoreça a confiabilidade dos consumidores especiais, como hospitais, torres repetidoras, bombas de água, laticínios etc;
- e) Menor comprimento possível.

Desde que não implique em altos investimentos adicionais, deve ser evitada a instalação dos circuitos preferencial e reserva (rota principal e alternativa), que atendem a mesma área, em um mesmo banco de dutos, o que nem sempre é viável economicamente.

Trecho de circuito primário subterrâneo radial sem recurso, em uma rede subterrânea, pode ser considerado desde que alimente uma única instalação (consumidor primário ou transformador) e o seu comprimento não supere 200 metros.

5.4.5. Seccionamento de trechos de circuitos e ramais primários

Deve ser previsto no projeto a instalação de dispositivo de proteção e manobra trifásico no início de trecho de circuito primário subterrâneo, quando a capacidade instalada dos transformadores for superior a 1,5 MVA.

Esse critério é considerado para subdividir o circuito em trechos de manobras cuja soma das cargas instaladas não superem 1,5 MVA, ou seja, devem ser utilizadas chaves seccionadoras em pontos intermediários dos circuitos de maneira que a carga entre 2 chaves não ultrapasse a 1,5 MVA.

Dessa forma, o trecho onde eventualmente ocorra um defeito, pode ser isolado e as cargas dos demais trechos do circuito podem ser remanejadas por meio das chaves de manobras, operadas em carga, sem implicar interrupções em outros consumidores, no restabelecimento do trecho com defeito.

5.4.6. Cabos

Na rede de média tensão são utilizados cabos triplexados, com isolamento de EPR ou XLPE, blindagem de fios de cobre e cobertura de PE-ST7, **NBR 6251**, indicados na Tabela 29 e Tabela 30, correspondentes a classes de tensão de 8,7/15 kV (rede operando com tensão de 11,9 kV ou 13,8 kV) e 15/25 kV (redes operando em 23 kV), respectivamente.

As correntes de cargas dos cabos nos projetos devem ser inferiores às admissíveis, conforme a Tabela 29 e Tabela 30, que considera 80% da corrente admissível, para fatores de carga de 75%, conforme estudo **NTR-PC1-02**, referência [70]. Esse valor considera o crescimento de carga por cinco anos de 4,5% ao ano. No atendimento de edifícios, os cabos podem ser projetados para operar no limite da corrente de projeto, ou seja, 25% a mais das correntes indicadas na Tabela 29 e Tabela 30, visto que no período de 5 anos dificilmente as cargas serão superiores as projetadas.

Nas instalações dos cabos de média tensão, a **NBR 9.511** estabelece raios mínimos de curvatura (cabos com blindagens metálicas de fios) de 12 vezes o diâmetro externo do cabo. No caso de cabo triplexado, deve ser considerado como diâmetro externo nominal o diâmetro nominal sobre a reunião das veias, ou seja, $2,16 \times$ raio externo do cabo unipolar ou veia.

Tabela 29 – (1/2): Características de cabos elétricos extrudados – classe de tensão: 8,7/15 kV – isolamento: EPR/XLPE

Descrição	Nº cabos x seção (mm²) (1)			
	3x1x35	3x1x35	3x1x70	3x1x70
Condutor – material	Cu	Al	Cu	Al
Isolação – D_{MIN}/D_{MAX} (mm) (7)	17,1/18,6	17,1/18,6	19,8/21,3	19,8/21,3
Diâm. nom. – singelo- (mm)	23,0	23,0	25,5	25,5
Seção da blindagem (mm²) (4)	9,4	9,4	18,7	18,7
Parâmetro elétricos (5)	–	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,6706	1,1152	0,3464	0,5724
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,1528	0,1553	0,1364	0,1397
– resist. seq. zero (Ω/km)	1,4652	1,935	0,9798	1,2066
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,7239	0,7547	0,3759	0,378
– capacitância ($\mu F/km$)	0,20216	0,19573	0,25158	0,23889
Correntes adm. (A) (6)	–	–	–	–
– 1 circuito	120	93	172	133
– 2 circuitos	116	90	165	128
– 3 circuitos	112	86	159	123
– 4 circuitos	109	84	155	120
<p>(1) Seção circular compactada. (2) Uso exclusivo para manutenção das redes já existentes na RGE. (3) Uso exclusivo na RGE. (4) Fios de cobre – valores indicados correspondem à seção equivalente por fase. (5) Temperatura do condutor: 90 °C – neutro: duto adjacente, seções de 35 mm², Cu para cabos de seções 35 a 95 mm² e de 120 mm² para cabos de seções 240 mm² e 400 mm² – resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m. (6) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 1,5 K.m/W – configuração/ instalação: Figura 31. (7) D_{min} e D_{max}: Dimensão mínima e máxima sobre a isolação, para definição de desconectáveis.</p>				

Tabela 29 – (2/2): Características de cabos elétricos extrudados – classe de tensão: 8,7/15 kV – isolamento: EPR/XLPE

Descrição	Nº cabos x seção (mm ²) (1)			
	3x1x95(2)	3x1x240	3x1x400	3x1x400(3)
Condutor – material	Al	Cu	Al	Al
Isolação – D _{MIN} /D _{MAX} (mm) (7)	21,1/22,6	26,4/29,9	31,0/34,9	32,7/34,9
Diâm. nom. – singelo- (mm)	27,5	34,5	40,0	40,0
Seção da blindagem (mm ²) (4)	12	18,7	26,8	48
Parâmetro elétricos (5)	–	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,4133	0,1029	0,1082	0,1117
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,1297	0,1135	0,1083	0,1072
– resist. seq. zero (Ω/km)	1,1728	0,7136	0,6074	0,4296
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,5877	0,4286	0,2739	0,1332
– capacitância (µF/km)	0,2816	0,40224	0,46456	0,46456
Correntes adm. (A) (6)	–	–	–	–
– 1 circuito	159	340	339	335
– 2 circuitos	153	327	325	321
– 3 circuitos	147	313	310	306
– 4 circuitos	143	304	301	297
<p>(1) Seção circular compactada. (2) Uso exclusivo para manutenção das redes já existentes na RGE. (3) Uso exclusivo na RGE. (4) Fios de cobre – valores indicados correspondem a seção equivalente por fase. (5) Temperatura do condutor: 90 °C – neutro: duto adjacente, seções de 35 mm², Cu para cabos de seções 35 a 95 mm² e de 120 mm² para cabos de seções 240 mm² e 400 mm² – resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m. (6) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 1,5 K.m/W – configuração/ instalação: Figura 31. (7) Dmin e Dmax: Dimensão mínima e máxima sobre a isolação, para definição de desconectáveis.</p>				

Tabela 30 – (1/2) Características de cabos elétricos extrudados – classe de tensão: 15/25 kV – isolamento: EPR/XLPE

Descrição	Nº cabos x seção (mm ²) (1)			
	3x1x400	3x1x400(3)	3x1x240(3)	3x1x240
Condutor – material	Al	Al	Cu	Cu
Isolação – D _{MIN} /D _{MAX} (mm) (7)	34,4/38,6	36,6/38,1	31,0/34,9	31,0/34,9
Diâm. nom. – singelo- (mm)	45,0	45,0	40,0	40,0
Seção da blindagem (mm ²) (4)	26,8	32	32	21,4
Parâmetro elétricos (5)	–	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,1081	0,1087	0,1047	0,103
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,1172	0,1169	0,1228	0,1232
– resist. seq. zero (Ω/km)	0,6043	0,5461	0,5453	0,6704
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,2859	0,2275	0,2324	0,3782
– capacitância (μF/km)	0,32834	0,32834	0,28675	0,28675
Correntes adm. (A) (6)	–	–	–	–
– 1 circuito	342	341	341	343
– 2 circuitos	327	326	327	329
– 3 circuitos	312	311	313	315
– 4 circuitos	303	303	304	306
<p>(1) Seção circular compactada. (2) Uso exclusivo para manutenção das redes já existentes na RGE. (3) Uso exclusivo na RGE. (4) Fios de cobre – valores indicados correspondem a seção equivalente por fase. (5) Temperatura do condutor: 90 °C – neutro: duto adjacente, seções de 35 mm², Cu para cabos de seções 35 a 95 mm² e de 120 mm² para cabos de seções 240 mm² e 400 mm² – resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m. (6) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 1,5 K.m/W – configuração/ instalação: Figura 31. (7) Dmin e Dmax: Dimensão mínima e máxima sobre a isolação, para definição de desconectáveis.</p>				

Tabela 30 – (2/2) Características de cabos elétricos extrudados – classe de tensão: 15/25 kV – isolamento: EPR/XLPE

Descrição	Nº cabos x seção (mm ²) (1)		
	3x1x50	3x1x50	3x1x50(3)
Condutor – material	Cu	Al	Al
Isolação – D _{MIN} /D _{MAX} (mm) (7)	22,3/23,8	22,3/23,8	22,7/23,8
Diâm. nom. – singelo- (mm)	29,0	29,0	29,0
Seção da blindagem (mm ²) (4)	14,7	9,4	12
Parâmetro elétricos (5)	–	–	–
– resist. seq. positiva (Ω/km)	0,497	0,8241	0,8246
– reat. seq. positiva (Ω/km)	0,1603	0,1634	0,1634
– resist. seq. zero (Ω/km)	1,1999	1,6217	1,5827
– reat. seq. zero (Ω/km)	0,5066	0,7502	0,6204
– capacitância (µF/km)	0,16515	0,15972	0,15972
Correntes adm. (A) (6)	–	–	–
– 1 circuito	143	110	110
– 2 circuitos	138	106	106
– 3 circuitos	132	102	102
– 4 circuitos	129	100	100
<p>(1) Seção circular compactada. (2) Uso exclusivo para manutenção das redes já existentes na RGE. (3) Uso exclusivo na RGE. (4) Fios de cobre – valores indicados correspondem a seção equivalente por fase. (5) Temperatura do condutor: 90 °C – neutro: duto adjacente, seções de 35 mm², Cu para cabos de seções 35 a 95 mm² e de 120 mm² para cabos de seções 240 mm² e 400 mm² – resistividade elétrica do solo de: 100 Ω/m. (6) Temperatura do solo: 25 °C – resistividade do solo: 15 K.m/W – configuração/ instalação: Figura 31. (7) Dmin e Dmax: Dimensão mínima e máxima sobre a isolação, para definição de desconectáveis.</p>			

Em paralelo com os circuitos primários subterrâneos instala-se um condutor de proteção (neutro) em um duto exclusivo. A padronização considera a utilização de condutores de cobre com isolação de PVC, classe 750 V, na cor verde, de seções:

- 35 mm² para circuitos primários com cabos de cobre ou alumínio, de seções de 35 mm², 50 mm² e 70 mm².
- 120 mm² para circuitos primários com cabos de cobre de 240 mm² e de alumínio de 400 mm².

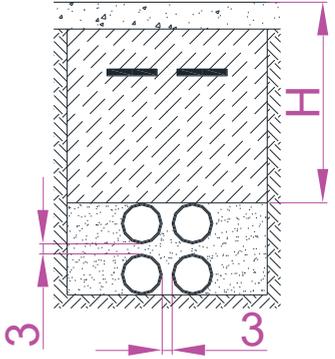
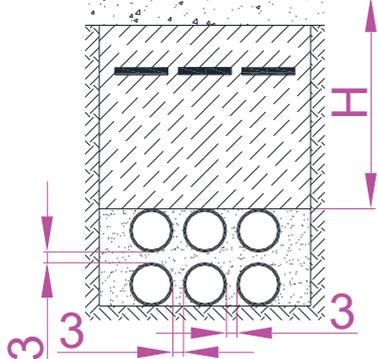
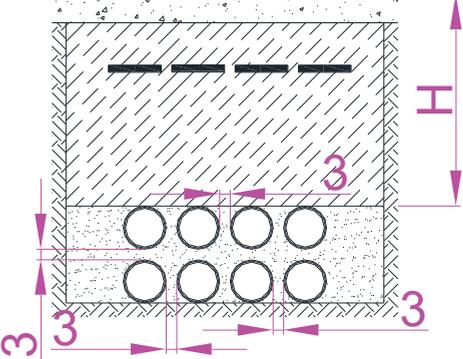
Desenho		
Descrição	Banco de duto 2x2	Banco de duto 2x3
Utilização	Rede primária (Ramal) – 1 circuito (DN-125)	Rede primária (Ramal) – 2 e 3 circuitos (DN-125)
		Rede primária (Tronco) – 1, 2 e 3 circuitos (DN-160)
Desenho		
Descrição	Banco de duto 2x4	
Utilização	Rede primária (Ramal) – 4 circuitos (DN-125)	
	Rede primária (Tronco) – 4 circuitos (DN-160)	
<ul style="list-style-type: none"> • Medidas em cm. • Profundidade – H: 80cm. • Cabos $\leq 70 \text{ mm}^2$ – Ramal – Dutos DN-125. • Cabos $> 70 \text{ mm}^2$ – Tronco – Dutos DN-160. 		

Figura 31 – Dutos diretamente enterrados – rede primária.

5.4.7. Fluxo de carga – Definição dos cabos

O dimensionamento dos circuitos nos projetos de redes subterrâneas deve ser efetuado considerando a corrente de carga estimada para um período de 5 anos com a sua configuração atendendo às condições normais e de emergência.

Para os novos empreendimentos verticais, a metodologia apresentada no item 5.2.7, já considera o período de 5 anos e, portanto, não deve ser considerado o crescimento de carga no período de 5 anos.

Em função dos traçados dos circuitos primários, cargas e localização dos transformadores e dos consumidores primários devem ser estabelecidas as seções dos condutores da rede primária considerando, em princípio, os cabos:

- 240 mm² (cobre) ou 400 mm² (Alumínio), em alimentadores/troncos primários – classes de tensão 8,7/15 kV e 15/25 kV.
- 35 mm² (Cobre ou Alumínio), 70mm² (Cobre ou Alumínio) e 95 mm² (Alumínio) em ramais primários – classe de tensão 8,7/15kV.
- 50 mm² (Cobre ou Alumínio) em ramais primários – classe de tensão 15/25 kV.

Transformadores de alimentação de consumidores em baixa tensão e entradas primárias devem ser conectados preferencialmente em ramais primários.

Em função dos cabos e das cargas deve ser elaborado o fluxo de carga na rede e, em função dele, podem ser feitas alterações nas seções dos condutores de modo que sejam projetadas as menores seções de cabos que atendam às premissas estabelecidas anteriormente. Caso não seja possível o atendimento das premissas anteriores, devem ser feitas mudanças na rede por meio do aumento de circuitos. Alternativa que também pode ser considerada é o estabelecimento de outro traçado básico e verificação nos fluxos de cargas correspondentes.

Para circuitos primários subterrâneos derivados da rede aérea deve ser considerada a queda de tensão entre a subestação e o ponto de transição. Quando ocorrerem quedas de tensões em circuitos primários subterrâneos, derivados de circuitos aéreos, superiores as admissíveis, devem ser feitas análises para verificar quais as providências, para reduzi-las, devem ser feitas na rede subterrânea ou na rede aérea.

5.4.8. Poste de transição aéreo-subterrâneo

A interligação da rede subterrânea com a rede aérea é feita em postes, denominados postes de transição, onde são instalados terminais dos cabos subterrâneos.

Os postes de transição a serem instalados devem considerar a instalação de religadores automáticos, que deverão ser ajustados para uma única operação e para a abertura no caso de falta de tensão em uma ou duas fases.

Normalmente, cada derivação para alimentar um circuito subterrâneo é feita a partir de um circuito e um poste de transição.

Nas extremidades dos cabos, onde estes serão conectados na rede aérea, devem ser instalados terminais contráteis a frio com conectores bimetálicos de compressão ou torquimétricos.

No poste de transição, todos os cabos que fazem parte de um mesmo circuito, incluindo o neutro, devem ser instalados no mesmo eletroduto/tubo externo, com diâmetros nominais de:

- DN 125 – diâmetro interno de 103 mm – 4”: cabos de seções de 35 mm² a 95 mm² de classes de tensão de 8,7/15 kV e 15/25 kV.
- DN 160 – diâmetro interno de 135 mm – 5”: cabos de seções de 240 mm² de classes de tensão de 8,7/15 kV e 15/25 kV.
- DN 190 – diâmetro interno de 150 mm – 6”: cabos de seções de 300 mm² a 400 mm² de classes de tensão de 8,7/15 kV e 15/25 kV.

5.4.9. Acessórios desconectáveis

Conjuntos desconectáveis devem ser utilizados em:

- Fins de circuitos.
- Pontos intermediários dos circuitos onde há derivações ou previsões para sua utilização.
- Pontos onde há mudanças de seções de cabos.
- Conexões de equipamentos (transformadores e chaves).
- Pontos estratégicos para execução de manobras em contingências.

Os acessórios desconectáveis padronizados para conversões de redes e de novos empreendimentos verticais devem ser da linha de:

- 200 A, classe 8,7/15kV, operação com carga: em ramais primários e de entrada (cabos com seções de 35 a 95 mm²) de circuitos operando na classe de tensão 8,7/15 kV.
- 200 A, classe 15/25 kV, operação com carga: em ramais primários e de entrada (cabos com seções de 50 mm²) de circuitos operando na classe de tensão 15/25 kV.
- 600 A, classe 15/25 kV, operação sem carga: em alimentadores/troncos primários (cabos com seções de 240 e 400 mm²) de circuitos operando nas classes de tensão 8,7/15 kV ou 15/25kV.

As conexões de transformadores em pedestal nos circuitos primários podem ser feitas através dos esquemas ilustrados na Figura 32, que são apresentados sucintamente a seguir:

- Transformadores em fim de linha: conexões através de plugues de inserção simples (“bushing insert”) (1 por fase) e terminais desconectáveis cotovelo (1 por fase).
- Transformadores no trecho de circuito “em anel”: conexões através de plugues de inserção duplo (“feed-thru insert”) (1 por fase) e terminais desconectáveis cotovelo (2 por fase).

Devido aos seus preços, recomenda-se utilizações de plugues de inserção duplo quando o transformador em pedestal (base) está no traçado do ramal primário e a sua utilização evite a construção de uma caixa de inspeção ou caixa primária (CP-1), para instalação de emendas de derivações.

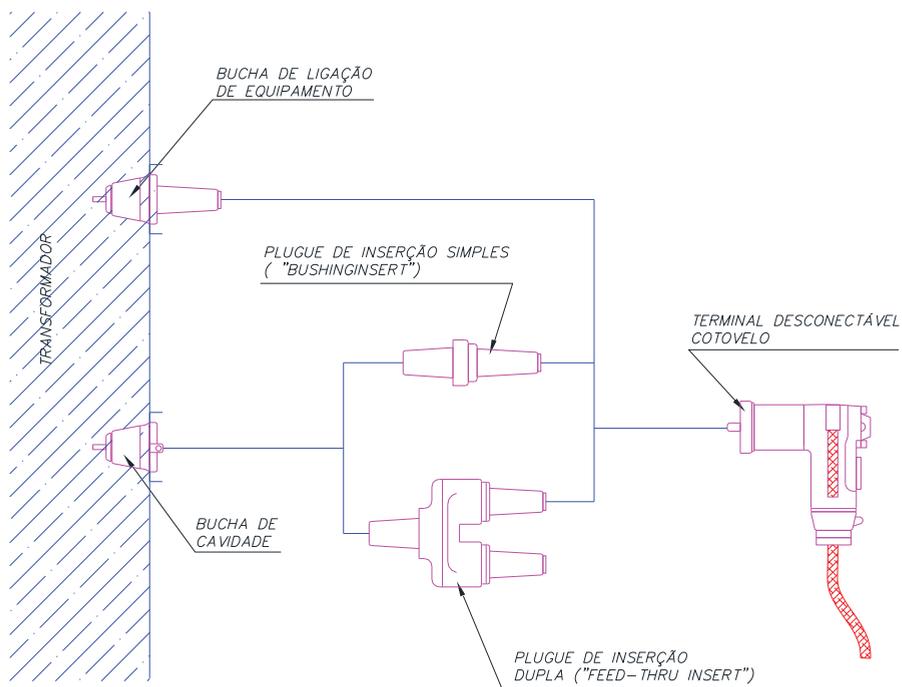


Figura 32 – Ligação de transformadores em pedestal com plugue de inserção simples ou duplo.

Os acessórios desconectáveis são montados em conjuntos que devem atender aos requisitos estabelecidos no projeto. Os conjuntos padronizados para utilização em circuitos primários (fim de linha, emenda reta, emenda de derivação etc.) devem ser instalados em caixas de inspeções.

Conjuntos com utilização de barramentos primários duplex (BDX), triplex (BTX) ou quadplex (BQX) podem ser instalados em caixas primárias (CP-1).

A definição dos terminais desconectáveis deve ser feita em função da seção, material e formação do condutor e do diâmetro sobre a isolação.

5.4.10. Emenda fixa

Emendas retas fixas devem ser utilizadas para conexões de extremidades de cabos, onde não há previsões para derivações e devem ser instaladas em caixas de inspeções.

As emendas retas fixas devem ser contráteis a frio, com luvas de compressão ou torquimétricas, e atender aos requisitos estabelecidos na padronização.

5.4.11. Chaves

Em circuitos primários subterrâneos são previstas as chaves trifásicas de operação em carga que podem ser submersíveis, em pedestal ou abrigadas.

As chaves padronizadas são:

- Submersível, seccionadora ou disjuntor com 2 vias (entrada + saída), 600 A, 25 kV, com interrupção no vácuo e isolamento polimérica e podem ser instaladas em caixas de inspeções ou caixas primárias.
- Pedestal de 2, 3 ou 4 vias, 200 A e 600 A, 25 kV, com ou sem dispositivos de proteção/manobras (seccionadora ou disjuntor) com interrupção no vácuo (disjuntor) ou SF₆ (seccionadora), isolamento em SF₆ e instalação sobre base de concreto.
- Abrigadas com 2, 3 ou 4 cubículos (seccionador, disjuntor, fusível) 200 A e 600 A, 25 kV, com ou sem dispositivos de proteção/manobras (seccionadora, disjuntor ou direto) com interrupção no vácuo (disjuntor), ou SF₆ (seccionadora), ou baionetas (fusível) instaladas em envolvente de concreto (CPPM).

As chaves seccionadoras, mesmo quando adquiridas para operação manual, devem possuir recursos que permitam futura motorização.

Os terminais das chaves seccionadoras devem ser constituídos por buchas de cavidade (bushing well) do tipo desconectável de 200 A ou “bucha integral” (BLE) de 600 A, com interfaces de acordo com a **ANSI/IEEE 386**.

A localização das chaves em pedestal deve levar em conta os mesmos requisitos estabelecidos para os transformadores em pedestal – ver item 5.3.5.

5.4.12. Indicadores de defeito

Indicadores de defeitos devem ser projetados com o objetivo de auxiliar na localização de eventuais defeitos que ocorram nos circuitos primários ou transformadores de distribuição.

