



Metodologia de Proteção e Análise de Impacto no Sistema Elétrico

NT 07 05 008

SUMÁRIO

CONTEÚDO		PG.
1.	OBJETIVO	03
2.	ÂMBITO	03
3.	DEFINIÇÕES	03
4.	NORMAS E LEGISLAÇÃO APLICÁVEIS E DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	03
5.	INSTRUÇÕES GERAIS	04
6.	PROCEDIMENTOS	06
7.	CALCULOS GERAIS	07
8.	CALCULOS DOS PARAMETROS DE PROTEÇÃO	10
9.	DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE (TC'S)	13
10.	RESULTADO DA AVALIAÇÃO PELO DMED	15
11.	AISE – ANÁLISE DE IMPACTO NO SISTEMA ELÉTRICO	16
12.	TABELAS	20
13.	ANEXOS	22

NT 07 05 008 - METODOLOGIA DE PROTEÇÃO E AISE

Elaboração:

Anderson Muniz
Paulo Afonso Figueiredo Junior
Vinicius Verola

Revisão:

Anderson Muniz

Aprovação:

Alexandre Afonso Postal
Diretor Técnico

Luís Carlos dos Santos
Diretor Administrativo Financeiro

João Deon Pereira
Diretor Superintendente

Vigência: Março de 2014

1. OBJETIVO

Esta normatização técnica - NT tem a finalidade de estabelecer a filosofia, os critérios e as diretrizes para elaboração de estudos de proteção em subestações primárias das unidades consumidoras instaladas nas redes urbanas e rurais de distribuição de energia elétrica do DMED e também:

Análise de impacto no sistema elétrico de cargas potencialmente perturbadoras ou sensíveis a distúrbios na rede.

Atender à determinação das Resoluções Normativas ANEEL e normatização ABNT que estabelecem regras para a conexão de unidades consumidoras ao sistema elétrico da DMED.

Esta norma está disponível no site do DMED pelo endereço eletrônico:

<http://www.dmedsa.com.br/normastecnicas.php>

OBS.: Os casos não abordados nesta norma deverão ser tratados diretamente com a engenharia da DMED.

A presente norma passa a vigorar a partir de sua aprovação e, portanto, terá obrigatoriedade de aplicação nas novas instalações ou ampliações e/ou reforma das subestações existentes.

2. AMBITO

Aplicam-se as unidades consumidoras atendidas pela DME Distribuição S.A. com tensão de fornecimento na média tensão (cujo valor eficaz entre fases é superior a 1 kV e inferior a 69 kV).

Nesta norma será abrangido todas as unidades consumidoras com potência instalada acima de 300 kVA excetuando-se as unidades consumidoras que utilizem geração própria, que neste caso além do cumprimento integral desta norma deverá também atender a norma DMED – NT 07 05 014 Geração Própria

3. DEFINIÇÕES

3.1. AISE – Análise de Impacto no Sistema Elétrico.

3.2. DMED – DME Distribuição S.A.

3.3. ART – Anotação de Responsabilidade Técnica

Documento a ser apresentado pelo profissional habilitado pelo CREA (Conselho Regional de Engenharia e Agronomia) que comprove a sua responsabilidade pelo projeto e/ou execução da obra

3.4. I50F – Função de sobre corrente instantâneo de fase (função 50)

3.5. I50N – Função de sobre corrente instantâneo de neutro (função 50N)

3.6. I51F – Função de sobre corrente temporizado de fase (função 51)

3.7. I51N – Função de sobre corrente temporizado de neutro (função 51N)

3.8. I51GS – Função de sobre corrente temporizado de neutro sensível (função 51GS)

Com ajustes de curvas que atendam às normas IEC pertinentes e ajustes das correntes de disparo, preferencialmente, com gravação de todos os eventos em memória não volátil, que deverá atuar quando ocorrer faltas internas na unidade consumidora.