Os indicadores de defeito padronizados devem atender aos requisitos apresentados a seguir:

- Ser trifásicos, submersíveis, sem necessidade de fonte de alimentação auxiliar para alimentação.
- Atuar por sobrecorrentes e por desequilíbrios.
- Ter ajustes automáticos para operação por sobrecorrentes.
- Sinalizar correntes de desequilíbrios acima de 30 A.
- Ter dispositivo de sinalização mantendo a indicação de defeito por um período mínimo de 4 horas, que pode estar situado até 15 metros dos sensores de correntes.
- Ter rearme automático por corrente de carga de 2 a 30 A.
- Possibilitar instalações sem necessidade de seccionamento dos cabos.

Os indicadores de defeito devem ser projetados no circuito primário, nas condições estabelecidas a seguir:

- No circuito principal após cada derivação.
- No início de cada derivação, desde que o comprimento desta seja superior a 300 metros e atenda a mais de 1 transformador.
- Em pontos intermediários para limitar o comprimento máximo entre dois indicadores de defeito em 300 metros.

Em trechos de circuitos expressos, sem cargas conectadas, pode ser considerado um intervalo de até 500 metros entre indicadores de defeito.

O dispositivo de sinalização do indicador de defeito deve ser instalado, preferencialmente, em local que permita fácil visualização sem necessidade, por exemplo, de entrada de pessoal na caixa de inspeção, que pode estar cheia de água.

5.4.13. Consumidores primários

Consumidores com cargas instaladas superiores a 75 kW e inferiores a 2500 kW devem ser alimentados em média tensão. Caso seja de seu interesse, o consumidor com carga instalada na faixa mencionada poderá solicitar ligação em baixa tensão, que poderá ser considerada pela CPFL, desde que seja viável tecnicamente e não implique inconvenientes.

Caso seja viável tecnicamente e não impliquem inconvenientes à CPFL, consumidores com cargas acima de 2,5 MVA poderão ser alimentados com dois circuitos primários, sendo um de reserva, desde que façam a solicitação e se responsabilizem pelos custos adicionais. Para tanto, será previsto, na divisa do terreno com a via pública, uma chave primária de 3 vias, com dispositivos de transferência automática que deve atender os requisitos básicos estabelecidos pela CPFL. A localização e a instalação das chaves primárias devem ser feitas de forma a possibilitar livre acesso dos eletricitistas.

5.4.14. Proteção contra sobrecorrentes

O esquema de proteção contra sobrecorrentes deve ser definido em função da concepção da rede.

5.4.14.1. Transformadores em postes

Em redes subterrâneas secundárias, alimentadas por transformadores em postes, deve ser considerada proteção contra sobrecorrentes por meio de:

- Fusíveis nos primários dos transformadores, que devem ser de tipo e correntes nominais, conforme transcritos na Tabela 31.
- Fusíveis NH das chaves internas dos QDP's, sendo que suas correntes nominais, em função dos transformadores, não devem ser superiores às especificadas na Tabela 31.

Tabela 31 - Transformadores em postes: elos fusíveis e fusíveis NH de quadros de distribuição e proteção (QDP)

Transformador		Elo fusível - poste	Fusível NH – QDP (1)
Potência nominal (kVA)	Tensão nominal (kV)	GED 3667	
	Primária		Secundária
75	10,8/13,8	220/127	100A
		380/220	63A
	20,9/23,1	220/127	125A
		380/220	63A
150	10,8/13,8	220/127	125A
		380/220	63A
	20,9/23,1	220/127	200A
		380/220	125A
225	10,8/13,8	220/127	224A
		380/220	125A
	20,9/23,1	220/127	200A
		380/220	125A
300	10,8/13,8	220/127	250A
		380/220	160A
	20,9/23,1	220/127	250A
		380/220	160A

(1) Conforme estudo **NTR-PC1-04**, referência [72]. A utilização de fusíveis NH-315A, apesar de não apresentarem coordenação, dificilmente apresentaram problemas, visto que com uma resistência de defeito de aproximadamente 1,0 Ω , bem menores do que normalmente é constatado, proporcionariam sua coordenação.

5.4.14.2. Transformador em pedestal

A proteção contra sobrecorrentes nos transformadores em pedestal é feita por meio de fusíveis internos, sendo, para tanto, considerado:

- Fusíveis de expulsão em porta fusíveis internos aos transformadores, que podem ser substituídos no campo.
- Fusíveis limitadores de corrente imersos no óleo, que somente poderão ser substituídos nas oficinas.

Eventuais defeitos com baixas e médias correntes (defeitos nos circuitos secundários) devem ser isolados pela atuação dos fusíveis de expulsão. Defeitos com altas correntes, normalmente decorrentes de falhas internas aos transformadores, são isolados pela atuação de fusível limitador de corrente.

Os transformadores são fornecidos com os fusíveis de expulsão tipo “dual element” e limitadores de corrente, cujas capacidades nominais devem estar de acordo com o indicado na Tabela 32.

Para transformadores de 500 kVA, classe 25 kV, deve ser considerado fusíveis tipo “dual sensing”, visto que o tipo “dual element” não é recomendado para esta utilização.

Circuitos secundários normalmente derivam de quadros de distribuição e proteção próximos do transformador. Nessas condições, é recomendável que seja feita coordenação dos fusíveis de expulsão dos transformadores com os fusíveis NH dos QDP's, que pode ser obtida considerando a utilização das correntes máximas dos fusíveis NH, que também estão indicadas na Tabela 32.

Em caso de alimentação de um único transformador em pedestal derivado da rede aérea, esse ramal sem recurso, normalmente constituído de cabo 35 mm² (cobre ou alumínio) para classe de tensão 8,7/15 kV e 50 mm² (cobre ou alumínio) para a classe de tensão 15/25kV, deverá ser protegido por meio de fusíveis do tipo K instalados em postes, cuja coordenação com as demais proteções também estão indicadas na Tabela 32.

Tabela 32 - Transformadores em pedestal: fusíveis internos, elos e fusíveis NH de quadros de distribuição e proteção (QDP)

Potência (kVA)	Tensão		Fusíveis internos – Corrente nominal		Elo Fusível (2)	Fusível NH – QDP (1)
	Primária (kV)	Secundária (V)	Expulsão	Limitador de corrente		
75	10,8/13,8	220/127	6A (3)	30A	65K	125A
		380/220				63A
	20,9/23,1	220/127	5A (3)	30A		160A
		380/220				100A
150	10,8/13,8	220/127	15A (3)	40A	65K	250A
		380/220				160A
	20,9/23,1	220/127	6A (3)	30A		250A
		380/220				160A
300	10,8/13,8	220/127	25A (3)	80A	140K	400A
		380/220				355A
	20,9/23,1	220/127	15A (3)	80A		400A
		380/220				400A
500	10,8/13,8	220/127	40A (3)	100A	140K	400A
		380/220				400A
	20,9/23,1	220/127	15A (4)	80A		400A
		380/220				400A

Conforme exposto no estudo “NTR-PC1-04: PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA DA CPFL”, a utilização de fusíveis:

(1) NH-315A, apesar de não apresentarem coordenação, dificilmente apresentaram problemas, visto que com uma resistência de defeito de aproximadamente 1,0 Ω, bem menores do que normalmente é constatado, proporcionariam sua coordenação.

(2) 65K nos postes de transição, corrente nominal máxima padronizada pela CPFL para coordenação com o disjuntor da subestação, problemas de coordenação poderão ocorrer, ocasionando operação do fusível no poste anteriormente ao fusível limitador de corrente dos transformadores em pedestal de 300 kVA e 500 kVA.

(3) Fusível de expulsão tipo “dual element”.

(4) Fusível de expulsão tipo “dual sensing”.

A Tabela 33 apresenta os códigos dos principais fabricantes dos fusíveis de expulsão apresentados na Tabela 32.

Tabela 33 - Códigos dos principais fabricantes dos fusíveis de expulsão

<i>Dual Element</i>			
COOPER		ABB	
Catálogo	Corrente Nominal (A)	Catálogo	Corrente Nominal (A)
4038108C03	5	1B11145G03	5
4038108C04	6	1B11145G04	6
4038108C05	8	1B11145G05	8
4038108C06	12	1B11145G06	12
4038108C07	15	1B11145G07	15
4038108C09	25	1B11145G09	25
4038108C11	40	1B11145G11	40
4038108C12	50	1B11145G12	50
<i>Dual Sensing</i>			
COOPER		ABB	
Catálogo	Corrente Nominal (A)	Catálogo	Corrente Nominal (A)
4000358C03	3	1B11144G03	3
4000358C05	8	1B11144G05	8
4000358C08	15	1B11144G08	15
4000358C10	25	1B11144G10	25
4000358C12	50	1B11144G12	50
4000358C14	65	1B11144G14	65

5.4.14.3. Centros pré-fabricados de transformação

Em centros pré-fabricados de transformação, normalmente são utilizados fusíveis tipo HH para proteção dos transformadores contra sobrecorrentes. As correntes nominais especificadas estão indicadas na Tabela 34.

No secundário dos centros pré-fabricados de transformação são utilizadas chaves trifásicas verticais com fusíveis NH, para proteções dos circuitos secundários. Para coordenação com os fusíveis HH das chaves de proteções dos transformadores, as correntes nominais dos fusíveis NH não devem ser superiores às indicadas na Tabela 34.

Tabela 34 - Transformadores em centro pré-fabricados: fusíveis HH e fusíveis NH de quadros de distribuição e proteção (QDP)

Potência (kVA)	Tensão		Fusível HH	Fusível NH – QDP (1)
	Primária (kV)	Secundária (V)		
300	10,8/13,8	220/127	31,5A	400A
		380/220		315A
	20,9/23,1	220/127	20A	400A
		380/220		400A
500	10,8/13,8	220/127	50A	400A
		380/220		400A
	20,9/23,1	220/127	25A	400A
		380/220		400A
750	10,8/13,8	220/127	63A	400A
		380/220		400A
	20,9/23,1	220/127	40A	400A
		380/220		400A

(1) Corrente nominal máxima para coordenação adequada.

5.4.14.4. Ramais de entrada primários subterrâneos

Em áreas de conversões de redes aéreas para subterrâneas, normalmente há ramais de entrada em média tensão para alimentação de transformadores de consumidores ou da CPFL.

Para os ramais de entrada de consumidores em média tensão considera-se adequada a proteção contra sobrecorrentes instalada e, quando não for o caso, deve ser solicitada adequações necessárias.

Para os ramais de entrada alimentando transformadores da CPFL internos às edificações, deverão ser verificados os dispositivos de proteção instalados. Caso a instalação considere proteção por meio de fusíveis HH em bases ou chaves, não será necessário a instalação de proteção adicional, visto que a instalação oferece proteção adequada.

As conversões de redes aéreas para subterrâneas envolvem retirada dos fusíveis nos postes de transição, que implica em uma análise do esquema adotado em cada ramal de entrada alimentando transformadores da CPFL.

Em entradas para transformadores da CPFL, que considerem na cabine interna ao edifício proteções por meio de fusíveis diferentes dos limitadores de corrente HH, torna-se necessária a adoção de medidas para oferecer segurança adicional às instalações, conforme indicado a seguir:

- Circuitos operando em 11,9/13,8 kV: devem ser projetados fusíveis limitadores de corrente internos a terminais desconectáveis cotovelo na derivação do ramal de entrada (caixa primária, de inspeção). As correntes nominais destes, em função das potências dos transformadores, estão apresentadas na Tabela 35.
- Circuitos operando em 23 kV: devem ser efetuadas nas instalações internas dos consumidores – cabina – para adequação à padronização atual da CPFL.

Tabela 35 - Fusíveis de TDC para utilização em derivações de ramais de entrada de alimentação de transformadores da CPFL

Potência nominal do transformador (kVA)	Fusível do TDC	
	Corrente nominal (A)	Classe de tensão (kV)
75	6	15,5
112,5	8	15,5
150	10	15,5
225	12	15,5
300	18	15,5
500	30	17,2

5.4.14.5. Coordenação

A montante dos transformadores de distribuição são instalados outros dispositivos de proteção, como religadores automáticos, chaves com dispositivos automáticos de rearme e/ou disjuntores. Nessas condições, devem ser elaborados estudos complementares visando estabelecer uma coordenação adequada dos mencionados dispositivos com os fusíveis de proteção dos transformadores da rede.

Os estudos de coordenação devem ser feitos de maneira análoga ao realizado para rede aérea, mas deve ser considerado religadores operando com uma única operação. No caso de circuito totalmente subterrâneo o disjuntor da subestação, também deve ser ajustado para uma única operação.

5.4.15. Proteção contra sobretensões

Em circuitos totalmente subterrâneos, normalmente não são utilizados para-raios.

Caso o circuito subterrâneo seja derivado de circuito aéreo, deve ser instalado para-raios, por fase, em:

- Postes de transição (para-raios entre os dispositivos de proteção – chaves, religadores – e os terminais dos cabos).
- Seccionamentos de circuitos primários – chaves operando normalmente abertas.
- Em cada via operando normalmente aberta.
- Fim de circuitos subterrâneos.

Os para-raios nos postes de transição deverão ser de óxido metálicos, corrente de 10 kA e MCOV (“maximum continuous operating voltage”) de 10,2 kVrms e 17 kVrms, em circuitos operando em 13,8 kV e 23 kV, instalados entre as chaves ou religadores e os terminais (mufas) dos cabos subterrâneos.

Para-raios desconectáveis devem ser do tipo “cotovelo”, para operação com carga, considerando corrente de 5 kA e MCOV (“maximum continuous operating voltage”) de 10,2 kVrms e 17 kVrms, em circuitos operando em 13,8kV e 23kV, respectivamente.

Para-raios em equipamentos de redes subterrâneas normalmente são instalados considerando:

- Equipamentos com buchas de 200 A (transformadores, chaves): conexão em plugue de inserção duplo acoplado no transformador.
- Equipamentos com buchas de 600 A (transformadores, chaves): conexão em plugue de redução acoplado em TBB na entrada do equipamento.

Quando da realização dos procedimentos para localização de falhas, os para-raios existentes na rede devem ser isolados.

Em conversão de redes, onde o circuito e seu recurso são totalmente subterrâneos, devem ser retirados os para-raios nas instalações internas dos clientes primários, proporcionando maior flexibilidade em caso de necessidade de testes ou localização de falhas.

Em transformador pedestal alimentado por um ramal subterrâneo exclusivo, derivado de circuito aéreo, com comprimento superior a 100 metros, deve ser instalado pára-raios tipo desconectável acoplados nas buchas de transformadores.

5.4.16. Aterramento

Nas redes subterrâneas devem ser aterradas:

- As blindagens dos cabos primários em todas as emendas, extremidades e equipamentos.
- Os acessórios desconectáveis.
- Terminal de neutro dos transformadores.
- Partes metálicas de equipamentos (transformador, chaves, quadros de distribuição) – terminal de terra.
- Componentes metálicos dos postes de transição.
- Os circuitos secundários em todas as caixas com barramentos múltiplos isolados.
- Tampas de ferro de caixas secundárias e de bases de quadro de distribuição e proteção.
- Escadas de caixas de inspeções e câmaras transformadoras.

No caso de utilização de rede subterrânea secundária, derivando de transformador aéreo, o aterramento do QDP deverá ser feito no aterramento do poste de transição.

A máxima resistência de aterramento admissível, tanto nas caixas como nas instalações de transformadores, é de 10 Ohm em terreno úmido e de 25 Ohm em terreno seco.

5.4.17. Identificações

A identificação das fases dos cabos e dos circuitos primários deve ser realizada:

- Nos postes de transição.
- Nas entradas e saídas dos circuitos primários em caixas de inspeção.

- Nas conexões de transformadores em pedestal.
- Nas conexões de chaves (todas as vias).
- Nas entradas dos consumidores primários

Como a cobertura dos cabos é preta, a identificação das fases deverá ser feita com fita isolante, com no mínimo 3 voltas sobrepostas envolvendo todo o cabo ou identificação específica em pelo menos 2 pontos em todas as caixas, transformadores, quadros de distribuição e proteção e nos ramais de entrada dos clientes.

Devem ser utilizadas fitas isolantes nas cores:

- Fase “V” – cor vermelha, MUNSELL 5R-4/14.
- Fase “A” – cor azul escuro (azul Royal), MUNSELL 2,5PB-4/10.
- Fase “B” – cor branca, MUNSELL N9,5.

O condutor de proteção, neutro, é identificado pela cor da sua cobertura, que é verde.

As identificações dos circuitos primários, subestação e número do circuito são realizadas por meio de marcadores padronizados, fitas, pinos e caracteres.

Nos transformadores em pedestal, a disposição dos cabos, para quem olha o transformador, fase “V”, vermelha, à esquerda; fase “A”, azul, no centro; e fase “B”, branca, à direita. No caso de conexões de transformadores com o acessório desconectável PID, a disposição das fases deve ser considerada para o circuito de entrada.

Ramais de entradas de consumidores subterrâneos devem ser identificados pelo número da entrada primária (EP), consumidor primário, no início das derivações do circuito primário em caixas ou chaves. Caso seja considerado um único ramal subterrâneo alimentando EP e câmara transformadora (CT), as identificações devem ser feitas nos cabos.

Na baixa tensão, o ramal do consumidor é identificado pelo endereço, nome do logradouro e número, sobre a saída dos dutos da caixa secundária.

5.5. Projeto básico civil

O projeto básico civil consiste na definição de canalizações, caixas de inspeção, primária e secundária, bases de transformadores, chaves e quadros de distribuição, em função do projeto elétrico primário e secundário.

Em função do projeto básico civil, eventualmente, pode ser necessária a construção no local de caixas (inspeção, primárias e secundárias) e bases (transformador e quadro de distribuição e proteção). Nesses casos e também para as estruturas civis pré-fabricadas, devem ser considerados os requisitos técnicos estabelecidos na padronização da CPFL.

As características básicas desses componentes, assim como os critérios para sua definição e utilização, estão apresentadas a seguir.

5.5.1. Canalizações

O padrão estabelece que todos os cabos dos circuitos primários e secundários, incluindo ramais de entrada, devem ser instalados em dutos de polietileno de alta densidade, PEAD, corrugados flexíveis, diretamente enterrados. O projetista em algumas instalações específicas pode considerar a utilização de dutos de PEAD envelopados com concreto, por medida de segurança. Isso pode ser considerado, por exemplo, em locais onde a sua profundidade precisou ser reduzida devido a interferências ou em locais de tráfego pesado.

Dutos devem ser instalados em calçadas, praças ou vias de circulação de veículos. Deve ser evitada a instalação de dutos nos seguintes locais:

- Vias públicas com faixas para circulação de veículos (leitos carroçáveis) de largura inferior a 4 metros.
- Ruas que não disponham de locais para manobras de veículos, caminhões.

Os dutos dos circuitos primários normalmente são instalados em vias de circulação de veículos. Quando há disponibilidade de espaço podem ser instalados nas calçadas com largura maior que 4 metros.

Dutos dos circuitos secundários e ramais de entrada devem ser instalados nas calçadas, exceto travessias de vias públicas.

Dutos devem ser instalados considerando profundidades mínimas de 60 cm para circuitos secundários em calçadas e de 80 cm para circuitos primários em calçadas e circuitos secundários e primários em vias públicas de circulação de veículos. Considera-se como profundidade mínima a distância entre o nível do solo e o topo do banco de dutos.

Linhas de dutos de media tensão e de baixa tensão podem ser dispostas em paralelo, na mesma vala, ou instaladas uma acima da outra em locais com restrição de espaço; nessa situação, a rede primária deve ficar por baixo.

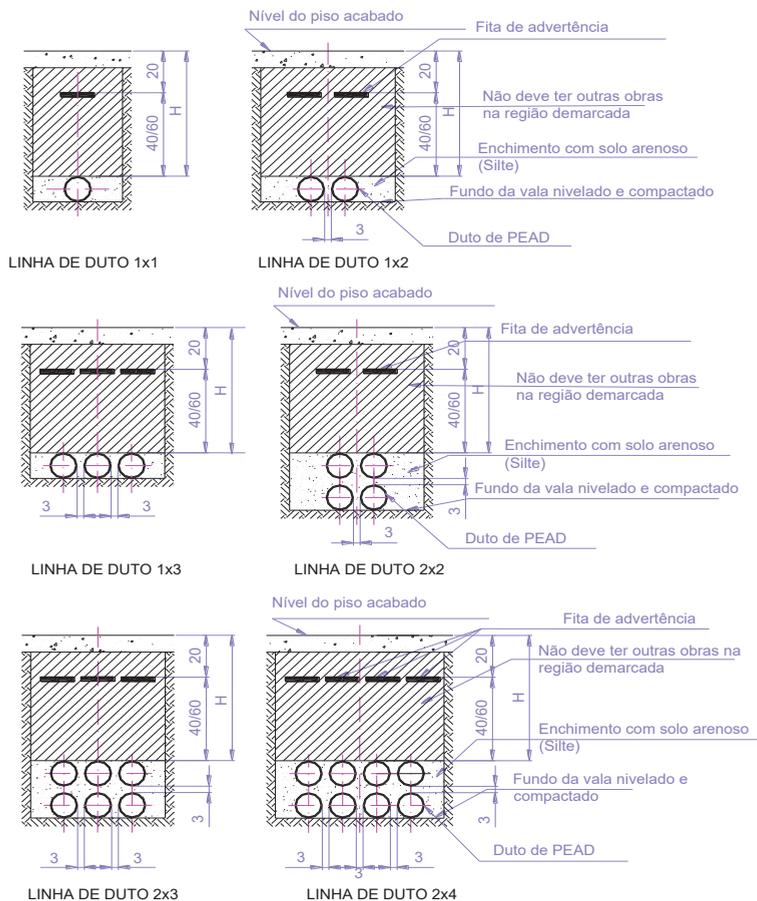
Em todos os trechos a disposição dos dutos no conjunto do banco deve ser idêntica e ter características semelhantes como tipo e diâmetro.

Linhas de dutos nas calçadas devem ser localizadas preferencialmente próximas às guias, com os demais serviços localizados entre a mesma e as divisas das propriedades.

5.5.1.1. Bancos de dutos

Os bancos de dutos padronizados estão apresentados na Figura 33, que considera dutos de PEAD diretamente enterrados. Caso o projetista, por questão de segurança, faça opção por dutos envelopados de concreto, deve ser considerado uma das alternativas indicadas na Figura 34.

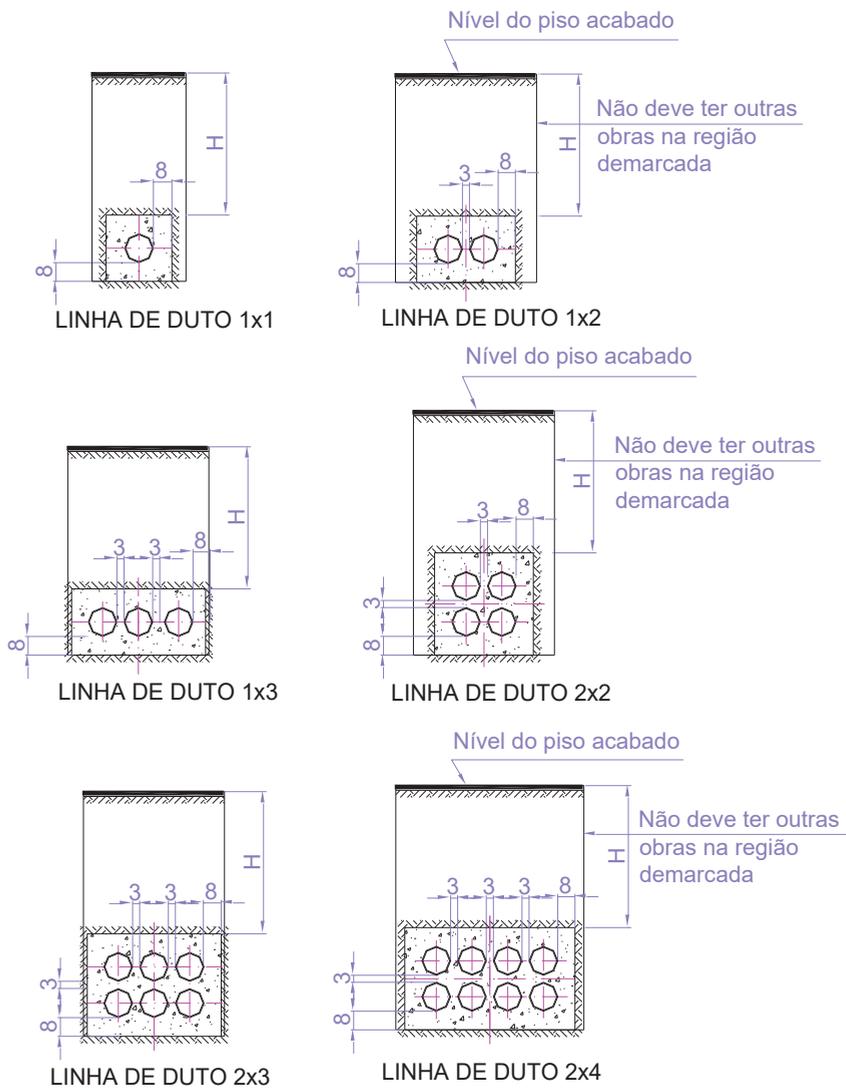
A identificação de linha de dutos no projeto é feita pela codificação $A \times B$, onde A é o número de “linhas de dutos” e B é o número de “colunas de dutos”.



Observação: medidas em centímetros.

H	60 cm (No mínimo, no caso de passeios/calçadas). 80 cm (No mínimo, no caso de via pública de circulação de veículo/leito carroçável)
---	---

Figura 33 – Banco de dutos diretamente enterrado.



Observação: medidas em centímetros.

H	<p>60 cm (No mínimo, no caso de passeios/calçadas).</p> <p>80 cm (No mínimo, no caso de via pública de circulação de veículo/leito carroçável).</p>
----------	---

Figura 34 – Banco de dutos envelopados em concreto.

As emendas de dutos PEAD devem ser feitas por meio de conexões rosqueáveis, no caso de dutos em espiral, ou de encaixe, no caso de dutos anelados, sendo que, após suas aplicações, devem ser vedadas com fita de vedação ou autoaglomerante e protegidas por meio de enfaixamento com filme de PVC.

As curvas nos trechos de bancos de dutos de circuitos primários e secundários devem ser evitadas. Caso não seja possível evitá-las, deve ser considerado:

- Raio de curvatura de no mínimo 12 vezes o diâmetro externo do duto.
- Máxima mudança de direção, em qualquer plano, de 30°, com início da curva a pelo menos 3 metros do obstáculo.

Na realização de curvas, não deve ocorrer reduções efetivas no diâmetro interno dos dutos, ou seja, devem permitir passagem do mandril correspondente.

Nos dutos dos ramais de entrada secundários, deve ser considerado um único duto para cada ramal de ligação, com até 2 curvas de 90°, conforme mostrado na Figura 35.

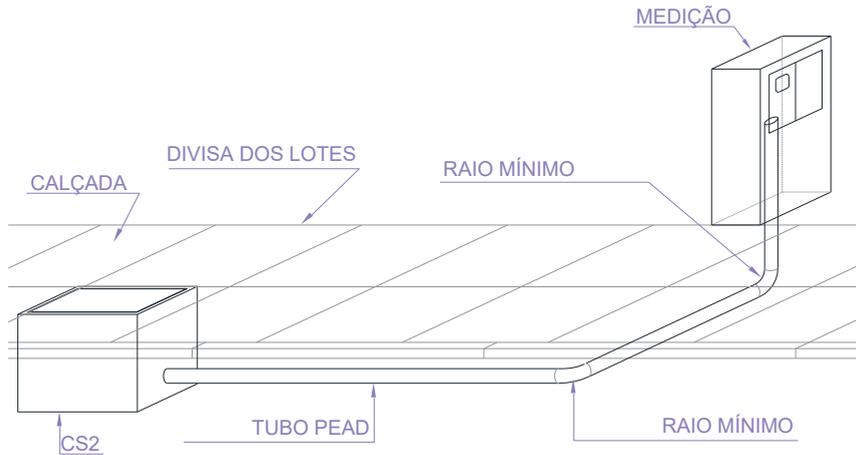


Figura 35 – Duto de ramal de entrada.

As linhas de dutos, preferencialmente, devem ter uma declividade adequada para facilitar o escoamento de eventuais águas de infiltração, que deve ser, no mínimo, de 0,5%. Pode ser considerada declividade para as 2 extremidades, desde que o ponto mais alto fique no ponto de mudança de direção, conforme indicado na Figura 36.

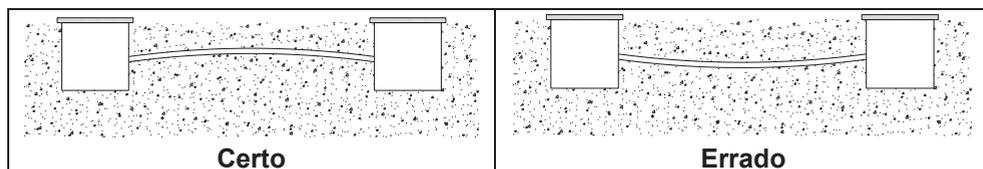


Figura 36 – Instalação de dutos.

Fios/guias internos de aço galvanizado, revestido de PVC ou de fibra sintética, devem ser considerados em todos os dutos e devem ter acesso externo, nas extremidades, para utilização nas instalações dos cabos. Eventuais emendas nos fios/guias devem ser revestidas com fita isolante.

Após a instalação dos dutos, deve ser verificada a adequação das instalações dos dutos de forma a garantir que não há agentes externos indesejáveis no interior dos dutos, como detritos, emendas com irregularidades etc. e de curvas fora da especificação, dutos “ovalados”.

As verificações devem ser feitas nos dutos por meio do puxamento e passagem de um mandril.

Após o mandrilamento, as extremidades dos dutos devem ser tamponadas, para evitar a entrada de detritos, terra etc., com tampões adequados.

Sobre todos os dutos devem ser utilizadas, a cerca de 40 cm acima de sua superfície externa superior, uma fita de advertência de polietileno.

A fita de advertência deve “cobrir” todos os dutos, e quando for necessário devem ser consideradas 2 ou mais fitas.

Por medida de segurança, caso o projetista considere adequado, podem ser instaladas placas de concreto acima dos dutos, considerando:

- Espessura da placa de concreto: 5 cm.
- Concreto com $f_{ck} \geq 10$ MPa.

- Distância entre a superfície superior dos dutos e placa de concreto: 15 cm.
- Faixa de advertência 5 cm acima da placa de concreto.

Para os bancos de dutos envelopados com concreto é dispensável a utilização da fita de advertência.

5.5.1.2. Distâncias mínimas

Os bancos de dutos devem ser projetados e instalados considerando:

- Distância mínima (projeção horizontal) do banco de dutos a outras redes, telefone, água, gás e outros, igual ou superior a 30 cm.
- Cruzamento com linhas de outros serviços de infraestrutura, telefone, água, gás e outros, deve considerar uma distância mínima de 30 cm.

5.5.1.3. Definição de dutos

Na definição dos diâmetros, das quantidades, dos comprimentos dos bancos de dutos devem ser levadas em consideração diversas premissas, que estão apresentadas a seguir:

- Cada circuito (primário ou secundário) deve ser instalado em um duto exclusivo.
- O condutor de proteção (neutro) do circuito primário deve ser instalado em um duto exclusivo.
- O condutor neutro de circuitos secundários deve ser instalado nos mesmos dutos onde as fases deste são instaladas.

Os diâmetros nominais dos dutos definidos em função dos cabos estão apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 - Diâmetros nominais dos dutos

Tensão(kv)	Circuito/ramal	Seção (mm ²)	Duto (1)
0,6/1,0	Entrada consumidor	16 – 35	DN63 (49)
	Secundário	70 – 95 – 120 – 185 – 240(2)	DN125 (103)
8,7/15,0	Primário	35 – 70 – 95	DN125 (103)
		240	DN160 (135)
		400	DN190 (150)
15,0/25,0	Primário	50	DN125 (103)
		95	DN160 (135)
		240 – 400	DN190 (150)
(1) DNXX(YY) – XX : diâmetro externo nominal, em mm; YY : diâmetro interno médio mínimo, em mm. (2) Seção 240 mm ² : utilização em saídas de transformadores.			

Na definição do número de dutos de cada trecho de canalização, conforme as configurações estabelecidas, devem ser consideradas as premissas estabelecidas a seguir:

- Número de dutos dos bancos em circuitos primários:
 - ✓ Número de dutos vagos: 50% dos dutos ocupados sendo no mínimo igual a 2.
 - ✓ Número mínimo de dutos: 6.
- Número de dutos dos bancos em circuitos secundários:
 - ✓ Número de dutos vagos deve ser igual ao número de dutos ocupados, sendo no mínimo igual a 2.
 - ✓ Número mínimo de dutos, ocupados mais vagos: 4.
 - ✓ Bancos com 4 ou mais circuitos secundários podem considerar somente 3 dutos vagos.
- Número de dutos em ramais de entrada primários e secundários: devem atender às diretrizes dos padrões de atendimento da concessionária.

O comprimento máximo de trechos de banco de dutos, entre 2 estruturas, caixas e bases, deve ser:

- Ramais de entrada derivados de barramentos múltiplos isolados: 30 metros.
- Circuitos secundários: 80 metros.
- Circuitos primários:
 - ✓ Seções dos cabos $\leq 120 \text{ mm}^2$ – 150 metros.
 - ✓ Seções dos cabos $> 120 \text{ mm}^2$ – 100 metros.

5.5.1.4. Considerações complementares

Em novos empreendimentos, deverão ser previstos dutos para os ramais de entrada com extremidades bloqueadas, com tampões, no terreno dos consumidores, a cerca de 50 cm da divisa da propriedade com a calçada.

Nas conversões de redes a instalação de dutos de ramais de entrada secundária deve-se considerar:

- Ramal de ligação existente aéreo: devem ser instalados dutos até a divisa da propriedade, na projeção do ponto de entrega atual, no solo, com as extremidades bloqueadas.
- Ramal de entrada existente subterrâneo: os dutos a ser instalados devem ser conectados nas extremidades dos dutos de entrada do consumidor.

As extremidades dos dutos, após a retirada dos tampões para instalação de cabos, devem ter acabamentos adequados para evitar danos dos cabos.

5.5.2. Caixas de inspeção

As caixas de inspeção, utilizadas em canalizações de circuitos primários subterrâneos, devem ser construídas:

- Nas extremidades de cada trecho de canalização de circuito primário.
- Em todos os pontos onde serão instalados acessórios ou equipamentos.
- Para dividir a tubulação em trechos com os comprimentos dentro dos limites estabelecidos anteriormente.
- Em locais onde há mudança de direção do banco de dutos.

- Em fins de linhas de dutos.
- Em locais onde há previsão para instalações de futuras derivações de circuitos primários.

As caixas de inspeção devem ter altura suficiente para que uma pessoa execute serviços internamente (instalação de acessórios, inspeções etc.).

Caixas de inspeção de circuitos primários podem ser instaladas em vias públicas de circulação de veículos com largura igual ou superior a 4 metros, que possibilitem a passagem e a manobra de veículos. Quando há espaços suficientes, as caixas de inspeção podem ser instaladas em calçadas ou praças, desde que a distância delas e as vias de circulação de veículos não sejam superiores a 5 metros.

Deve ser evitada a instalação de caixa de inspeção ou caixa primária (CP-1) ou caixa de passagem secundária na frente de garagens ou locais onde a interdição de passagem implique transtornos.

As caixas de inspeção normalmente são construídas com um “gargalo” (tubo cilíndrico circular) centralizado em seu teto. Na extremidade superior do “gargalo” instala-se o tampão de ferro redondo articulado para possibilitar entradas/saídas de operacionais, assim como introduções/retiradas de materiais e/ou equipamentos.

Devem possuir escadas para entrada de pessoal que devem ser fixadas na parte superior do gargalo, de modo que o espaçamento entre a face inferior da sobretampa do tampão redondo e a face superior da escada seja de 2 a 5 cm.

A altura do “gargalo” deverá ser estabelecida tendo em vista que a face superior do tampão redondo no teto da caixa de inspeção deve ser mantida no nível do piso adjacente. Essa altura pode acomodar eventuais interferências existentes no local.

5.5.2.1. Tipos de caixas de inspeção

Caixas de inspeção padronizadas estão apresentados na Figura 37 e na Figura 38, que consideram dimensões de 2 m x 2 m x 2 m (CI-1) e 4 m x 2 m x 2 m (CI-2), respectivamente.

Caixas de inspeções do tipo CI-2 podem ser projetadas para utilização em canalizações existentes, tendo em vista o seccionamento do circuito. Para tanto, devem ser construídas com paredes menores, seccionadas, para possibilitar o “envolvimento” do banco de dutos. As áreas de seccionamento das CI-2 nas paredes

menores consideram altura de 170 cm e largura de 100 cm, com a localização definida em projeto.

A definição da caixa de inspeção (CI-1 ou CI-2) é função dos acessórios previstos para sua instalação, devendo-se considerar:

- Caixa de inspeção tipo 1 (CI-1), com dimensões de 2 m x 2 m x 2 m, em locais onde há previsão para instalação de até 2 ramais primários, de seções máximas de 95 mm², e de no máximo 6 emendas, 2 conjuntos de 3 emendas monofásicas, fixas ou desconectáveis/200 A.
- Caixa de inspeção tipo 2 (CI-2), com dimensões de 4 m x 2 m x 2 m, em locais onde há previsão para instalação de alimentadores primários, cabos de seções superiores a 95 mm², e/ou de 9 a 12 emendas primárias, 3 a 4 conjuntos de 3 emendas monofásicas, correspondente a 3 ou 4 cabos triplexados.

Em situações atípicas, mais de 2 alimentadores, o projeto pode prever uma caixa de inspeção construída com uma ou mais gavetas.

Anteriormente à execução do piso, devem ser implantadas 2 hastes de aterramento em CI-1 e 4 em CI-2.

No piso de caixa de inspeção deve ser considerada uma caixa de 40 cm x 40 cm x 30 cm, que poderá ser utilizada para drenagem da água. Se o nível superior do lençol freático estiver abaixo da cota de apoio da base, pode ser considerada, em substituição à caixa de drenagem, uma abertura circular no piso de 30 cm de diâmetro, na qual deve ser feita uma escavação, de cerca de 50 cm, que deve preenchida com brita nº 2.

A caixa de drenagem deve ser posicionada atrás da escada.

Deve ser considerada uma declividade de 0,5% no piso da caixa de inspeção, de modo que a água que penetrar nela seja dirigida para a caixa de drenagem.

Nas faces opostas às entradas e saídas de cabos devem ser utilizadas argolas fixadas nas estruturas das caixas de inspeção.

As caixas de inspeção devem ser fornecidas com 4 prisioneiros centralizados nas paredes, interligados com a armadura e situados a cerca de 35 cm do solo.

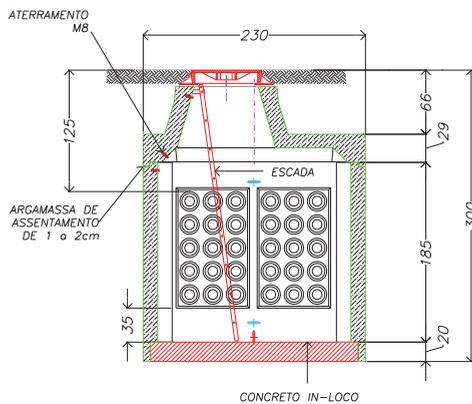
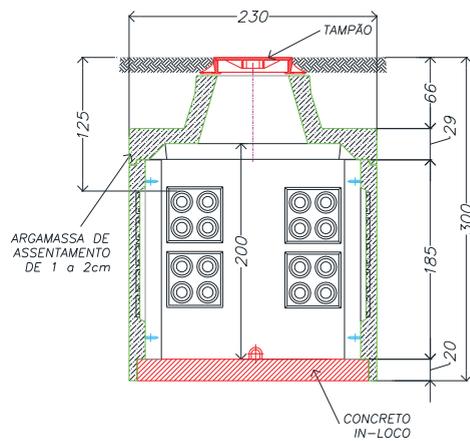
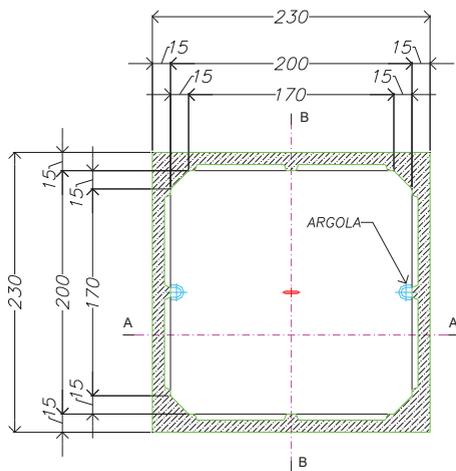


Figura 37 – Caixa de Inspeção 2 m x 2 m x 2 m (CI-1).

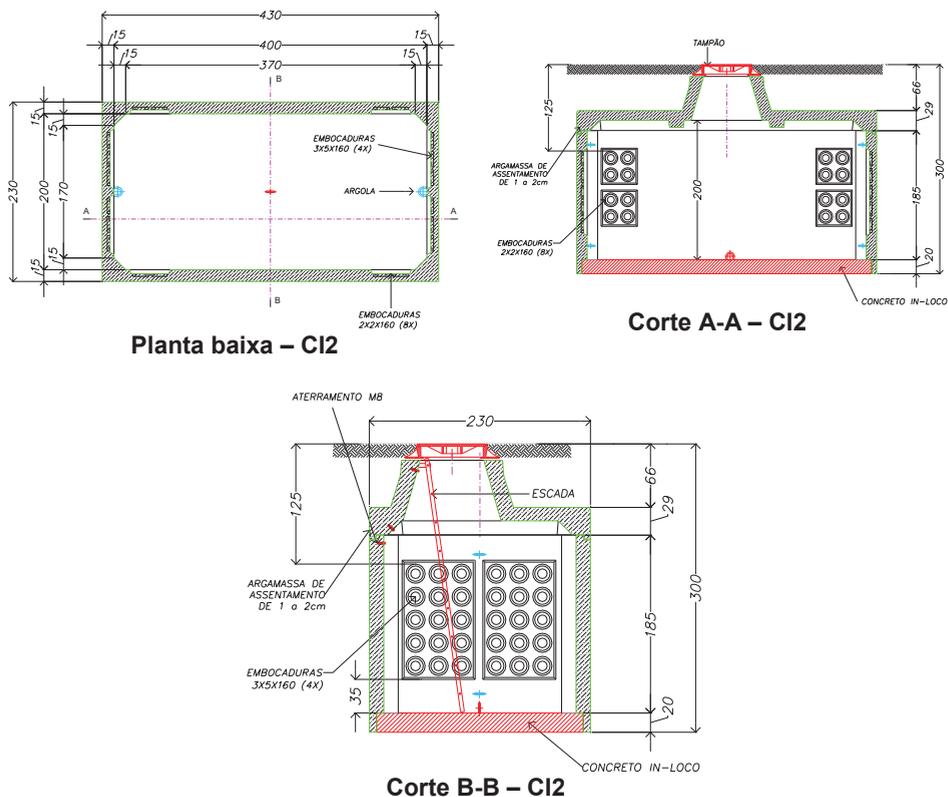


Figura 38 – Caixa de Inspeção 4 m x 2 m x 2m (CI-2).

5.5.3. Caixas primárias (CP-1)

As caixas primárias foram desenvolvidas considerando que todos os serviços de operação e manobra são realizados externamente por um electricista ao nível do solo.

As caixas primárias são previstas para utilização em trechos com até 2 circuitos primários, com cabos de seções de até 95 mm², ramal primário, em locais correspondentes a:

- Extremidades de cada trecho de canalização ramal primário.

- Em todos os pontos onde serão instalados acessórios ou equipamentos.
- Para dividir a tubulação em trechos com os comprimentos dentro dos limites estabelecidos anteriormente.
- Em locais onde há mudança de direção do banco de dutos.
- Em fins de linhas de dutos.
- Em locais onde há previsão para instalações de futuras derivações de ramais primários.

As caixas primárias, CP-1, padronizadas pela CPFL são mostradas na Figura 39 e consideram dimensões internas de 210 cm x 100 cm x 160 cm.

As caixas primárias podem ser construídas com um piso intermediário, sendo que o piso inferior ficará disponível para passagem de até 3 dutos para alimentadores primários. Nessas instalações, os dutos devem passar internamente à caixa, sem seccionamento.

As caixas primárias podem ser instaladas em locais onde não há circulação de veículos, como calçadas e praças.

Caixas primárias também podem ser utilizadas para instalação de chaves submersíveis em ramais de entradas primários, sendo que nesses casos devem ser instaladas em terrenos de consumidores, nas proximidades da divisa da propriedade com a via pública e a não mais de 5 metros da via de circulação de veículos.

As caixas primárias permitem que a execução de manobras e inspeções sejam feitas por operadores localizados acima do nível do solo, em calçadas e, para tanto, consideram tampões de ferro ou aço para suportarem carga de 125 kN (12.500 kg), de acordo com a **NBR 10.160**. O tampão de ferro ou aço deve ser articulado e pode ser seccionado em 3 partes, para facilitar sua movimentação, o que deve ser feito por no máximo 2 pessoas. Para tanto, o peso de cada seção móvel do tampão não deve ser superior a 60 kg.

Os tampões devem possuir dispositivos:

- De bloqueio na posição fechada que impeçam sua movimentação.
- De fixação na posição aberta a 110°.
- Que permitam o aterramento por meio de parafuso M6 x 1,0 x 45 mm.

Na posição vertical, os tampões poderão ser retirados da guarnição.

As fixações dos pontos de articulações das tampas, dobradiças, devem ser feitas no lado adjacente à rua.

A utilização de caixas primárias em vias de circulação de veículos deve ser evitada, pois implica utilização de tampões que suportem carga de 400 kN (40.000kg), o que resulta na necessidade de emprego de guindauto para sua retirada.

Tendo em vista que para inspeção ou manutenção haverá abertura dos tampões, as caixas primárias não devem ser localizadas na frente de garagens ou locais onde a interdição da área nas proximidades implique transtornos indesejáveis.

Em instalações onde há previsão para instalação de somente 1 ou 2 circuitos, não deverão ser projetados pisos falsos. Quando estiverem previstos mais de 2 circuitos (3 ou 4) estes devem ter fundos falsos.