4. NORMAS E LEGISLAÇÃO APLICÁVEIS E DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- 4.1. NBR14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.
- 4.2. ABNT NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti ilhamento de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica.
- 4.3. Resolução Normativa ANEEL No 517/2012.
- 4.4. Resolução Normativa ANEEL Nº 482/2012.
- 4.5. Resolução Normativa ANEEL Nº 414/2010;
- 4.6. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Resolução Normativa ANEEL Nº 395/2009

5. INSTRUÇÕES GERAIS

- 5.1. A proteção geral de média tensão deve ser realizada por meio de disjuntor nos seguintes tipos de instalações:
 - 5.1.1. Subestação unitária com capacidade instalada maior que 300 KVA independente do número de transformadores;
 - 5.1.2. Subestação abrigada com mais de uma unidade transformadora, independente da capacidade instalada;
- 5.2. O disjuntor geral deve ser acionado através de relés de proteção secundários com as funções I50F e I51F nas 3 fases, I50N/I51N (neutro), I51GS (neutro sensível) se exigido pelo DMED após estudos do projeto em análise;
- 5.3. A proteção de fase e neutro deve ter elemento temporizado (I51) com a curva característica tempo x corrente tipo muito inversa (MI) ou extremamente inverso (EI), a proteção I51GS deve ser do tipo tempo definido se exigido pelo DMED após estudos do projeto em análise;
- 5.4. Não é obrigatório utilizar as funções Idef (corrente definida) e Tdef (tempo definido) para fase, ficando a critério do projetista a utilização ou não destes parâmetros. No entanto, caso estes parâmetros sejam utilizados, o projetista deverá justificar, por escrito, na memória de cálculo para ajuste de proteção secundária, os motivos da utilização destes parâmetros.
- 5.5. Os ajustes de dial de tempo e de corrente de partida do relé devem ser os mínimos possíveis, de forma a atender adequadamente às necessidades da instalação consumidora e, ao mesmo tempo, prover uma proteção eficaz e eficiente quando da ocorrência de distúrbios de correntes de curto circuito e sobrecarga.
- 5.6. Os ajustes dos relés de sobre corrente de fase devem satisfazer os seguintes requisitos:
 - 5.6.1. Atuar em valores (correntes e tempos) inferiores aos admissíveis na curva de carregamento máximo de curta duração do transformador, quando o consumidor possuir apenas um transformador;
 - 5.6.2. O elemento temporizado (I51F) deve ser sensível às menores correntes de defeito entre fases no trecho sob sua supervisão e, se possível, às correntes de defeito no lado de baixa tensão, refletidas no lado de alta tensão;
 - 5.6.3. As unidades temporizadas de fase (I51F) devem ter correntes de partida no máximo iguais a 80% dos respectivos valores das proteções dos equipamentos à montante, e seus tempos de atuação devem ser pelo menos 0,3 segundos mais rápidos;
 - 5.6.4. O elemento instantâneo (I50F) deve ser sensível às menores correntes de curto circuito entre fases, ter ajuste no máximo igual a 80% dos respectivos valores das proteções dos equipamentos à montante e permitir a livre circulação da corrente transitória de magnetização;