A espessura da parte inferior das paredes laterais das faces maiores (até 30 cm acima do nível do piso acabado) deve ter um ressalto de 5 cm, aumentando a espessura da parede, desse ponto para baixo. Esse ressalto servirá de apoio e suporte das placas de concreto correspondentes ao piso intermediário.

O piso intermediário, quando utilizado, deve ser constituído de 4 placas de concreto removíveis, instalados e apoiados nos ressalto laterais das paredes, mantendo uma altura livre de 30 cm entre sua face inferior e a superfície do piso acabado.

Dutos acima do piso falso devem ser seccionados nas paredes das CP-1.

Em instalações onde há previsão para instalação de chave submersível, a camada de dutos, onde será instalado o circuito, deverá considerar a face inferior dos dutos a uma altura de 40 cm do piso de fixação da chave. No trecho externo à caixa, o banco de dutos deverá ser revestido de concreto e sua profundidade deve ser inferior a 80 cm.

As placas devem ter dispositivos que permitam sua instalação e seu levantamento. Devem também permitir fixações de chaves por meio de chumbadores e parafusos.

As extremidades dos cabos de aterramentos das hastes deverão ficar acima das placas de concreto.

No piso da CP-1, em cantos opostos, deverão ser instaladas 2 hastes de aterramento.

No piso da caixa primária deve ser considerada uma caixa de 40 cm x 40 cm x 30 cm, que poderá ser utilizada para drenagem da água. Se o nível superior do lençol freático estiver abaixo da cota de apoio da base, pode ser considerada, em substituição à caixa de drenagem, uma abertura circular no piso de 30 cm de diâmetro, na qual deve ser feita uma escavação de cerca de 50 cm, que deve ser preenchida com brita nº 2.

Deve ser considerada uma declividade de 0,5% no piso da caixa primária, de modo que a água que penetrar seja dirigida para a caixa de drenagem.

Nas faces opostas às entradas e saídas de cabos devem ser utilizadas argolas fixadas nas estruturas das caixas de inspeção e caixas primárias CP-1.

Deve possuir 4 prisioneiros interligados com a armação da estrutura nas paredes. Estes devem estar situados a cerca de 35 cm acima do solo ou piso intermediário.

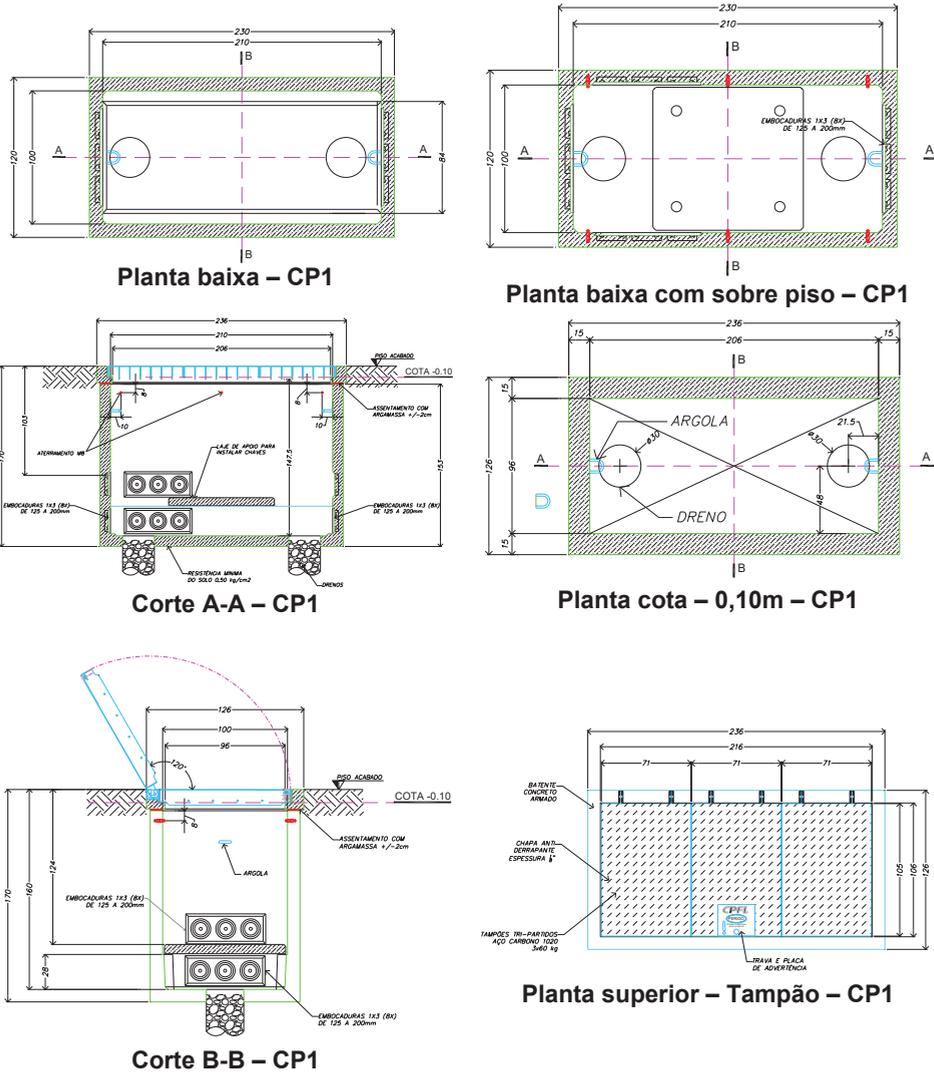


Figura 39 – Caixa primária – CP1.

5.5.4. Bases de concreto

Transformadores e quadros de distribuição e proteção devem ser instalados sobre bases de concreto, que devem ser construídas levando em consideração os requisitos apresentados a seguir.

Em base de concreto de transformador e quadro de distribuição e proteção, deve ser prevista, para drenagem de água, a utilização de tubo de PVC de diâmetro 400 mm e 250 mm, respectivamente, com altura mínima de 20 cm e preenchida com brita nº 2.

Em locais onde o nível do lençol freático é alto deve ser eliminado o tubo de drenagem. A definição de utilização ou não do tubo de drenagem, assim como o seu comprimento é responsabilidade do projetista, que deve levar em consideração as características específicas do local.

Deve ser considerada uma declividade de 0,5% no piso da base do transformador em pedestal e do quadro de distribuição e proteção, de modo que a água que penetrar seja dirigida para o orifício de drenagem.

5.5.4.1. Base de concreto para transformador em pedestal

A base de transformador em pedestal deve ter dimensões que permitam a utilização de transformadores com capacidades nominais de até 500 kVA, alimentados em 13,8 (15) kV ou 23,1 (25) kV.

As bases de transformadores em pedestal possuem caixas de passagem acopladas, conforme pode ser observado na Figura 40, que também apresenta as dimensões correspondentes.

O local a ser escolhido deve considerar que sobre as bases de concreto são fixados os transformadores em pedestal com pesos até 3.500 kg.

Nas quatro paredes da caixa inferior da base de transformador em pedestal podem ser consideradas para instalações de dutos de entrada/saída de cabos, sendo que, para tanto, podem ser consideradas até 12 entradas/saídas com dutos DN 125.

As paredes da caixa inferior da base de transformador em pedestal, correspondentes à “frente” e ao “fundo”, devem ter orifícios com diâmetros de 40 mm, para passagem dos cabos do anel terra externo.

Na parte correspondente ao acesso da caixa inferior deverá ser fixada tampa de ferro articulada de 565 mm x 1.090 mm, sem revestimento, similar à tampa da caixa de passagem secundária CS-2.

A fixação do ponto de articulação da tampa – dobradiças – deve ser feita no lado oposto ao de instalação do transformador em pedestal.

Nas paredes laterais da caixa inferior da base do transformador devem ser instalados 4 prisioneiros interligados com a armação da estrutura para o aterramento.

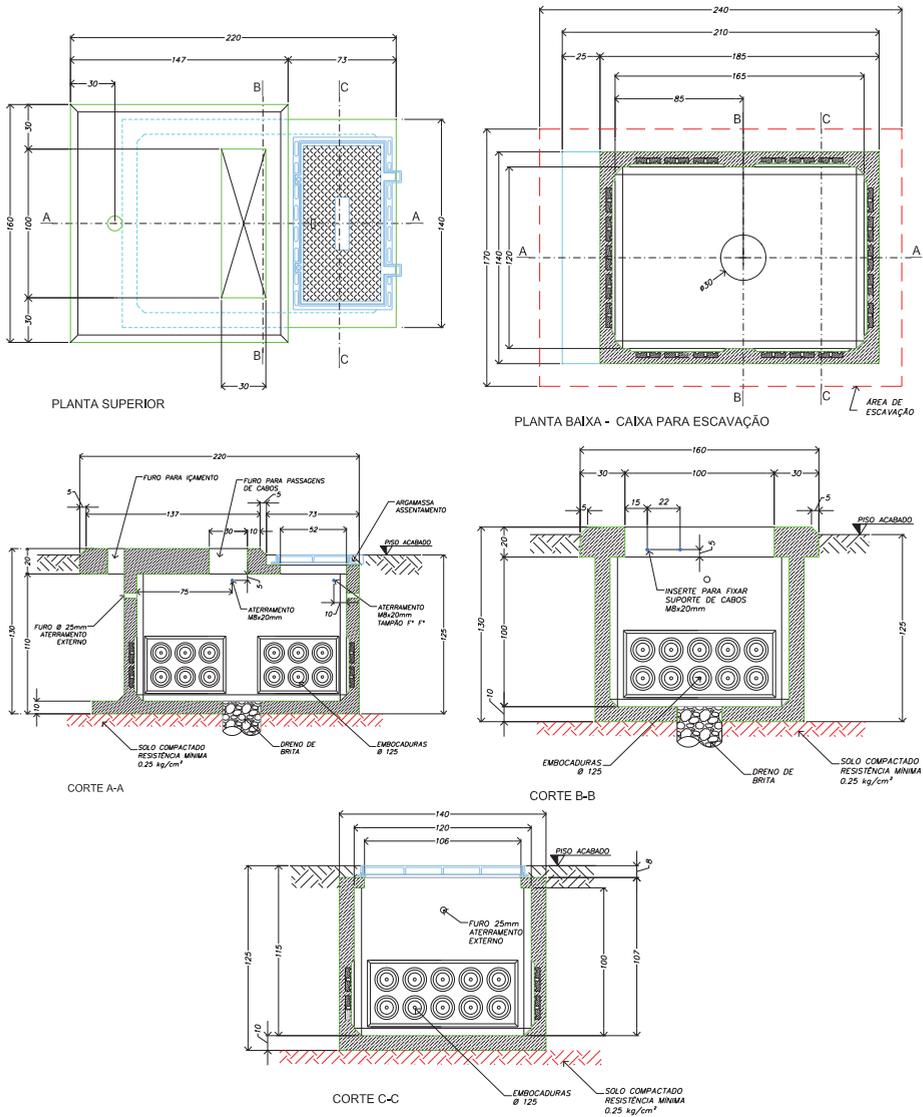


Figura 40 – Base de transformador em pedestal com caixa acoplada.

5.5.4.2. Bases de concreto para chaves primárias

As bases de concreto para as chaves primárias devem ser definidas em função das suas características dimensionais, que variam com o número de vias, definido no projeto elétrico primário e do desenho de fixação definido pelo fabricante.

Dessa forma, o projetista deve considerar no projeto civil um desenho da base específico para a chave escolhida, com altura mínima de 10 cm acima do solo.

5.5.4.3. Bases de concreto para quadro de distribuição e proteção – QDP.

Bases de concreto devem ser projetadas para instalações de quadros de distribuição e proteção em função dos tipos e dimensões, sendo que a padronização da CPFL considera os tipos: DIN-00, DIN-0, DIN-1 e DIN-2.

Face às dimensões diferentes dos QDP's, foram padronizadas 4 bases, correspondentes aos tipos DIN-00, DIN-0, DIN-1 e DIN-2, que estão apresentadas na Figura 41 e Figura 42.

As bases de quadros de distribuição em pedestal são instaladas em praças, calçadas e recuos de edifícios.

A laje superior da base deve suportar quadros de distribuição em pedestal, com pesos de até 180 kg, e permitir os esforços de operação das chaves com segurança.

Na parte correspondente ao acesso da caixa inferior deverá ser fixada uma tampa de ferro articulada, de:

- 600 mm x 600 mm, nas bases de quadro de distribuição tipo 00, 0 e 1.
- 565 mm x 1.090 mm, nas bases de quadros de distribuição tipo 2.

A fixação do ponto de articulação da tampa, dobradiças, deve ser feita no lado oposto ao de instalação do quadro de distribuição em pedestal.

Em faces laterais da caixa inferior, na base do quadro de distribuição em pedestal, devem ser instalados 4 prisioneiros, interligados com a armação da estrutura, que poderão ser utilizados para aterramento.

Entradas e saídas de cabos são feitas por meio de dutos pelas paredes laterais das bases dos QDP's, sendo que, para tanto, podem ser consideradas até 12 entradas/saídas com dutos DN 125 (diâmetro interno: 100 mm).

Na parede frontal ou do fundo do QDP também podem ser utilizadas para entradas/saídas de cabos, podendo ser considerados até 6 dutos DN125 para QDP's tipo 00, 0 e 1 e 12 dutos para QDP's tipo 2.

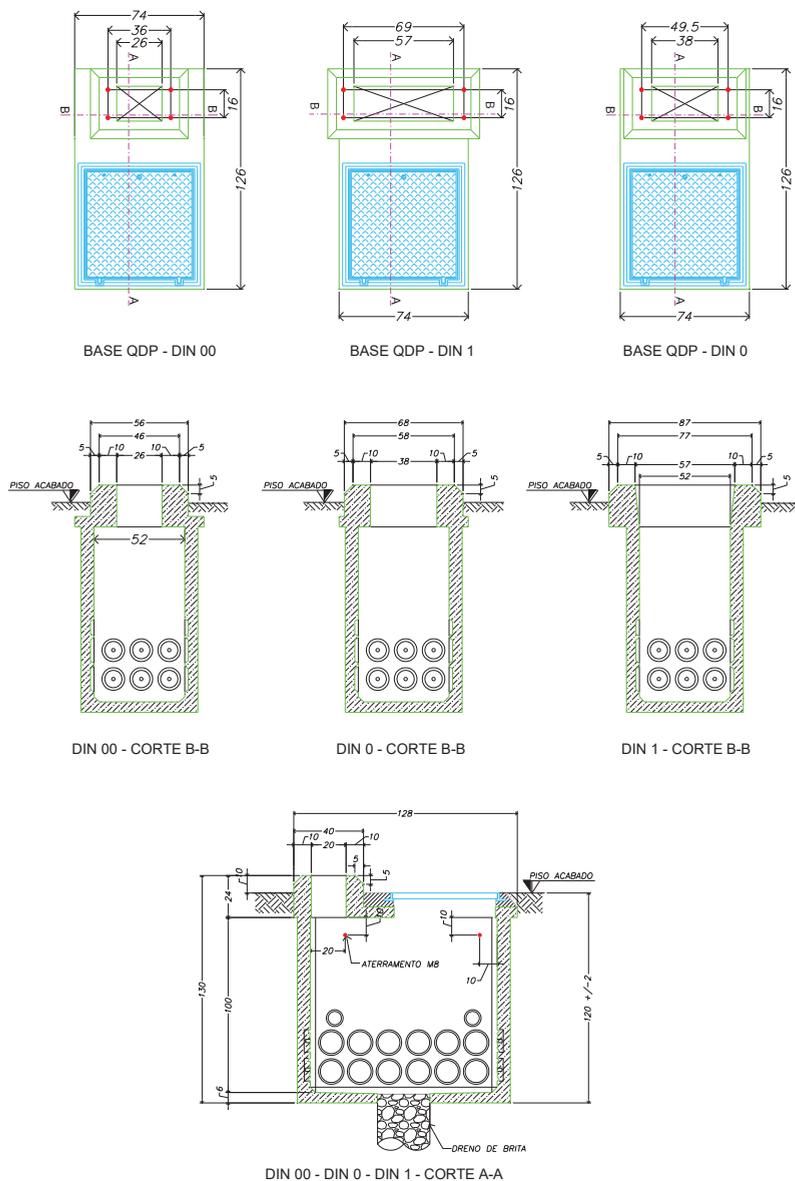


Figura 41 – Base de quadro de distribuição em pedestal tipo DIN 00, 0 e 1.

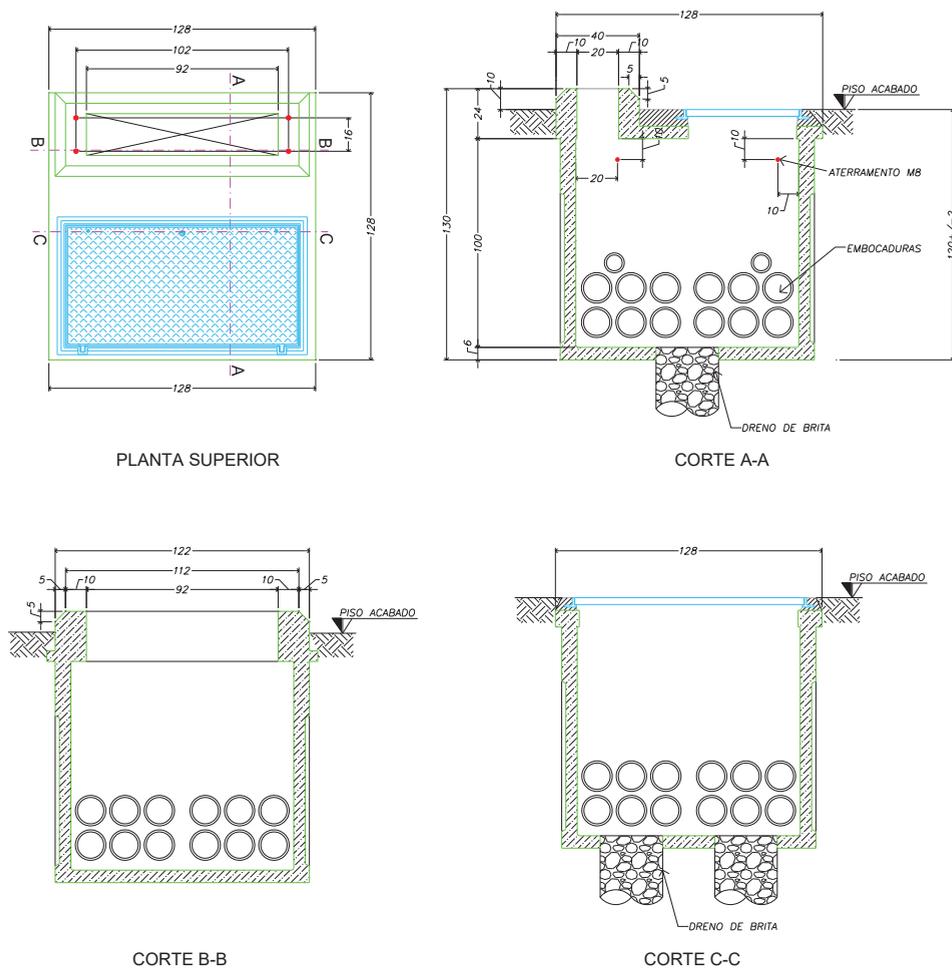


Figura 42 – Base de quadro de distribuição em pedestal tipo DIN-2.

5.5.5. Caixas de Passagem de Circuitos Secundários

Caixas de passagem de redes secundárias devem ser instaladas obrigatoriamente em calçadas e podem ser de dimensões internas 62 cm x 62 cm x 100 cm (-CS-1) ou de 107 cm x 52 cm x 100 cm (CS-2), construídas com piso e paredes de concreto e tampas de ferro, articuladas, de acordo com a Figura 43 e Figura 44, respectivamente.

A profundidade apresentada neste item se refere à mínima aceitável. Em casos específicos podem ser necessários pequenos acréscimos na profundidade visando adequação a profundidade da linha de dutos, não ultrapassando 130 cm. A utilização de profundidades superiores deverá ser previamente autorizada pela CPFL.

As caixas de passagem de circuitos secundários tipo CS-2 devem ser construídas em todos os locais onde serão instalados ou há previsão para instalações de barramentos múltiplos isolados.

As caixas de passagem de circuitos secundários tipo CS-1 podem ser utilizadas:

- Em extremidades de dutos de circuitos secundários, como travessias.
- Para dividir a tubulação ou banco de dutos em trechos.
- Em locais onde há mudança de direção do banco de dutos.

Nas caixas de passagem tipo CS-1 não devem ser instalados barramentos múltiplos isolados.

As caixas de passagem de circuitos secundários devem ser instaladas em calçadas ou praças, onde não há circulação de veículos, sendo, para tanto, utilizadas tampas de ferro que suportam cargas de 12.500 kg, classe B125 da **NBR 10.160**. A utilização de caixas de passagem em calçadas deve ser evitada, mas quando necessária, deve considerar tampões que suportem cargas de 20.000 kg.

As caixas de passagem de secundários devem ser instaladas preferencialmente nas proximidades das divisas de propriedades. Deve ser evitada a instalação de caixas secundárias de passagem em locais de entrada e saída de pessoal ou veículos.

As dobradiças das tampas de ferro articuladas devem estar em face adjacente à rua.

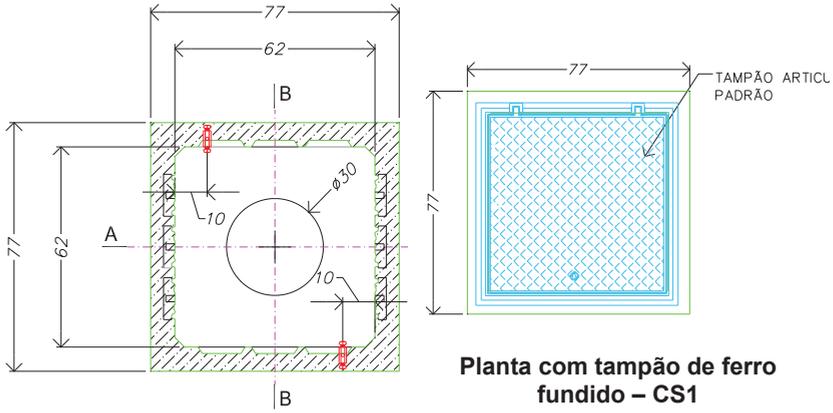
Visando possibilitar o aterramento dos barramentos múltiplos isolados do neutro e as tampas de ferro, todas as caixas de passagem (CS-2) devem ter uma haste de aterramento instalada.

Todas as tampas de ferro devem ter dispositivos que permitam aterramentos, podendo, para tanto, ser considerados orifícios que permitam introduções e fixações de parafuso M6 x 1,0 x 45 mm (parafuso + arruela + porca).

Nas duas faces maiores, laterais e opostas de caixa CS-1 e de caixa CS-2 devem ser instalados prisioneiros interligados com a armação da estrutura para aterramento.

Nas paredes laterais das caixas de passagem secundárias devem ser instaladas entradas/saídas de cabos de circuitos e ramais de entradas secundários. Normalmente, são consideradas até:

- 6 entradas/saídas com dutos DN125 (2 camadas com 3 dutos) nas paredes das caixas CS-1 e nas paredes menores das caixas CS-2.
- 12 entradas e saídas com dutos DN125, 2 camadas com 6 dutos, nas paredes maiores das caixas CS-2.



Planta baixa – CS1

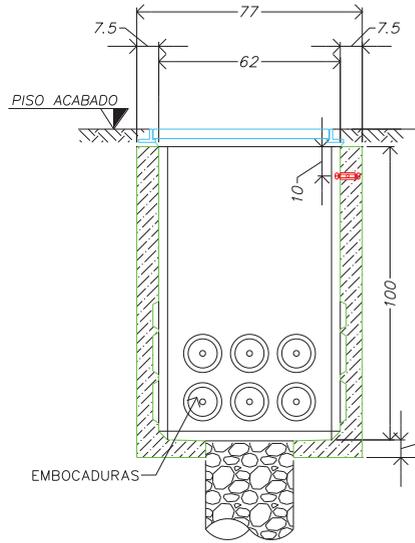
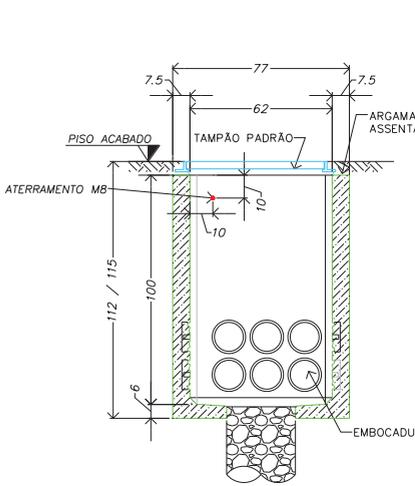
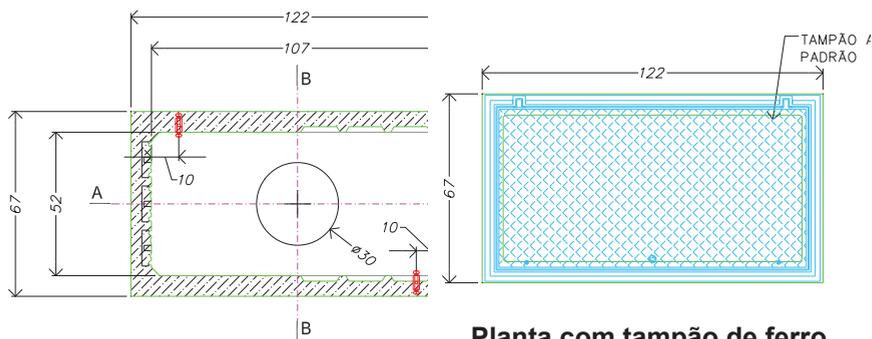
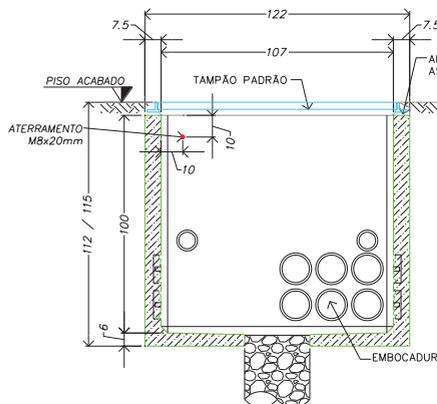


Figura 43 – Caixa de passagem de circuitos secundários – CS-1 – 62 cm x 62 cm x 100 cm.

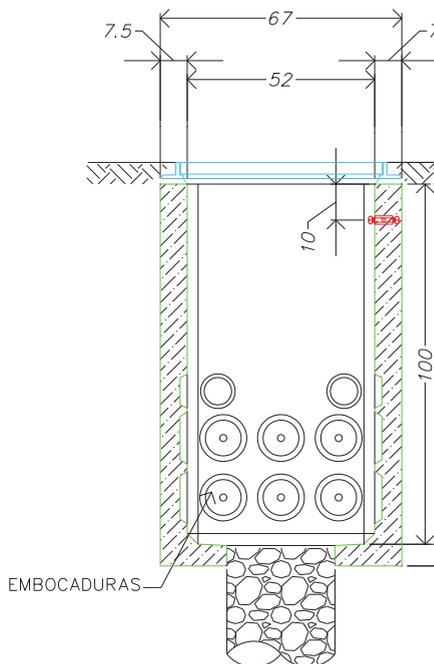


Planta baixa – CS2

Planta com tampão de ferro fundido – CS2



Corte A-A – CS2



Corte B-B – CS2

Figura 44 – Caixa de passagem de circuitos secundários – CS-2 – 107 cm x 52 cm x 100 cm.

5.5.6. Materiais e detalhes construtivos adicionais

Informações adicionais, referentes a materiais e detalhes construtivos, que podem fornecer subsídios aos projetistas de redes de distribuição subterrânea em novos empreendimentos, estão apresentadas a seguir.

5.5.6.1. Tampa de ferro redonda articulada

A tampa de ferro redonda articulada será instalada em caixa de inspeção ou câmara transformadora.

Equipamentos e cabos não devem ser instalados sob as tampas de ferro redondas articuladas, garantindo que o acesso às estruturas esteja desobstruído.

A tampa de ferro redonda articulada fechada (“encaixado na base”) não deve possibilitar movimentos durante a passagem de veículos, que impliquem ruídos indesejáveis aos moradores das residências próximas.

É recomendável para tampa de ferro redonda que a sua base e a tampa interna sejam adquiridas em conjunto, de um mesmo fabricante, para evitar ocorrências dos problemas mencionados no item anterior.

5.5.6.2. Argolas

As argolas permitem um ponto de apoio para moitões, roldanas e talhas portáteis, que são utilizados no puxamento de cabos e devem ser instaladas em locais que permitam a execução da tarefa por pessoas ou equipamentos (guinchos) localizados acima do solo. Para tanto, as argolas podem ser previstas:

- Nas paredes opostas às dos bancos de dutos de entrada/saída. Nota: Devem ser localizadas nas proximidades das direções dos bancos de dutos desde que não haja obstáculos para instalação das mesmas.
- No piso (uma) nas proximidades da projeção dos tampões de entrada de pessoal (possibilitar que o puxamento dos cabos seja feito externamente).

5.5.6.3. Embocaduras e gavetas

Nas entradas e saídas de linha de dutos em caixas de inspeção, podem ser utilizadas embocaduras para facilitar a instalação de cabos, atendendo aos raios de curvaturas estabelecidos em normas.

As embocaduras consistem de um pequeno chanfro na parede, na perpendicular ou inclinada, que facilitam o encaminhamento dos cabos, conforme mostrado na Figura 45.

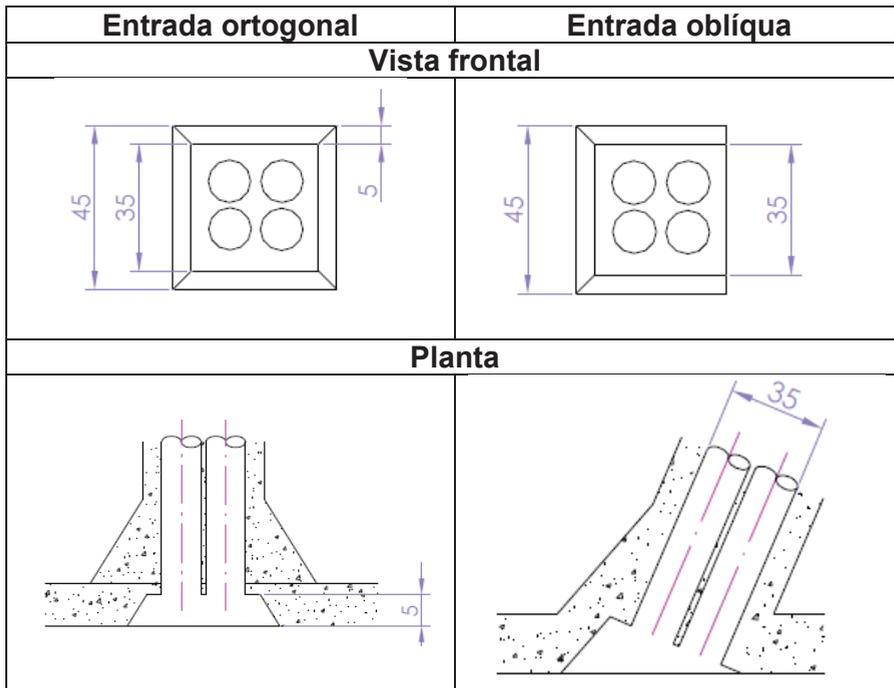


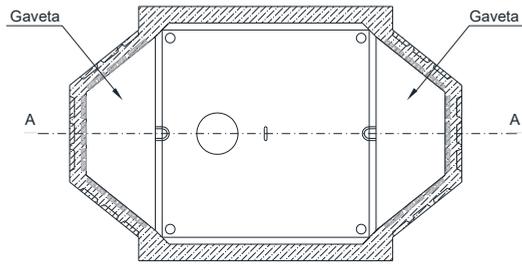
Figura 45 – Embocaduras e gavetas.

Gavetas constituem uma estrutura adicional “acoplada” nas caixas, que fornece um espaço adicional para instalação dos cabos, conseqüentemente possibilitando o atendimento dos requisitos para sua instalação, sem aumento das dimensões das caixas de inspeção.

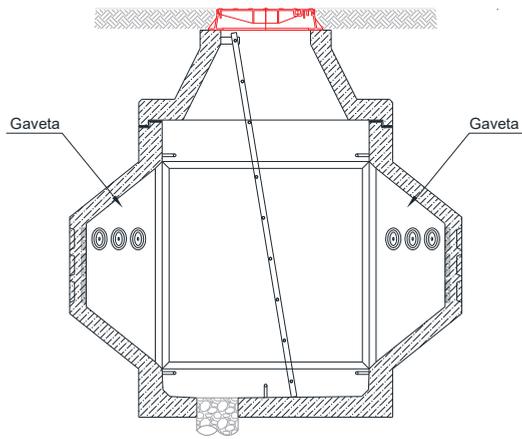
Ilustração mostrando gavetas pode ser observada na Figura 46.

Gavetas, quando necessárias, devem ser indicadas no projeto básico civil e consideradas no projeto estrutural.

Variações nas dimensões das gavetas podem ser consideradas para atender às características específicas de uma determinada caixa de inspeção.



PLANTA



CORTE A-A

Figura 46 – Gavetas.

5.5.6.4. Identificação de caixas de inspeção e de passagem

Todas as caixas de inspeção e de passagem devem ser identificadas por meio de um código com o tipo e o número correspondente.

5.6. Referências

- [1] MORENO H. *Dimensionamento econômico e ambiental de condutores elétricos*. Procobre, 2010. Disponível em: <<http://procobre.org/pt/?ddownload=5551>>. Acesso em: jul. 2016.
- [2] *Second edition handbook of PE PIPE*. Published by the Plastics Pipe Institute (PPI). Disponível em: <<http://plasticpipe.org/publications/pe-handbook.html>>. Acesso em: jul. 2016.
- [3] *Power cable installation guide*. Southwire Company. Electrical Division, 2005.
- [4] *Guia técnico de cabos. Solidal Condutores Electricos*. 10 edição. Portugal: Solidal Condutores Electricos SA, 2007. Disponível em: <<http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf>>. Acesso em: jul. 2016.
- [5] *Surge protection alternatives for underground systems (COOPER)*, Pennsylvania Electric Association. System Planning Committee, 1993. Disponível em: <http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/235_SurgeArresters/93011.pdf>. Acesso em: jul. 2016.
- [6] Thomas; JOHN B.G. Leach. *Distribution Transformer Protection: Fuse Coordination and Application*, Dan Gardner, P.E. R&D Manager, Hi-Tech Fuses. Consultant, Hi-Tech Fuses, 2012, Disponível em: <http://tnblnx3.tnb.com/em-Album/albums/us_resource/RS_Dist_fuse.pdf>. Acesso em: jul. 2016.
- [7] ZAMORA I.; BUIGUES G., MAZÓN A.J., EGUÍA P. *Coordination and selection of expulsion and current-limiting fuses in pad mounted transformer primary protection*. Electrical Engineering Department. University of Basque Country, 2003. Disponível em: <<http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/217-ZAMORA.pdf>>. Acesso em: jul. 2016.
- [8] NEC. *National Electrical Code*. USA.
- [9] NESC. *National Electrical Safety Code*. USA.
- [10] NT 2.018. *Cálculo de demanda rede para acréscimo de novas cargas na rede de distribuição de baixa tensão*. Eletropaulo.
- [11] CPFL Energia. *Estabelecimento das Curvas de Carga Típica Padrão Diária dos Consumidores de Média Tensão para Sistema GISD*. Estudo Técnico 2004.
- [12] Light. *CTP 004/2008. Normas de Projeto para Redes Subterrâneas de Distribuição até 13,8 kV*.

- [13]BOONE W.; SONDEREN C. *Copper in comparison with aluminium as common material in conductors of LV and MV cables*. CIRED, 2015.
- [14]KNABE E.; VILLOT A.M.V.; VASSILIOU N. *Three phase magnex: an alternative to conventional distribution transformer protection*. C I R E D, 2003.
- [15]Faulted Circuit Indicator Application Guide. *Cooper Power Systems (320-050)*.
- [16]*Guide for the installation of an oil filled pad mount transformer near a building doorway and/or windowed wall*. Consolidated Edson Co. New York (EO-6242).
- [17]*Requirements for the installation of single and three-phase pad mounted transformer*. Consolidated Edson Co. New York (EO-6229).
- [18]*Trenching requirements for installing URD cables in conduit or direct buries and joint trenching*. Consolidated Edson Co. New York (EO-6224).
- [19]*Location, clearances and mechanical protection details for pad-mounted and subsurface equipment*. PG&E (051122).
- [20]*Concrete pad for three-phase, loop-style, pad-mounted transformer*. PG&E (045292).
- [21]*Location, clearances, and mechanical protection details for pad-mounted and subsurface equipment*. PG&E (051122).
- [22]*Pad mounted equipment locations & clearances*. NV Energy (PE0010U).
- [23]*Retaining wall detail and slope modifications for pad mounted equipments & vaults*. NV Energy (TE0040U).
- [24]*Pad mount equipment location/clearances*. NV Energy (C3802).
- [25]*Aboveground Equipment*. Aesthetics Improvement Manual. Edison International, 2011. Disponível em: <<https://www.sce.com/wps/wcm/connect/0518d-88c-947d-4b6a-aafe-72922347d6bc/aim.pdf?MOD=AJPERES>>. Acesso em: jul. 2016.
- [26]Outdoor pad mounted or vault enclosed three phase transformer – National Grid (754/759);
- [27]*Customer requirement pad mounted equipment guard posts installation*. Tacoma Power (C-UG-1400).
- [28]*Construction of underground facilities*. Hawaiian electric (CS 7001-17).
- [29]*Underground distribution system design guide*. NRECA.

- [30] *Underground Requirements*. Section 6. Portland General Electric.
- [31] *Precast concrete boxes, handholes, manholes and vaults*. Western Underground Committee Guide 3.3.
- [32] *Non concrete enclosures*. Western Underground Committee Guide 3.3.
- [33] *Application Guide for fault indicators*. Western Underground Committee Guide 2.11.
- [34] *Precast concrete utility vault manufacturing*. National Precast Concrete Association.
- [35] NBR 5.356. *Transformadores de potência*.
- [36] NBR 5.410. *Instalações elétricas de baixa tensão*.
- [37] NBR 5437. *Bucha para transformadores sem conservador de óleo*. Tensão nominal 1,3 kV.
- [38] NBR 6.118. *Projeto e estruturas de concreto*. Procedimento.
- [39] NBR 6.251. *Cabos de potência com isolamento extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV*. Requisitos construtivos.
- [40] NBR 7.282. *Dispositivos fusíveis de alta tensão*. Dispositivos tipo expulsão. Requisitos e métodos de ensaio.
- [41] NBR 7285. *Cabos de potência com isolamento extrudada de polietileno termofixo (XLPE) para tensão de 0,6/1 kV*. Sem cobertura. Especificação.
- [42] NBR 7286. *Cabos de potência com isolamento extrudada de borracha etilenopropileno (EPR) para tensões de 1 kV a 35 kV*. Requisitos de desempenho.
- [43] NBR 7287. *Cabos de potência com isolamento sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de isolamento de 1 kV a 35 kV*. Requisitos de desempenho.
- [44] NBR-9314. *Emendas e Terminais para Cabos de Potência com Isolamento para Tensões de 1 kV a 35 kV*.
- [45] NBR 9369. *Transformadores subterrâneos*. Características elétricas e mecânicas.
- [46] NBR-9513. *Emendas para Cabos e Potência Isolados para Tensões até 750 V*.
- [47] NBR 9.511. *Cabos elétricos*. Raios mínimos de curvatura para instalação e diâmetros mínimos de núcleos de carretéis para acondicionamento.
- [48] NBR 10.160. *Tampões e grelhas de ferro fundido dúctil*. Requisitos e métodos de ensaios.

- [49]NBR 11.301/1990. *Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%)*.
- [50]NBR 14039. *Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*.
- [51]NBR 15.715. *Sistema de dutos corrugados de polietileno (PE) para infraestrutura de cabos e telecomunicações*. Requisitos.
- [52]NBR 15920. *Cabos elétricos – Cálculo da corrente nominal – Condições de operação – Otimização econômica das seções dos cabos de potência*.
- [53]NBR 16.085. *Poços de visita e poços de inspeção para sistemas enterrados*. Requisitos e métodos de ensaios.
- [54]NBR NM 247-3. *Cabos isolados com policloreto de vinila (PVC) para tensões nominais até 450/750 V, inclusive*. Parte 3: Condutores isolados (sem cobertura) para instalações fixas (IEC 60227-3, MOD).
- [55]ABNT NBR-9513. *Emendas para Cabos e Potência Isolados para Tensões até 750 V*.
- [56]ANSI/IEEE C37.71-1984. *IEEE Standard for Three-phase Manually Operated Subsurface Load Interrupting Switches for Alternating Current Systems*.
- [57]ANSI/IEEE 386. *IEEE Standard for separable insulated connector systems for power*.
- [58]IEC 60.287/2006. *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – General*.
- [59]IEC 60.853-1. *Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables*. Part 1: Cyclic rating factor for cables up to and including 18/30 (36) kV.
- [60]IEC 60.269-2-1 IEC 60269-2. *Low-voltage fuses*. Part 2: Supplementary requirements for fuses for use by authorized persons (fuses mainly for industrial application). Examples of standardized systems of fuses A to I.
- [61]IEC 60.439-1. *Conjuntos de manobra e controle de baixa tensão*. Parte 1: Conjuntos com ensaio de tipo totalmente testados (TTA) e conjuntos com ensaio de tipo parcialmente testados (PTTA).
- [62]ASTM C857-12. *Minimum structural design loading for underground precast concrete utility structures*.
- [63]ASTM 858-10. *Underground precast concrete utility structures*.
- [64]ASTM C891-11. *Installation of underground precast concrete utility structures*.
- [65]SCTE 77. *Society of cable telecommunications Engineers: Specification for underground enclosure integrity*.

- [66]AS 3996–2006. *Standard Australia access covers and grates.*
- [67]EN 124. *Gully tops and manholes tops for vehicular and pedestrian areas, design requirements, type, testing, marking, quality control.*
- [68]NTR-PC1-01. *Avaliações dos Cabos em Condições de Defeito na Rede.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [69]NTR-PC1-02. *Determinação das Curvas de Carga para Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente dos Cabos Subterrâneos.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [70]NTR-PC1-03. *Capacidade e Parâmetros de Cabos Isolados da Rede Subterrânea da CPFL.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [71]NTR-PC1-04. *Proteção de Transformadores para Rede de Distribuição Subterrânea da CPFL.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [72]NTR-PC1-05. *Etapa 3: Critérios de projeto e operação.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [73]NTR-PC1-06. *Caixas Primárias Pré-fabricadas.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [74]NTR-PC1-07. *Centros pré-fabricados de Transformação – CPT.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.
- [75]NTR-PC1-08. *Estimativas de custos de implantação de RDS.* Projeto CPFL P&D DE-3006. Disponível no acervo técnico CPFL.

CAPÍTULO 6– OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Este capítulo apresenta recomendações para a operação e manutenção da rede de distribuição subterrânea.

Independentemente do conteúdo deste capítulo, os procedimentos adotados devem ser revisados periodicamente com base na experiência real da distribuidora, com os tipos de ativos envolvidos e as características dos locais de sua instalação.

Além disso, quaisquer ações que contribuam para a obtenção de medições remotas de grandezas diretamente utilizadas para a manutenção dos equipamentos podem ser adotadas para melhorar as condições de operação e manutenção.

6.1. Considerações preliminares

A NR 33 define o espaço confinado como

qualquer área ou ambiente não projetado para ocupação humana contínua, que possua meios limitados de entrada e saída, cuja ventilação existente é insuficiente para remover contaminantes ou onde possa existir a deficiência ou enriquecimento de oxigênio.

A proteção dos eletricitistas deve ser realizada por uma série de procedimentos e equipamentos que possam garantir suas atividades seguras.

Dessa forma, torna-se vantajosa a realização de atividades de operação acima do solo e fora do espaço confinado, por meio do emprego de equipamentos de redes de distribuição subterrânea instalados acima do solo ou semienterrados, como transformadores, chaves e outros componentes de conexão.

Além disso, as atividades realizadas fora de espaços confinados podem garantir maior segurança ao operador, com tempo menor de realização e menor número de ferramentas, como emprego de tripé de salvamento e instrumentos sensores das condições do ar no interior do espaço confinado.

No entanto, o emprego de medidores e sensores de estado com comunicações para a operação e manutenção permitem a supervisão contínua de ativos-chave da rede, incluindo a geração automática de alarmes, obtenção de informações que embasem substituições precoces ou a tomada de ações em condições de emergência e, dependendo dos tipos de equipamentos, até mesmo a operação remota, como será apresentado adiante.

6.2. Operação

6.2.1. Planejamento da operação

A área responsável pela operação de redes subterrâneas deve possuir todos os diagramas unifilares e cadastro georreferenciado das redes de distribuição subterrâneas, com indicação dos principais componentes, como:

- a) Cabos com seções, tipo de isolamento, classe de tensão;
- b) Pontos de emendas e derivações, indicando a existência de acessórios desconectáveis ou não;
- c) Indicadores de defeitos, incluindo a existência de comunicações ou não;
- d) Diversos equipamentos de transformação, seccionamento e proteção.

Para cada rede ou sistema, deve ser preparado previamente um conjunto de procedimentos específicos de manobras, em função das possibilidades de ocorrência, definindo carregamentos ou situações que necessitam controle das cargas durante as manobras.

Como normalmente em redes de distribuição subterrâneas os locais de atendimento têm clientes prioritários, todos os diagramas unifilares devem estar associados a uma relação dos principais clientes, com indicação de suas cargas.

O objetivo dessa relação é identificar o tempo máximo de desligamento a que esses clientes podem ser submetidos e que podem ser eleitos para instalação de geradores móveis em situações de emergência.