- 5.6.5.** Os tempos de atuação da função I51F devem ser pelo menos 0,2 segundos mais rápidos que a curva do elo fusível proposto para a chave de proteção do ponto de entrega da DMED, quando aplicável.
- 5.7.** Os ajustes dos relés de sobre corrente de neutro devem satisfazer os seguintes requisitos:
- 5.7.1.** O elemento temporizado (I51N) deve ser sensível às menores correntes de defeito entre fase e terra sob sua supervisão e ter ajuste mínimo de 33% do relé de fase;
- 5.7.2.** O neutro convencional (I51N) deve ter corrente de partida no máximo igual a 80% dos respectivos valores das proteções dos equipamentos à montante, e seu tempo de atuação deve ser pelo menos 0,3 segundos mais rápido.
- 5.7.3.** O elemento temporizado tipo tempo definido (I51GS), deve ter o ajuste de corrente de partida referida no primário de 3 a 10 A, limitado a 80% da proteção I51GS à montante, e ajuste de tempo 0,05 a 1 segundo, sendo que deve ser pelo menos 0,3 segundos mais rápido neste caso se exigido pelo DMED após estudos do projeto em análise;
- 5.7.4.** O elemento instantâneo (I50N) deve ser sensível às menores correntes de curto circuito entre fase e terra possíveis e ter ajuste no máximo em 80% dos respectivos valores das proteções dos equipamentos a montante e ter ajuste mínimo de 33% do relé de fase;
- 5.8.** Os TC's de proteção em que são ligados os relés devem ser sempre do tipo a seco, instalados a montante do disjuntor. Estes TC's devem ser convenientemente dimensionados de acordo com a demanda, níveis de curto-circuito e carga ligada ao secundário (condutores e relés) e com secundários específicos para proteção, não serão aceitos sistemas de proteção utilizando TC's com secundários de medição.
- 5.9.** Quando houver mais de um transformador nas instalações, deverá ser prevista a proteção individual dos mesmos, podendo ser através de disjuntor ou chave seccionadora tripolar com fusíveis tipo HH.
- 5.10.** Os TP's utilizados para as proteções de tensão devem garantir a devida qualidade dos seus sinais.
- 5.11.** Antes do disjuntor deve ser instalado um seccionador tripolar, de operação manual, com ação simultânea, dotada de alavanca de manobra, preferencialmente com chave fim de curso atuando no relé de proteção.
- 5.12.** Para alimentação do(s) relé(s) de proteção, devem ser previstas fontes auxiliares, com autonomia mínima de duas horas, a fim de garantir a sinalização do evento que provocou a atuação. Estas fontes podem ser:
- 5.12.1.** Banco de baterias e seu carregador, alimentado pelo transformador auxiliar;
- 5.12.2.** Nobreak, alimentado pelo transformador auxiliar.
- 5.13.** Para alimentação do(s) relé(s) de proteção, além das fontes citadas no item anterior, deve ser prevista fonte capacitiva, adequadamente dimensionada, para o correto funcionamento do relé no momento da falta;
- 5.14.** Para alimentação da bobina de abertura do disjuntor geral de MT devem ser previstas fontes auxiliares, adequadamente dimensionadas visando garantir sua atuação. Estas fontes podem ser:
- 5.14.1.** Banco de baterias e seu carregador, alimentado pelo TP auxiliar;
- 5.14.2.** Fonte capacitiva (trip capacitivo).
- 5.15.** Não é permitida a utilização dos transformadores destinados à medição de energia de responsabilidade do DMED para acionamento dos dispositivos de proteção ou para outros fins;
- 5.16.** O TP auxiliar devere ser instalado antes do disjuntor geral e chave seccionadora, e deve ser protegido por fusíveis individuais de uso específicos para este caso, com corrente de 0,5 a 1,0 A
- 5.16.1.** Este TP poderá ser utilizado como fonte da iluminação de emergência da subestação desde que sua potencia seja compatível com a carga instalada.
- 5.17.** Não é permitida a utilização de proteção de subtensão (bobina de mínima tensão) ou falta de fase com operação instantânea atuando no disjuntor geral da instalação.
- 5.17.1.** O DMED recomenda que esta proteção seja feita no circuito secundário (lado da baixa tensão) junto aos motores elétricos ou outras cargas sensíveis.

- 5.18.** No lado de baixa tensão do transformador deve ser prevista proteção geral e individual para cada circuito. Estas proteções devem garantir a estabilidade e confiabilidade da proteção para casos de manobras, sobrecarga e curto-circuito, observados às exigências das normas ABNT NBR 5410;
- 5.19.** No caso da proteção no lado de média tensão utilizando fusíveis, a proteção geral de baixa tensão deve ser através do disjuntor tripolar instalado o mais próximo possível do transformador, após a medição;
- 5.20.** A proteção na baixa tensão não será objeto de análise e aprovação do DMED, ficando esta responsabilidade totalmente pela unidade consumidora.

6. PROCEDIMENTOS

No exemplo abaixo é apresentado os requisitos mínimos exigidos nos projetos de proteção.

6.1. Carta de Apresentação

6.1.1. Identificação do projeto

- Nome.
- Endereço.
- Atividade.
- ART.

6.1.2. Identificação do Projetista;

- Nome
- CREA
- Empresa
- Endereço
- Telefone
- Fax:
- Etc.

6.1.3. Identificação do Proprietário/Responsável (pela Unidade Consumidora);

- Pessoa Jurídica: CNPJ:
- Pessoa Física: RG e CPF.
- Endereço:
- Telefone:
- Etc.

6.1.4. Dados Gerais;

- Data prevista para ligação.
- Número do projeto já aprovado (se for alteração)
- Número do protocolo anterior (se for reanálise)

6.2. Memorial Descritivo

6.2.1. Onde devem constar as características principais do projeto e outros dados necessários à sua compreensão.

6.2.2. Dados e características de todos os equipamentos pertencentes ao projeto.

6.3. Planta de Situação

Desenho contendo os dados referentes à localização da linha ou da rede de distribuição de energia da DMED e das derivações projetadas que permitem a localização da instalação.

6.4. Planta de Implantação

Desenho apresentando a localização do terreno e do edifício em relação à via pública e à rede de distribuição da DMED, a localização da subestação dentro do terreno e a indicação do acesso à subestação e aos equipamentos no seu interior.

6.5. Diagramas Unifilares

Diagramas onde devem constar as características principais dos equipamentos previstos no projeto, além do dimensionamento dos condutores e eletrodutos de cada um dos ramais indicados.