Além do gerador móvel devem estar disponíveis cabos “jumper” para o atendimento de redes subterrâneas secundárias e primárias, com possibilidade de serem lançados em ambientes públicos com segurança.

Além dos itens citados, a área de operação também deve possuir as características dos equipamentos de proteção, com a parametrização de ajuste ou de atuação. Esse procedimento também deve reconhecer os indicadores de defeitos.

6.2.2. Operação em condições normais

Em condições normais de operação, a rede de distribuição subterrânea deve ser operada conforme os limites de projeto, respeitando-se as capacidades admissíveis dos equipamentos e o estado normal das chaves (normalmente abertas ou fechadas).

Além disso, existem necessidades operacionais, como:

- a) Serviços programados;
- b) Remanejamento ou alívio de cargas;
- c) Por solicitação de clientes, etc.

Não são tratados neste capítulo aspectos de procedimentos operacionais e os requisitos de competência técnica e de segurança dos eletricitistas de rede subterrânea.

6.2.3. Operação em contingência

A operação da rede de distribuição em condições de contingência deve ser prevista com o seccionamento do trecho defeituoso e a alimentação dos consumidores por circuitos adjacentes da rede de distribuição subterrânea, aérea ou, ainda, geradores.

Os sistemas de distribuição subterrânea normalmente apresentam alta confiabilidade e desempenho, no entanto, como quaisquer outros, são suscetíveis a falhas que exigem a atuação das equipes de campo, cuja primeira ação é isolar a falha e religar as cargas não afetadas.

A necessidade de realizar manobras pode ocorrer devido às falhas de origem diversas, como:

- a) Danos mecânicos causados por terceiros;
- b) Penetração de umidade;
- c) Descargas atmosféricas em redes mistas (aéreas-subterrâneas);
- d) Sobrecargas não controladas;
- e) Defeitos intrínsecos de equipamentos ou componentes;
- f) Envelhecimento.

6.2.4. Redes secundárias

6.2.4.1. Redes secundárias sem recurso

A Figura 47 apresenta a situação de um sistema radial sem recurso.

Nesse caso, o desligamento da rede secundária está associado à operação de um fusível NH, instalado em um QDP (quadro de distribuição e proteção) ou um QDC (quadro de distribuição em cliente).

Deve ser identificado o circuito desligado no diagrama existente junto ao quadro de proteção e deve-se proceder os seguintes passos:

- a) Abrir a chave fusível e bloqueá-la na posição aberta (cadeado);
- b) Localizar o defeito com equipamento apropriado;
- c) Isolar o defeito;
- d) Restabelecer as cargas a montante da falha, fechando a chave anteriormente bloqueada.

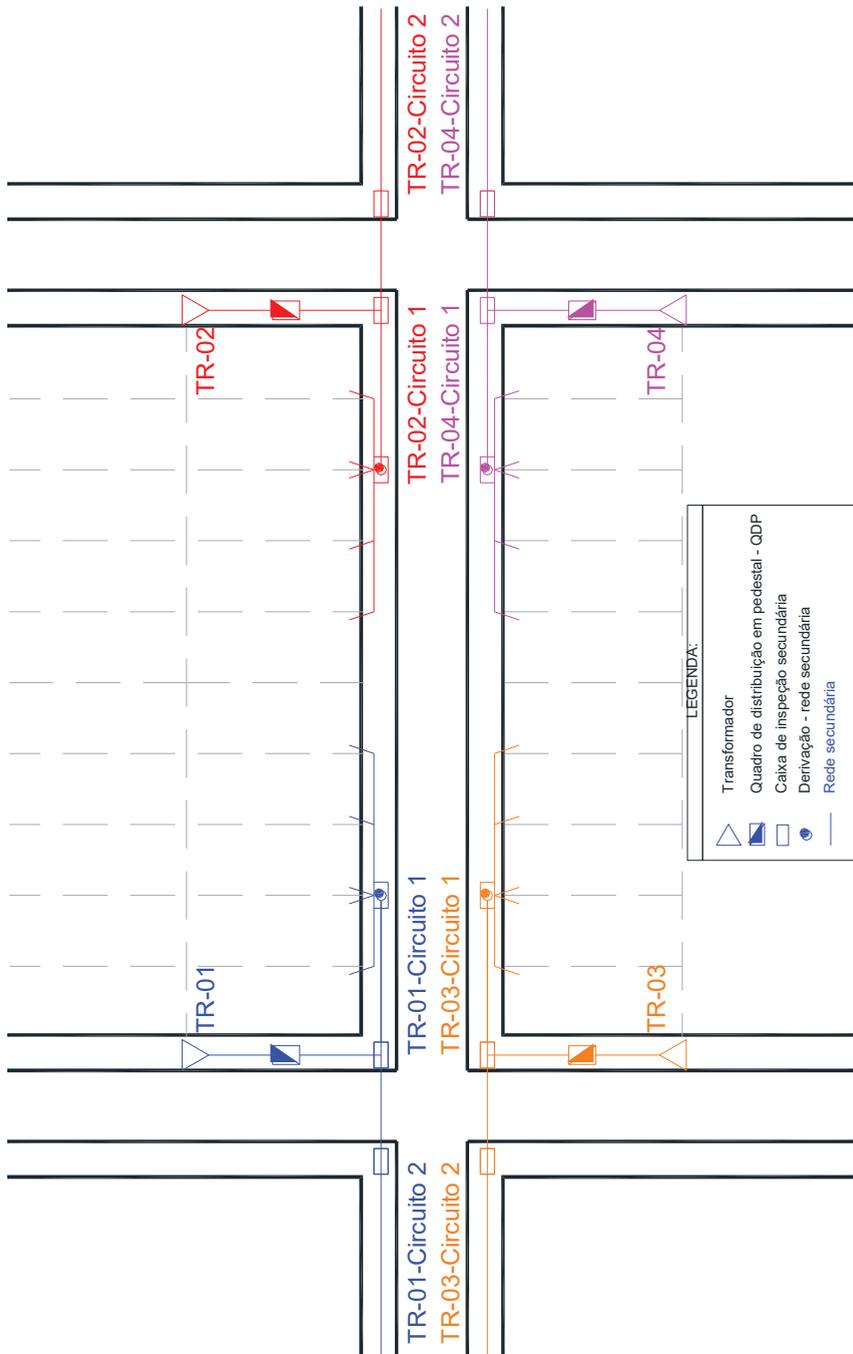


Figura 47 – Circuito secundário radial sem recurso.

Caso o restabelecimento seja demorado, poderão ser adotadas as seguintes medidas:

- a) Conectar com cabo “jumper” de BT a partir do QDP/QDC a primeira caixa secundária disponível a jusante da falha;
- b) Conectar diretamente os clientes prioritários;
- c) Instalar gerador móvel para atendimento dos clientes prioritários.

6.2.4.2. Redes secundárias com recurso

A Figura 48 apresenta a situação de um sistema radial com recurso.

Nesse caso, o desligamento da rede secundária também está associada à operação de um fusível limitador de corrente, NH, instalado em um QDP ou um QDC.

Deve ser identificado o circuito desligado no diagrama existente junto ao quadro de proteção e deve-se proceder os seguintes passos:

- a) Abrir a chave fusível e bloqueá-la na posição aberta (cadeado);
- b) Localizar o defeito com equipamento apropriado;
- c) Isolar o defeito;
- d) Restabelecer as cargas a montante da falha, fechando a chave anteriormente bloqueada;
- e) Identificar o recurso existente e o circuito receptor;
- f) Abrir a chave do QDP ou QDC do circuito receptor;
- g) Diminuir as cargas no trecho a jusante do defeito e no circuito receptor;
- h) Restaurar carga a jusante.

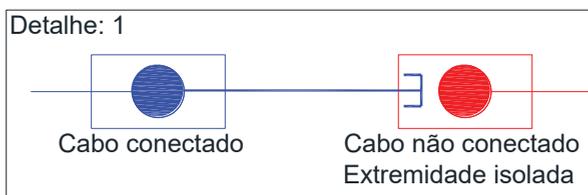
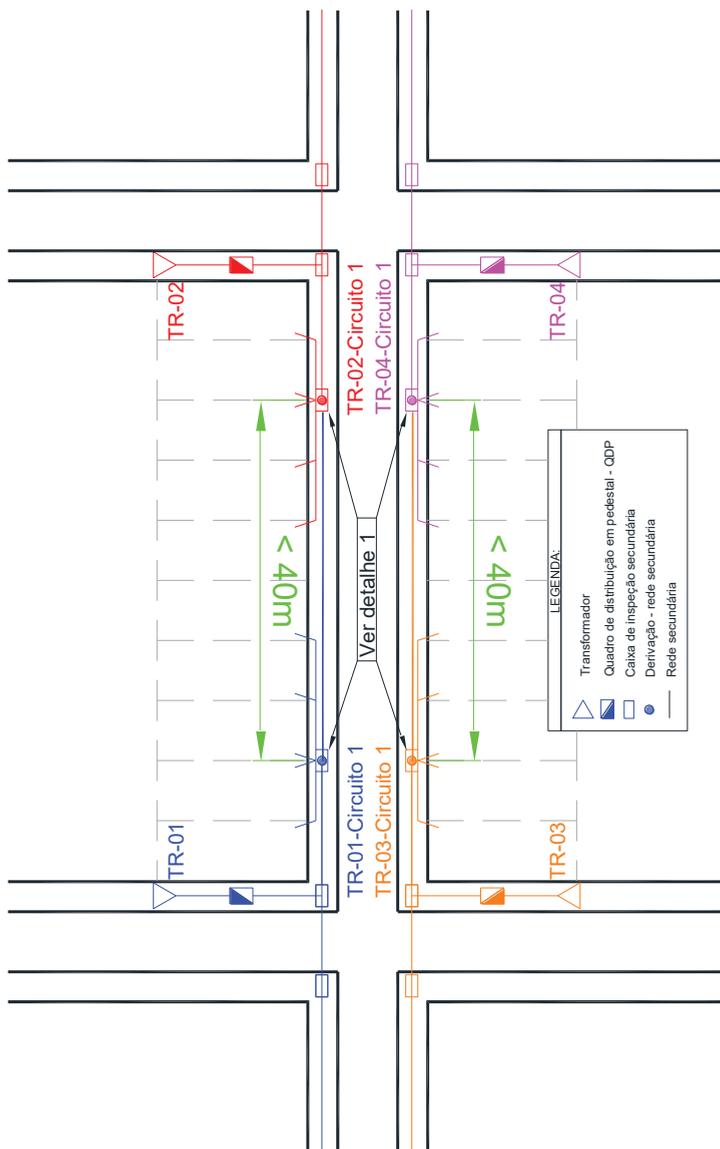


Figura 48 – Circuito secundário radial com recurso.

6.2.5. Redes primárias

6.2.5.1. Trecho de rede com acessórios desconectáveis

A Figura 49 apresenta um trecho de rede somente com acessórios desconectáveis para a operação e manobra de cargas e a Figura 50, a legenda utilizada na abordagem deste item.

O diagrama 1, da Figura 49, apresenta quatro trechos de rede subterrânea em operação normal e a indicação dos indicadores de defeitos, sinalizando estado normal.

No diagrama 2 há uma ocorrência de defeito com a operação do dispositivo de proteção normalmente fechado e a sinalização do indicador de defeitos por onde passou a corrente de curto-circuito.

Portanto, o trecho com defeito está identificado e pode ser manobrado, após o aterramento do circuito, para isolamento do trecho, como mostrado no diagrama 3.

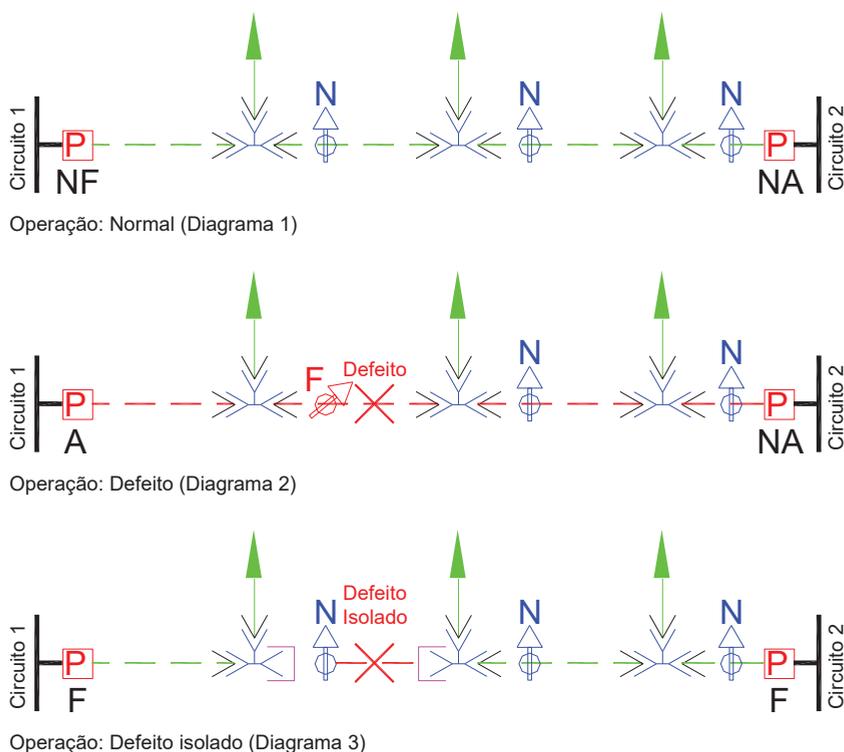


Figura 49 – Trecho de rede com acessórios desconectáveis.

LEGENDA:	
	Dispositivo trifásico de proteção / manobra, onde "X": <ul style="list-style-type: none"> • D: Disjuntor; • S: Seccionador; • P: Disjuntor / Religador.
	Dispositivo monofásico ou trifásico de proteção / manobra (fusível ou seccionadora).
	Rede aérea / subterrânea;
	Rede subterrânea.
	Carga.
	Acessório desconectável - Derivação/Junção.
	Acessório desconectável - Terminal/TDC.
	Acessório desconectável - Fechamento/RIB.
	Identificador de defeito, onde "Y": <ul style="list-style-type: none"> • N: Sem operação; • F: Com operação.

Figura 50 – Legenda.

6.2.5.2. Consumidores com cabines internas às edificações e com proteção interna

Trata-se de ocorrência que envolve um único transformador com local definido, podendo ser um transformador da concessionária ou do consumidor.

Nesse caso, o atendimento deve prever a avaliação do transformador e das instalações internas para a tomada de decisão, que pode implicar troca do equipamento de transformação.

6.2.5.3. Consumidores com cabines internas às edificações e com proteção na caixa de passagem

Trata-se de ocorrência que envolve um ou dois transformadores, cliente e CPFL, protegidos por desconectável com fusível de proteção na caixa de deriva-

ção do ramal de alimentação e, portanto, pode envolver trecho de cabo, do ramal de entrada ou de um dos transformadores alimentados.

Nesse caso, o atendimento deve prever a avaliação do transformador e das instalações internas para a tomada de decisão, que pode implicar troca do equipamento de transformação.

Caso não seja identificada nenhuma anormalidade na cabine, deve ser iniciado o procedimento de localização de falha no ramal de entrada com equipamento apropriado, pois o provável defeito está no cabo ou nos acessórios de conexão.

Os procedimentos de troca do transformador exigem a abertura de uma chave de seccionamento a montante.

Caso o restabelecimento seja demorado, proceder a instalação de um gerador móvel para atendimento total ou das cargas prioritárias.

6.2.5.4. Transformador de rede subterrânea em pedestal ou em centros pré-fabricados

Os transformadores de rede têm proteção de sobrecorrentes devido a sobrecargas e falhas na rede secundária por meio de fusíveis NH em QDP ou QDC e de altas correntes para falhas internas por meio de fusível limitador de corrente.

Além dessa proteção, os transformadores em pedestal ainda possuem proteção de sobrecarga por meio de fusíveis do tipo expulsão no primário.

Portanto, as ocorrências com atuação de fusíveis limitadores de corrente no primário implicam troca imediata do transformador.

Nas ocorrências do transformador pedestal, com atuação do fusível interno tipo expulsão, também deve resultar em substituição do equipamento, caso não haja procedimento de teste.

Os procedimentos de troca do transformador exigem a abertura de uma chave de seccionamento a montante.

Caso o restabelecimento seja demorado, proceder à instalação de gerador móvel para atendimento total ou das cargas prioritárias.

6.2.5.5. Equipamentos de proteção da rede de distribuição subterrânea

A atuação de equipamentos de proteção de sobrecorrente associada com a rede de distribuição subterrânea pode envolver chaves religadoras em poste, chaves disjuntoras em pedestal e disjuntores de circuitos.

Nesse caso, espera-se que o defeito esteja no cabo ou nos acessórios de conexão da seção protegida pelo equipamento que atuou, pois os transformadores estão protegidos por fusíveis.

Não são esperadas ocorrências com atuação múltipla de dispositivos de proteção de rede subterrânea ou a atuação simultânea de fusíveis de proteção de transformadores, uma vez que deve existir seletividade de atuação entre todos os componentes de proteção. A ocorrência simultânea de atuação de dispositivos de proteção, além de indicar o provável defeito na seção da rede junto ao equipamento mais distante da subestação, deve resultar em revisão dos ajustes de proteção considerados para essa rede.

Para a localização do trecho de defeito provável é de fundamental importância o emprego dos indicadores de defeitos, que otimizam o processo e, conseqüentemente, a gestão das equipes de manutenção.

No entanto, somente com a confiança dos operadores de rede o procedimento de localização pode ser otimizado, o que pode ser alcançado com conhecimento dos ajustes estabelecidos nos indicadores de defeitos e o registro histórico de ocorrências com investigação e análise dos eventos.

Os indicadores de defeitos, como solução eficaz, permitem uma ação de localização de defeitos de forma simples e mais rápida e, conseqüentemente, o restabelecimento das cargas interrompidas também mais rapidamente.

Dessa forma, os procedimentos devem considerar:

- a) Confirmar a ocorrência, percorrendo o circuito a partir do equipamento que atuou, identificando a sinalização dos indicadores de defeitos e eventuais sinais de obras no pavimento do trajeto;
- b) Identificar o trecho com falha;
- c) Simultaneamente inspecionar todos transformadores do trecho, verificando as condições de temperatura, pressão e válvula de alívio, nível de óleo, manchas de óleo, integridade do tanque, ou marcas de trilhamento elétrico, ou erosão em transformadores secos, acessórios desconectáveis, emendas ou cabos;

- d) Ensaiar o trecho provável procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado;
- e) Separar os transformadores do trecho a montante do defeito e religar o trecho;
- f) Separar os transformadores do trecho a jusante do defeito e religar o trecho.

Caso o restabelecimento seja demorado, proceder à instalação de gerador móvel para atendimento das cargas prioritárias.

6.2.5.6. Configuração de primário radial com recurso com alimentador único

A Figura 51 apresenta a configuração de ramal primário radial com recurso, com alimentador único e derivação do mesmo ponto, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 52 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolação do trecho com defeito.

Note que no diagrama com defeito, três indicadores de defeitos sinalizam a anormalidade, identificando o trecho a ser manobrado (Figura 52).

A manobra pode ser realizada conforme mostrado anteriormente para, em seguida, religar as cargas.

Ensaiar o trecho provável procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

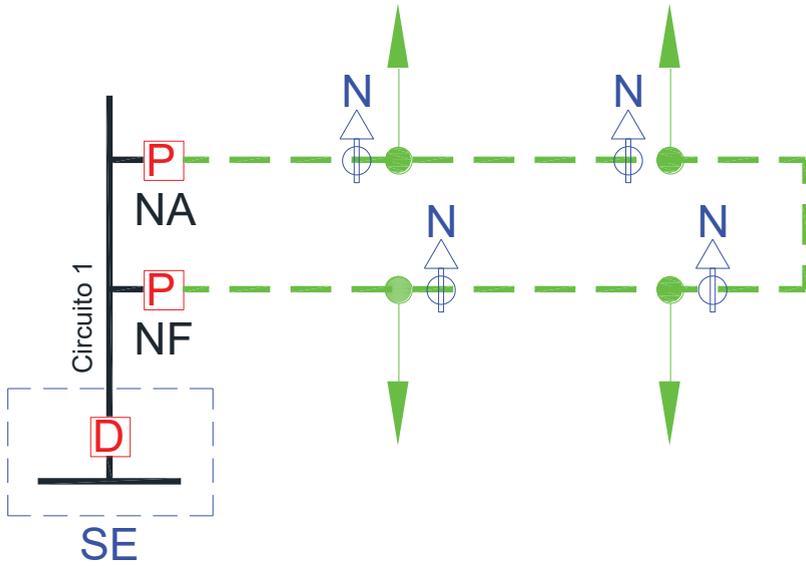
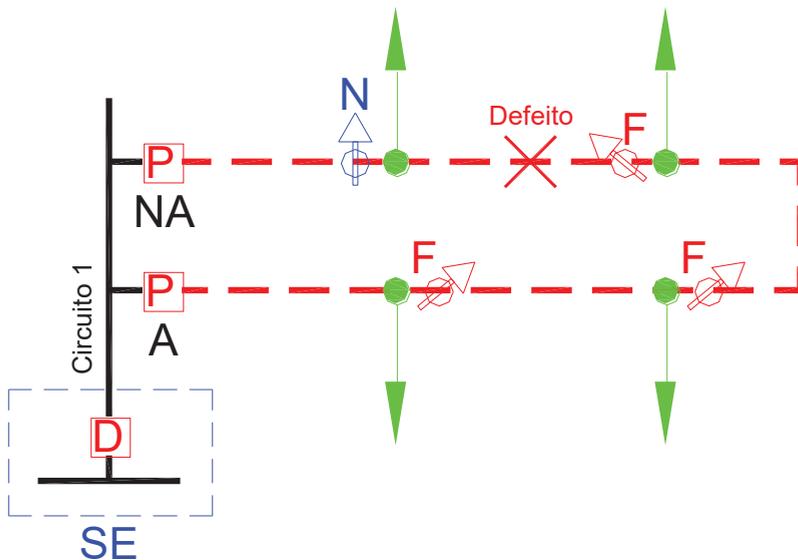
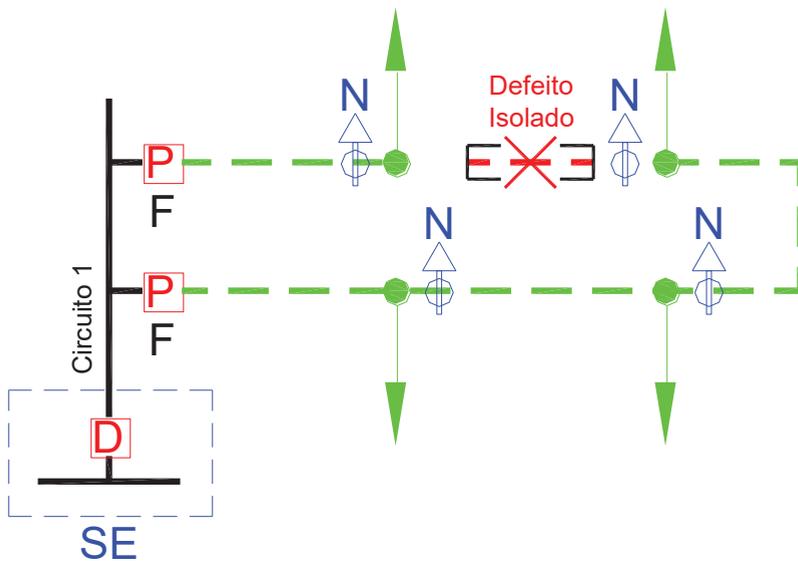


Figura 51 – Ramal primário radial com recurso – alimentador único – derivado no mesmo ponto.



Operação: Defeito (Diagrama 1)



Operação: Defeito isolado (Diagrama 2)

Figura 52 – Ramal primário radial com recurso – alimentador único – derivado no mesmo ponto, com defeito e manobrado.

6.2.5.7. Configuração de primário radial com recurso com alimentadores diferentes

A Figura 53 apresenta a configuração de ramal primário radial com recurso, com dois alimentadores, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 54 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolação do trecho com defeito.

Caso ocorra a atuação do disjuntor do circuito 2 e, portanto, no diagrama com defeito, não há sinalização dos indicadores de falha. Essa situação indica que o provável defeito está no trecho de cabo entre o disjuntor do circuito 2 e a primeira chave da rede subterrânea normalmente fechada.

Assim, toda a carga do ramo desligado pode ser manobrada para o circuito 1, da seguinte forma:

- a) Percorrer o circuito a partir do equipamento que atuou, avaliando o estado dos transformadores e eventuais sinais de obras no pavimento do trajeto;
- b) Abrir a chave normalmente fechada do circuito 2;
- c) Fechar a chave normalmente aberta do circuito 1;
- d) Ensaiai o trecho provável, procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

A manobra é realizada conforme mostrado no diagrama 2 da Figura 54.

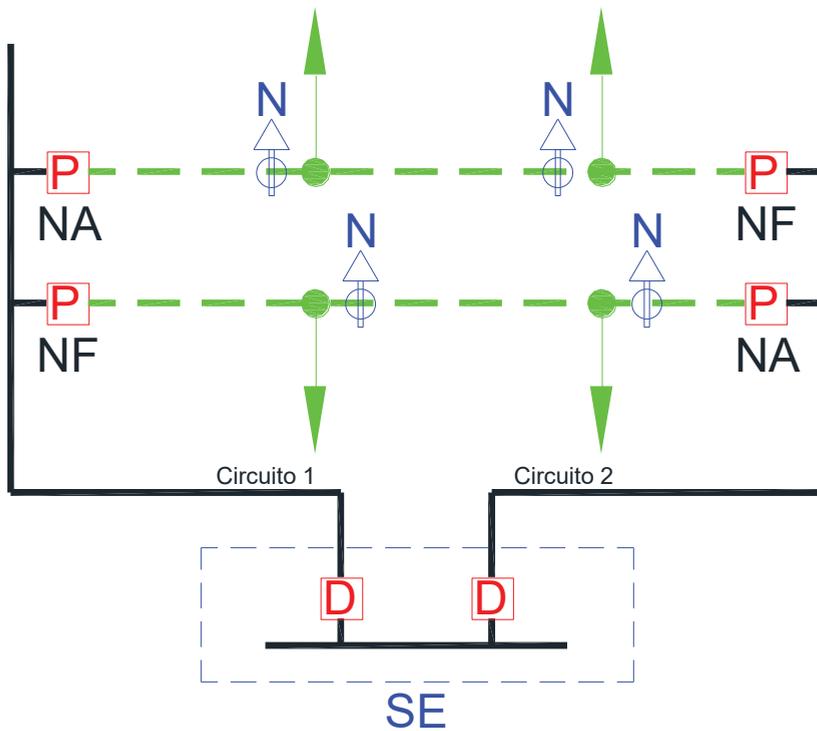
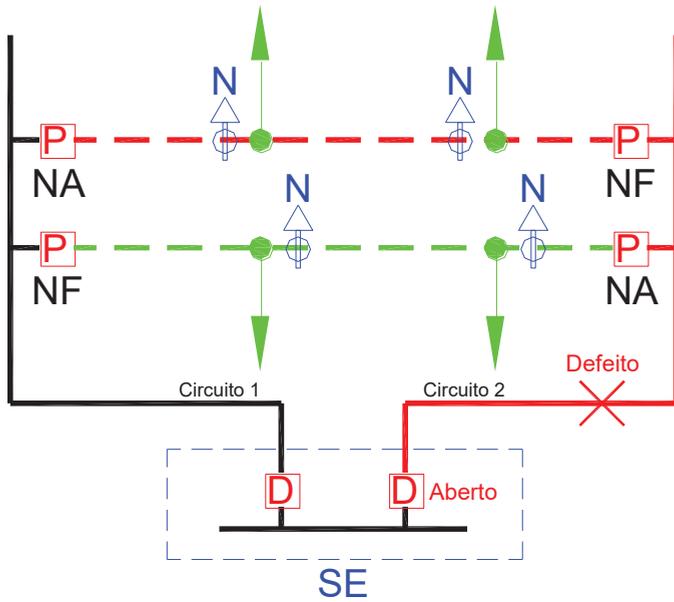
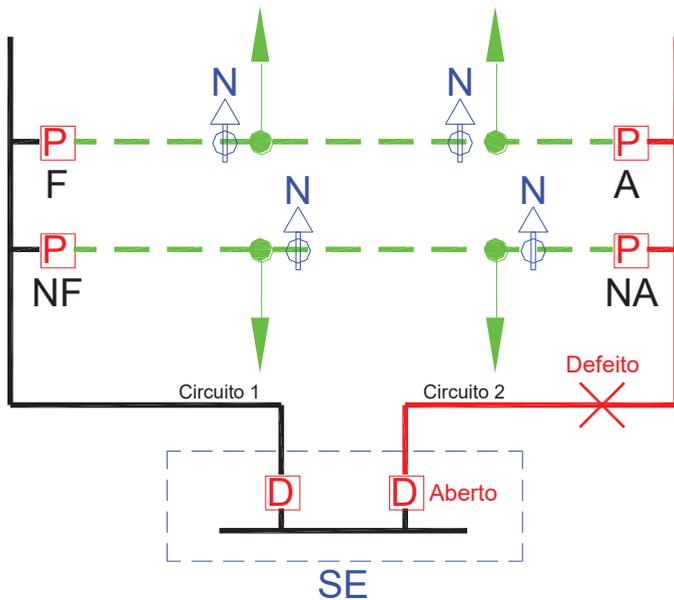


Figura 53 – Ramal primário radial com recurso – derivações de alimentadores diferentes.



Operação: Defeito (Diagrama 1)



Operação: Defeito isolado (Diagrama 2)

Figura 54 – Ramal primário radial com recurso – derivações de alimentadores diferentes.

6.2.5.8. Configuração de primário radial com recurso com dois ramaís de um alimentador

A Figura 55 apresenta a configuração de ramal primário radial com recurso, com dois ramaís de um alimentador, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 56 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolação do trecho com defeito.

Nesse caso, há atuação do dispositivo de proteção de um ramal e, portanto, no diagrama com defeito há sinalização de um indicador de defeito.

Dessa forma, parte da carga do ramo desligado pode ser manobrada para o circuito 1 e outra metade permanece no circuito 2, da seguinte forma:

- a) Percorrer o circuito a partir do equipamento que atuou, identificando a sinalização dos indicadores de defeitos, avaliando o estado dos transformadores e eventuais sinais de obras no pavimento do trajeto;
- b) Realizar manobras como apresentado anteriormente;
- c) Fechar a seccionadora do primeiro ramo do circuito 1 sem carga e do circuito 2 com carga;
- d) Fechar o religador do circuito 1 e religar as cargas;
- e) Ensaaiar o trecho provável procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

A manobra é realizada conforme mostrado no diagrama 2 da Figura 56.

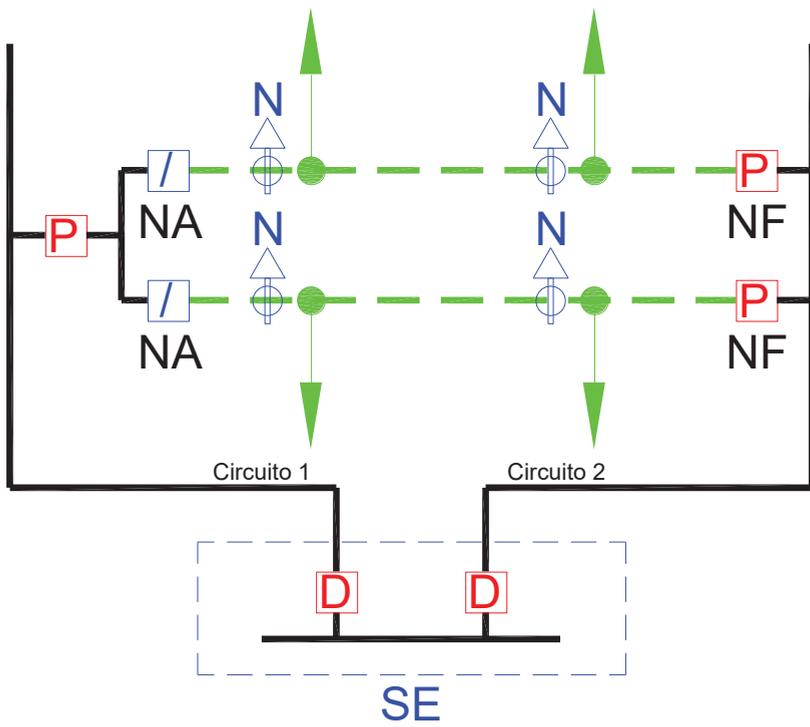
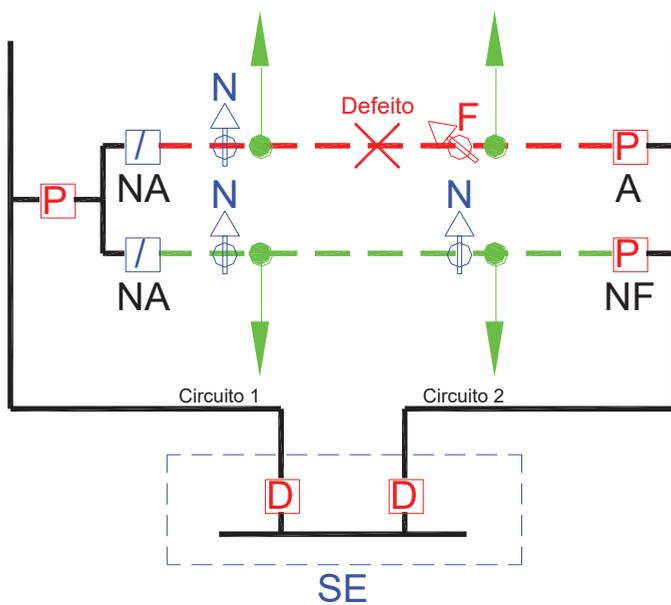
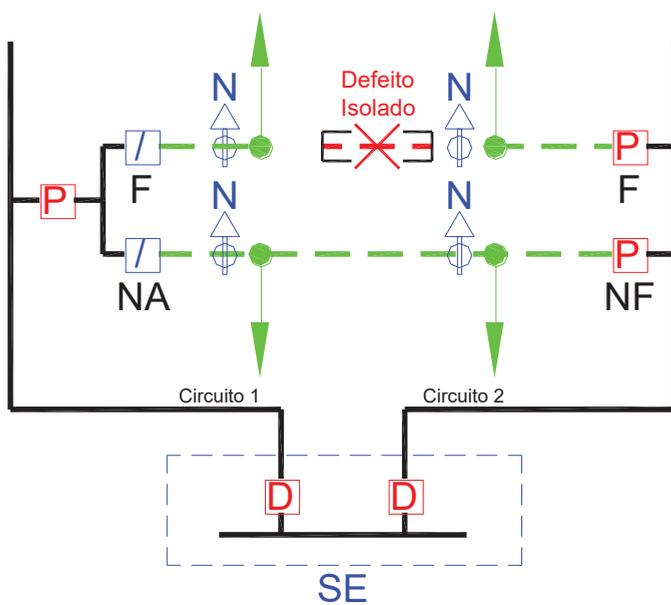


Figura 55 – Ramal primário radial com recurso com dois ramos – derivações de um mesmo circuito.



Operação: Defeito (Diagrama 1)



Operação: Defeito isolado (Diagrama 2)

Figura 56 – Ramal primário radial com recurso com 2 ramos – derivações de um mesmo circuito, com defeito e manobrado.

6.2.5.9. Configuração de primário radial com dois ramais de um alimentador e recurso de outros dois circuitos

A Figura 57 apresenta a configuração de ramal primário radial com recurso por dois outros alimentadores, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 58 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolação do trecho com defeito.

Nesse caso, há atuação do disjuntor do circuito 2 e, portanto, no diagrama com defeito há sinalização de um indicador de defeitos. Essa situação indica que o defeito está no cabo tronco do circuito 2.

Dessa forma, todas as cargas podem ser manobradas para os circuitos 1 e 3, da seguinte forma:

- a) Percorrer o circuito a partir do equipamento que atuou, avaliando o estado dos transformadores e eventuais sinais de obras no pavimento do trajeto;
- b) Abrir todas as chaves normalmente fechadas do circuito 2;
- c) Fechar as chaves normalmente abertas dos circuitos 1 e 3;
- d) Ensaiai o trecho provável procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

A manobra é realizada conforme mostrado no diagrama 2 da Figura 59.

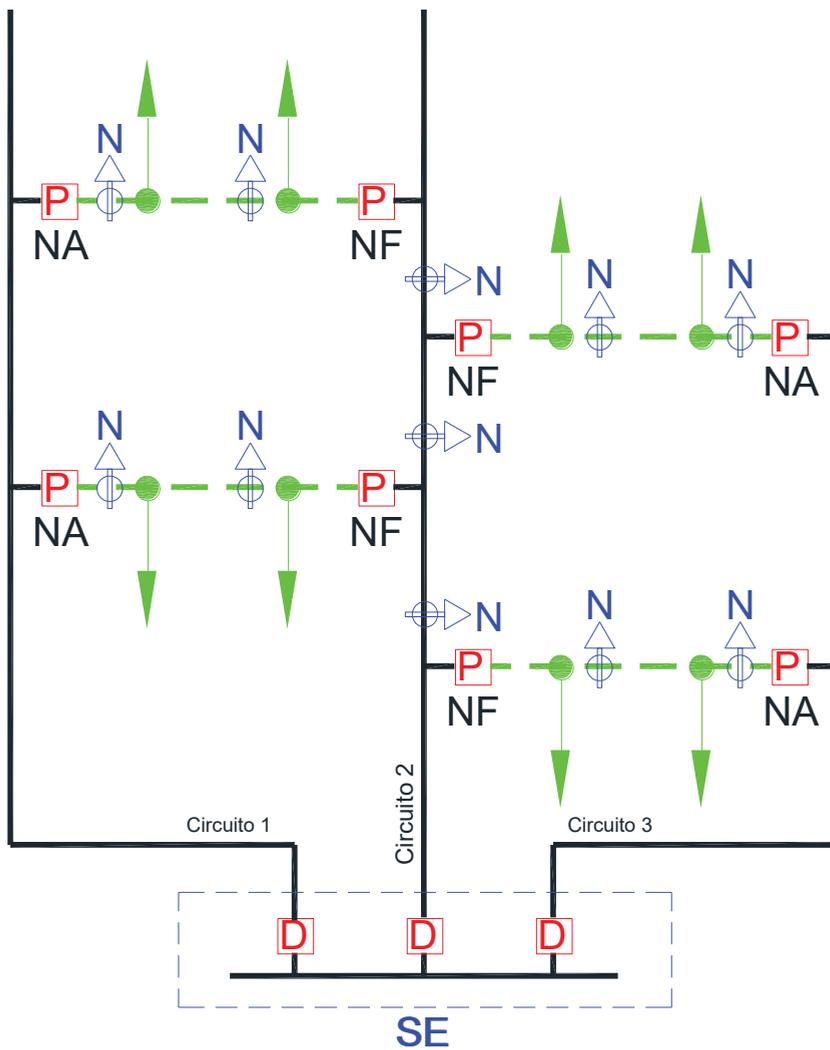
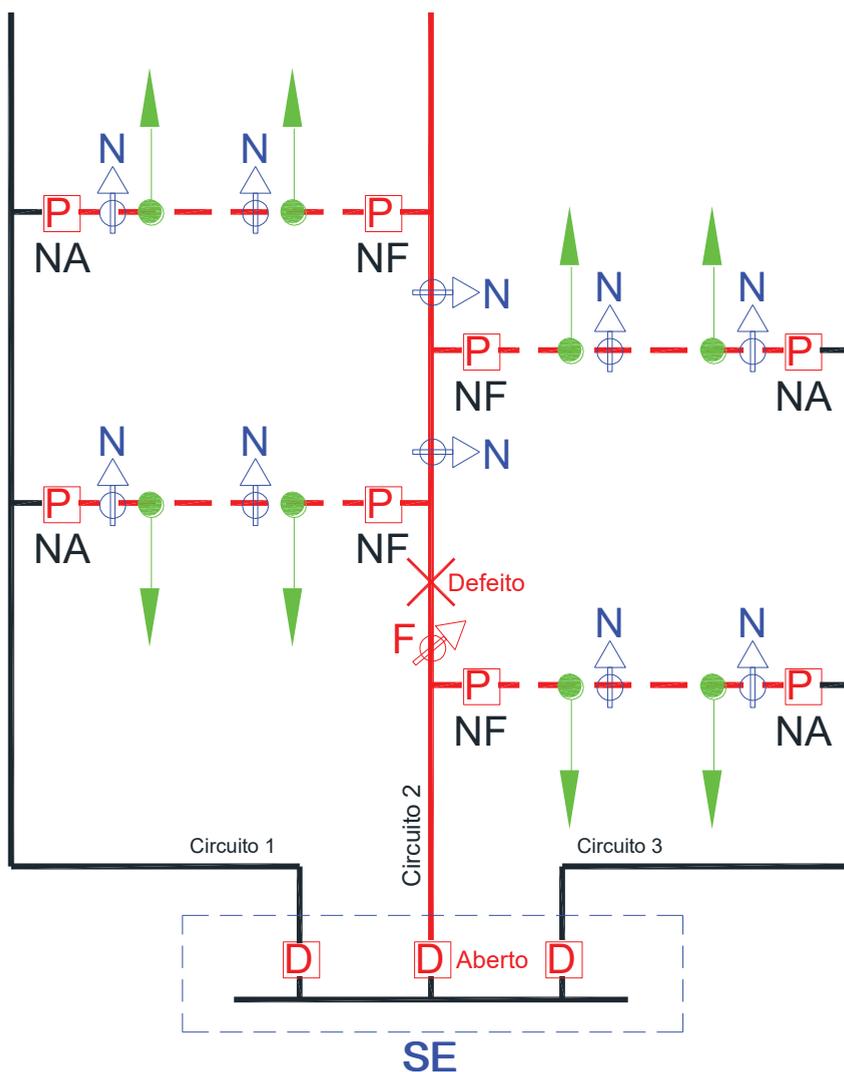
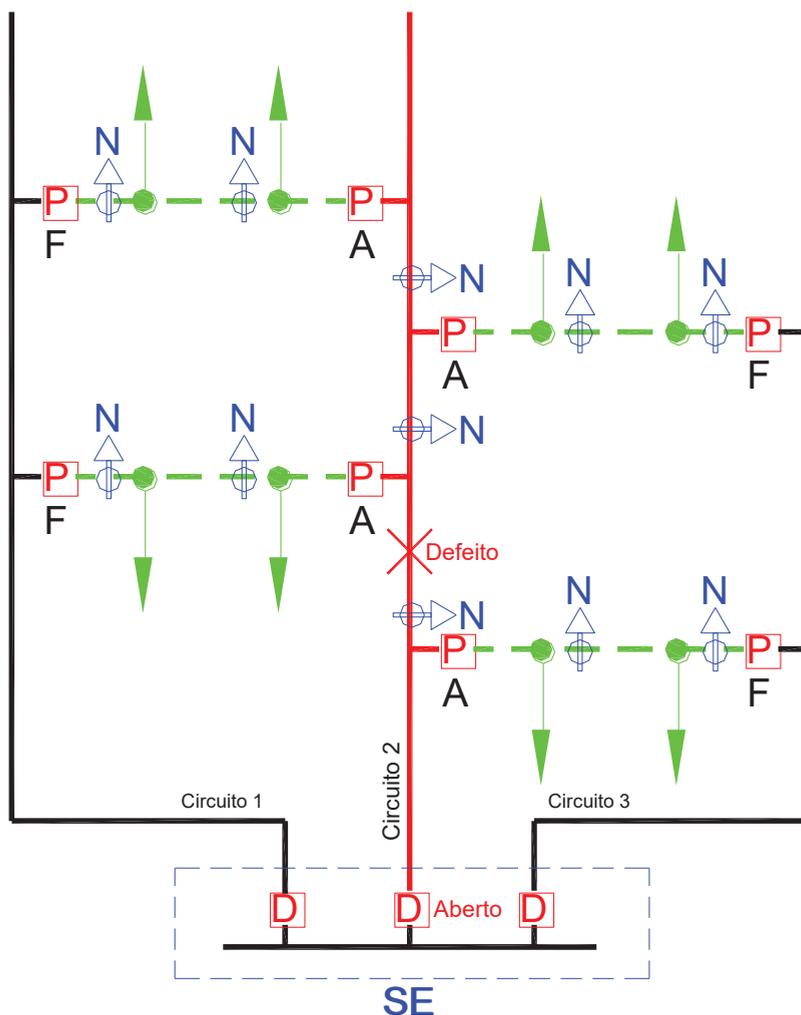


Figura 57 – Um alimentador com ramais subterrâneos e recursos por meio de outros alimentadores (aéreos ou subterrâneos).



Operação: Defeito (Diagrama 1)

Figura 58 – Um alimentador com ramais subterrâneos e recursos por meio de outros alimentadores (aéreos ou subterrâneos), com defeito e manobrado.



Operação: Defeito isolado (Diagrama 2)

Figura 59 – Um alimentador com ramais subterrâneos e recursos por meio de outros alimentadores (aéreos ou subterrâneos), com defeito e manobrado (continuação).

6.2.5.10. Configuração de primário seletivo

A Figura 60 apresenta a configuração de primário seletivo com dois alimentadores, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 61 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolamento do circuito com defeito.

A ocorrência de perda de um alimentador não implica desligamento permanente, a chave atua automaticamente para transferência das cargas do circuito normalmente fechado para o circuito normalmente aberto.

Dessa forma, ensaiar o circuito procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

A manobra é realizada conforme mostrado no segundo diagrama da Figura 61.

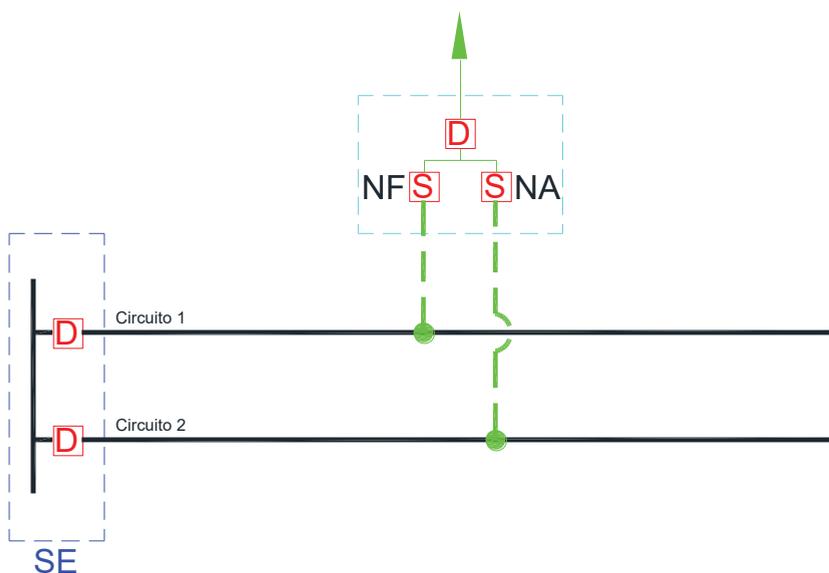
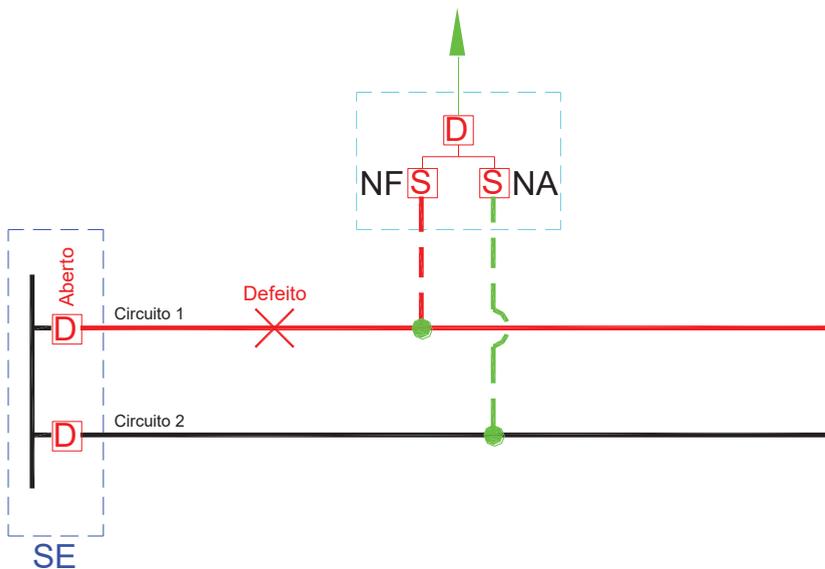
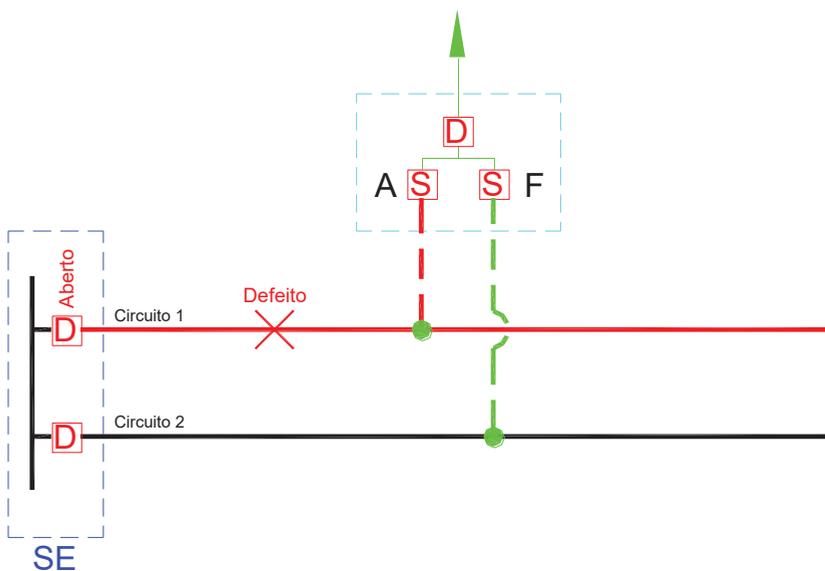


Figura 60 – Primário seletivo.



Operação: Defeito (Diagrama 1)



Operação: Defeito isolado (Diagrama 2)

Figura 61 – Primário seletivo, com falha e manobrado.

6.2.5.11. Configuração de primário seletivo com ramais primários.

A Figura 62 apresenta a configuração de primário seletivo com dois alimentadores, atendendo trechos de rede subterrânea, em situação normal.

Nos diagramas da Figura 63 estão representadas as situações de defeito e manobra para isolamento do defeito.

Nesse caso, há o bloqueio de transferência da chave automática, com desligamento das cargas e sinalização de um indicador de defeitos.

Dessa forma, os procedimentos devem:

- a) Confirmar a ocorrência, percorrendo o circuito a partir do equipamento que atuou, identificando a sinalização dos indicadores de defeitos e eventuais sinais de obras no pavimento do trajeto;
- b) Identificar o trecho com defeito;
- c) Simultaneamente inspecionar todos transformadores do trecho, verificando as condições de temperatura, pressão e válvula de alívio, nível de óleo, manchas de óleo, integridade do tanque, marcas de trilhamento elétrico ou erosão em transformadores secos, acessórios desconectáveis, emendas ou cabos;
- d) Separar os transformadores do trecho a montante do defeito como apresentado anteriormente;
- e) Separar os transformadores do trecho a jusante do defeito, como apresentado no anteriormente;
- f) Religar os transformadores do trecho a montante do defeito por meio da chave de transferência bloqueada;
- g) Religar os transformadores do trecho a jusante do defeito por meio da chave seccionadora normalmente aberta;
- h) Ensaiar o trecho provável procedendo à localização do defeito com equipamento apropriado.

A manobra é realizada conforme mostrado no diagrama 2 da Figura 63.

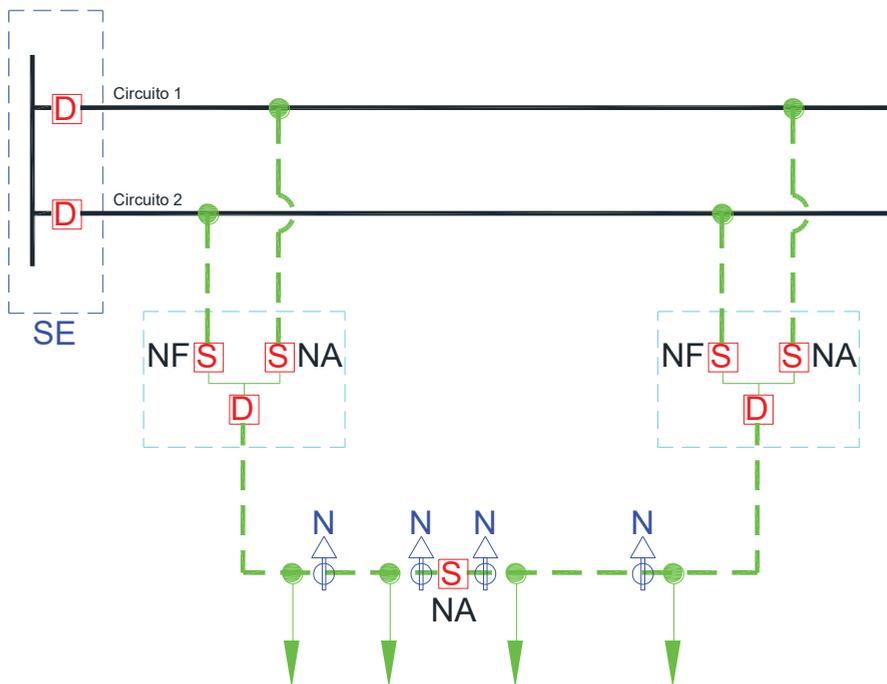


Figura 62 – Ramais primários de rede e de entrada de clientes por meio de sistemas primários seletivos.

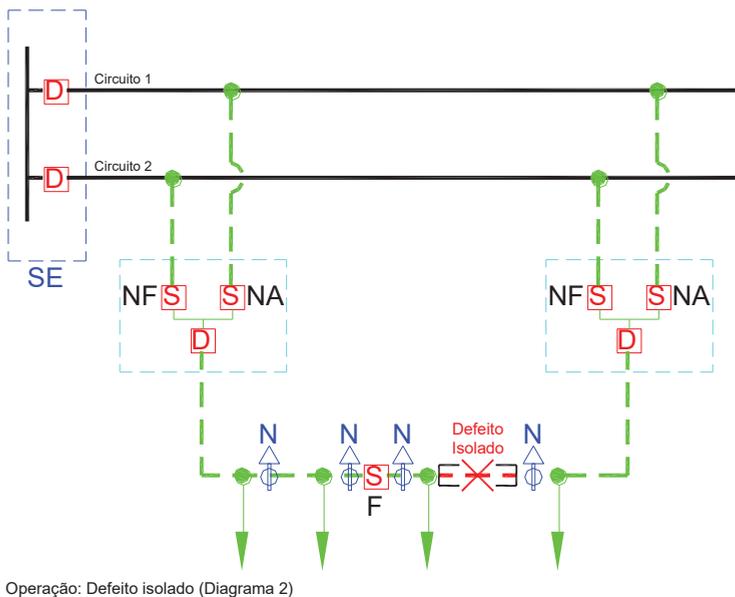
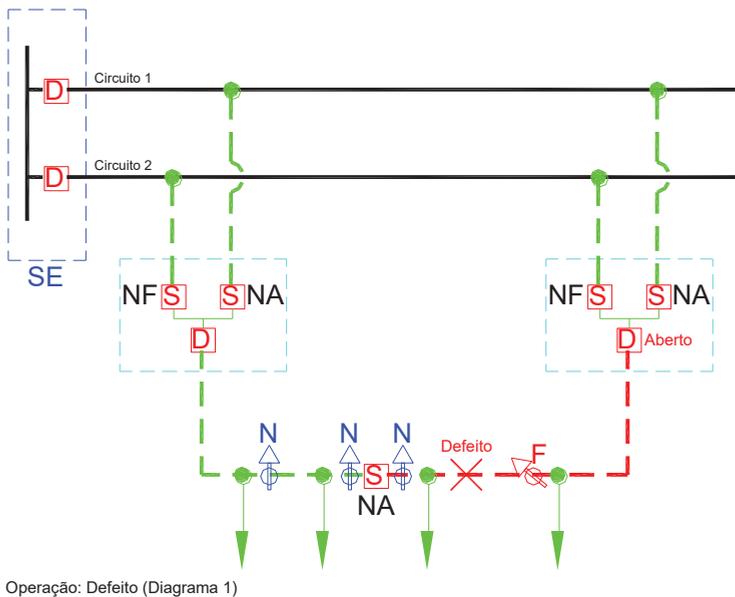


Figura 63 – Ramais primários de rede e de entrada de clientes por meio de sistemas primários seletivos, com defeito e manobrado.

6.3. Manutenção

A Tabela 37 apresenta as principais atividades e a periodicidade máxima recomendada; periodicidades menores que as indicadas podem ser empregadas em função da idade do sistema.

Esse esquema de manutenção é o mais comum e denominado MBT (manutenção baseada em tempo). Nessa forma de manutenção a periodicidade é definida por recomendações de fabricantes e experiências próprias, de forma que várias atividades possam coincidir para serem realizadas simultaneamente.

Tabela 37 – Atividades de manutenção

Atividade	Aplicação	Periodicidade recomendada (meses)
Inspeção visual geral e medição térmica	Câmaras, poços, caixas, equipamentos em pedestal e quiosques	18
Esgotamento de água e remoção de detritos (limpeza)	Câmaras, poços, caixas, equipamentos em pedestal e quiosques	18
Inspeção visual detalhada (aterramentos, corrosão, condições das estruturas civis, bloqueio à passagem de água pelos dutos)	Câmaras, poços, caixas, equipamentos em pedestal e quiosques (onde aplicável)	36
Conservação da pintura	Transformadores, chaves, QDP	36
Leitura de manômetro	Chaves a gás	18
Termografia com registro	Câmaras, poços, caixas, equipamentos em pedestal e quiosques	36

Para as atividades de inspeção é fundamental a utilização de um formulário de verificação padronizado (*check-list*) desenvolvido pela distribuidora, com base na experiência e recomendações dos fabricantes.

6.3.1. Diagnóstico

Para fins de manutenção preditiva recomenda-se a realização de atividades de diagnóstico.

Essas atividades devem ter início após o primeiro ano de operação das instalações, como registro de situação inicial.

Após esse primeiro registro, a avaliação de gases e descargas parciais podem ser repetidas a cada dois ou três anos em função da idade do sistema.

Tabela 38 – Atividades de diagnóstico

Atividade	Aplicação
Análise de gases dissolvidos no óleo	Transformadores
Descargas parciais	Toda a rede, especialmente cabos e acessórios
Medição de tg δ (perdas do dielétrico)	Cabos de média tensão
Integridade de blindagens metálicas	Cabos de média tensão

6.4. Operação e Manutenção com Apoio de Medições

6.4.1. Operação normal e em contingência

A operação em contingência com o apoio de medições remotas de ativos em tempo quase real pode contribuir para:

- a) Determinação do carregamento prévio e folgas para transferência de carga;
- b) Controle da temperatura máxima admissível sem incorrer em envelhecimento significativo e danos;
- c) Previsão do tempo admissível em contingência a partir de dados históricos de carga e medição de temperatura;
- d) Controle e desconexão de cargas de clientes durante a emergência.

6.4.2. Manutenção

O conhecimento do sistema de distribuição subterrânea por meio da gestão do mapeamento e ativos instalados, associado ao controle e registro histórico das inspeções, bem como das intervenções realizadas na manutenção corretiva e programada são fundamentais para a diminuição de riscos e dispêndios imprevistos.

A taxa de falhas do sistema pode ser acompanhada pelo controle do universo de componentes e o registro do número de falhas e trocas por desempenho (Tabela 39).

A taxa de falhas é obtida pela observação do desempenho da população, ou seja:

$$\lambda = \frac{\text{Número de falhas de um componente}}{\text{Número total de componentes instalados}}$$

Tabela 39 – Taxa de falhas de referência (adaptadas de [1])

Componente	Taxa de falhas esperada máxima (λ)
Cabos de MT	0,4/(100 km/ano)
Cabos de BT	0,6/(100 km/ano)
Transformadores	0,006/ano
Desconectáveis	0,005 a 0,02/ano
Chaves	0,002/ano

6.4.3. Manutenção baseada em condição

O conhecimento continuado de valores de grandezas associadas às condições de operação, bem como as medições de diagnóstico, permitem o estabelecimento de políticas de manutenção baseada em condição (MBC), em vez da manutenção programada pela periodicidade.

Os recursos que podem estar disponíveis para a programação das atividades de manutenção dependem da gestão de ativos com o controle de mapas georreferenciados, registro e indicação de equipamentos e componentes das redes de

distribuição subterrâneas que permitam o reconhecimento da data de instalação e da tecnologia empregada para determinar as técnicas de inspeção e de manutenção necessárias adequadas.

Nesse esquema de manutenção as necessidades de intervenções são ditadas pelos resultados de medições de diagnóstico, conforme item 6.3.1.

6.4.4. Localização de falhas com medições *in loco*

A Tabela 40 apresenta uma visão simplificada de ensaios de campo e os tipos de defeitos que eles detectam.

Tabela 40 – Ensaios e medições para localização de defeitos

Ensaio	Identificação de defeitos	Tipos de defeitos				Tipo de localização
		Danos na isolação	Trilhamento	Cavidades	Ruptura da blindagem metálica	
Descargas parciais com interrupção	Corretivo	Danos na isolação	Trilhamento	Cavidades	Ruptura da blindagem metálica	Ponto exato
Tensão alternada aplicada com refletometria	Corretivo	Danos na isolação	-	-	-	Ponto exato
Injeção de corrente contínua e medição de resistência da blindagem	Corretivo	-	-	-	Ruptura da blindagem metálica	Fase com defeito

6.4.5. Aplicações de funções de redes elétricas inteligentes

Com exceção dos grandes centros urbanos, que utilizam sistemas reticulados secundários, os quais requerem grande esforço de inspeção e por isso têm uma clara motivação para automação, há poucas aplicações de funções inteligentes para redes de distribuição subterrâneas no Brasil.

A própria disponibilidade comercial de sensores para instalações subterrâneas, com as características adequadas para a medição de grandezas em sistemas com

campo elétrico confinado, exposição à umidade ou imersão, é substancialmente menor que a correspondente para redes de distribuição aéreas.

As redes de distribuição subterrâneas também apresentam dificuldades no que tange à comunicação sem fio. A literatura técnica [2] e [3] registra que a atenuação de um sinal de radiofrequência pode atingir valores de até 30 dB em um equipamento do tipo pedestal com invólucro metálico ou superiores a 40 dB, quando a antena é instalada em uma câmara subterrânea.

A Tabela 41 mostra um resumo das funções inteligentes consideradas, caracterizadas por coletar sinais em tempo quase real de componentes da rede de distribuição subterrânea e prover informações sobre o estado operativo e condições dos ativos, por meio de cálculos ou lógicas pré-definidas.

A seleção das funções candidatas deve ser realizada tendo em vista os benefícios esperados, tanto em condições de operação normal como de contingência ou, ainda, agregar medições remotas que, atualmente, apenas podem ser feitas com instalações de medidores temporários e envio de equipes ao campo, contribuindo assim para a redução das despesas operacionais (OPEX).

Tabela 41 – Funções de redes elétricas inteligentes aplicáveis a instalações subterrâneas

Função	Descrição	Abrangência	Impacto em uma rede existente	
Localização de pontos de defeitos	Cálculo do ponto de defeito provável pela análise de oscilografias de tensão e corrente	MT	Médio/Alto	Modificações na subestação (<i>hardware e software</i>).
Identificação de trecho com defeito	Determinação pela passagem ou não de corrente de defeito pelos sensores	MT	Médio	Inclusão de comunicações nos identificadores de defeito instalados.

Deteccão automática de desligamentos	Envio de <i>last gasp</i> por falta de tensão	BT	Baixo	Instalação de monitores com comunicações nos transformadores
Controle de carregamento	Medição de correntes e temperaturas distribuídas com fibras óticas	MT	Alto	Modificações na subestação (<i>hardware e software</i>). Instalação de cabo óptico nos trechos.
	Medições pontuais por trechos	MT ou BT	Baixo	Instalação de monitores com comunicações nos transformadores ou chaves
Apoio à manutenção	Monitorar pressão, temperatura, fusível dos transformadores	MT	Alto	Substituição dos transformadores e inclusão de comunicação
	Estado dos elos fusíveis de quadros distribuição pedestal (QDP)	BT	Baixo/ Médio	Desenvolvimento de sensor com comunicações e modificação dos QDPs.
Segurança patrimonial e operacional	Violação, intrusão, presença de gases, inundação	MT	Médio/Alto	Instalação e sensores e unidade remota com comunicações nos poços com chaves

Os benefícios potenciais são abrangentes e estão apresentados de forma sucinta na Tabela 42, incluindo também o balanço energético, apesar dessa função não ter sido o foco do projeto, devido às características da região e à necessidade de implantação de medidores inteligentes nos clientes.

Em outros casos, como o ganho esperado de redução do tempo de restabelecimento em caso de defeitos, deve-se ter em conta que a taxa de falhas das RDS é, em geral, muito baixa, ou seja, embora se tratem de benefícios importantes, eles devem ocorrer poucas vezes.

Tabela 42 – Benefícios esperados para cada função inteligente

Benefícios	Gerenciamento de carregamento	Localização de faltas	Balanco energético
Redução de energia não distribuída (END)	Substituição programada	Menor tempo de restabelecimento à condição normal	N/A
Redução de OPEX	Redução de horas de mão de obra para inspeções	Redução de horas de mão de obra para localização de faltas	Redução de custos de medições temporárias
Postergação de investimentos	Utilização da máxima capacidade instalada e planejamento da substituição	N/A	N/A
Gestão da medição	N/A	N/A	Quantificação de fraudes ou medições errôneas
Qualidade do suprimento de energia elétrica	Eliminação de transgressões de tensões. Harmônicos.	N/A	N/A

6.5. Referências

[1]BURKE J. Hard to find information about distribution systems. 5th edition. *ABB*, August 28, 2002.

[2]DEY S., SINSUAN K., MYERS T., WERNER D., HORNUNG. *Smart Grid Automation for Underground Utility Assets*. Wireless System Trade Study. Disponível em: <[http://www.electricityforum.com/whitepapers/Underground%20Smart%20Grid%20Automation OnRamp Whitepaper.pdf](http://www.electricityforum.com/whitepapers/Underground%20Smart%20Grid%20Automation%20OnRamp%20Whitepaper.pdf)>. Acesso em: 25 abr. 2016.

[3]WILSON J. *Wide Area Wireless Distribution Grid Sensor for Underground Assets*. Disponível em: http://energy.gov/sites/prod/files/12_Wide_Area_Wireless_Distribution_Grid_Sensor_and_Fault_Indicator_System_for_Underground_Assets.pdf. Acesso em: 25 abr. 2016.



GOSTOU DO LIVRO?

acesse www.publit.com.br e descubra
ou encomende novos títulos de seu interesse

QUER PUBLICAR O SEU?

Conheça nossas soluções editoriais de publicação.
Qualidade, Rapidez e Baixo custo.

PUBL!T SOLUÇÕES
EDITORIAIS

Prazer em Publicar



Rua Miguel Lemos, 41 - salas: 711 e 712 - Copacabana - Rio de Janeiro | RJ

email: editor@publit.com | 21 2525 3936





Este Manual foi elaborado a partir dos estudos e pesquisas realizados no projeto “CRITÉRIOS E SOLUÇÕES PARA IMPLANTAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEAS COM RECURSOS INTELIGENTES EM LOCAIS URBANIZADOS, CONSIDERANDO INTERFERÊNCIAS COM OUTROS SERVIÇOS PÚBLICOS E PRIVADOS”, do Programa de P&D ANEEL, sob o patrocínio do Grupo CPFL Energia.

Contempla um Guia Orientativo sobre os Procedimentos Iniciais e as Condições a serem satisfeitas para um bom êxito na Conversão de Redes Aéreas para Redes Subterrâneas.

A partir da leitura e entendimento do Guia, são estabelecidos os Critérios de Planejamento e Projeto desse Processo de Conversão e culminando com os Critérios de Operação e Manutenção, visando a performance esperada desse tipo de Rede.

Essa publicação sobre o tema “Conversão de Redes Aéreas para Redes Subterrâneas” de energia elétrica, com o conteúdo descrito, é uma grande contribuição para os profissionais do setor elétrico e também para estudantes, técnicos e profissionais envolvidos nas administrações públicas.

Esta obra também é recomendada para urbanistas e tomadores de decisão na administração pública, principalmente em assuntos relacionados à infraestrutura urbana.

ISBN 978-85-7773-953-0



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

**P&D - Programa de Pesquisa
e Desenvolvimento**