6.6. Diagramas Funcionais

Diagramas onde devem constar os esquemas de funcionamento, sinalização e alarme do sistema de proteção previsto no projeto.

6.7. Regime de trabalho:

O regime de trabalho da unidade consumidora tem por finalidade analisar o impacto da carga no sistema elétrico, por exemplo, se estará operando no horário de ponta (período de maior carregamento), se trabalha em final de semana (dificuldades para programação de desligamento).

6.8. Documentos complementares

6.8.1. Manual dos relés de proteção.

6.8.2. Relatório de ensaio dos equipamentos de proteção, quando solicitado.

6.8.3. Descrição dos equipamentos de segurança.

6.9. Dados fornecidos pelo DMED.

6.9.1. O DMED deverá fornecer um número de identificação (chave ou transformador identificando o consumidor ou equipamento próximo, o que permitirá localizar a unidade consumidora em estudo no contexto do sistema elétrico).

6.9.2. Principais equipamentos das instalações (tipo – potência nominal – tensão nominal).

6.9.3. Os valores de Curto Circuito no ponto de entrega conforme o exemplo na tabela 2 item 12 desta Norma.

6.9.4. Ajustes das proteções na rede de distribuição a montante da Unidade consumidora DMED.

Obs. Estes dados devem ser solicitados ao DMED.

6.10. Características dos transformadores:

6.10.1. Deverá ser apresentada uma tabela com os dados de todos os transformadores instalados, com as informações indicadas conforme o exemplo na tabela 1 item 12 desta Norma:

6.10.2. Demanda prevista: demanda em KW – declarada (quando ainda não existe contrato de demanda) e/ou contratada pela unidade consumidora.

6.11. Características dos Relés de proteção

- Fabricante;
- Modelo;
- Funções de proteção existentes.

7. CALCULOS GERAIS

7.1. Dados da unidade consumidora utilizados neste exemplo.

- 02 transformadores de 500 kVA a óleo.

- 01 transformador de 1000 kVA a seco.
- 01 transformador de 1500 kVA a seco.
- Demanda contratada: 900 kW.
- Tensão de fornecimento: 13,8 kV.
- Fator de Potencia referencia: 0,92
- Com utilização de 20 m de cabo 2,5 mm² entre Transformador de corrente e relé.

7.2. Cálculo da Corrente Transitória de Magnetização - ITM

7.2.1. A corrente transitória de magnetização ocorre quando da energização dos transformadores de uma instalação.

7.2.2. Caso não haja disponibilidade de valores de teste do transformador, é usual adotar um valor de 8 (oito) vezes a corrente nominal para transformador isolado a óleo e 14 (quatorze) vezes para transformador isolado a seco no tempo de 0,1 segundos.

7.2.3. Para nosso exemplo a seguir, utilizaremos uma unidade consumidora com os seguintes dados abaixo:

7.2.3.1. Método de cálculo da Itm (total).

Exemplo de cálculo da corrente transitória de magnetização (Itm) Total, com base na potencia instalada.

Para os transformadores isolados com óleo:

$$P_{\text{TOTAL ÓLEO}} = 1000 \text{ kVA.}$$

$$Itm = \left[\frac{\Sigma kVA}{\sqrt{3} * kV} \right] * 8$$

$$Itm = \left[\frac{1000}{\sqrt{3} * 13,8} \right] * 8$$

$$Itm = 334,69 \text{ A}$$

Para os transformadores isolados a seco.

$$P_{\text{TOTAL SECO}} = 2500 \text{ kVA.}$$

$$Itm = \left[\frac{\Sigma kVA}{\sqrt{3} * kV} \right] * 14$$

$$Itm = \left[\frac{2500}{\sqrt{3} * 13,8} \right] * 14$$

$$Itm = 1464,29 \text{ A}$$

Exemplo de cálculo da Itm total (transformador seco + óleo) para (2 * 500KVA) + (1 * 1000KVA) + (1 * 1500KVA),

$$P_{\text{TOTAL}} = 3500 \text{ kVA.}$$

$$I_{tm\ total} = I_{tm\ \acute{o}leo} + I_{tm\ seco}$$

$$I_{tm\ total} = 334,69 + 1464,29$$

$$I_{tm\ total} = 1798,98\ A$$

7.2.3.2. Método de cálculo da I_{tm} (real)

Exemplo de cálculo da corrente transitória de magnetização (I_{tm}) REAL, com base nos níveis de corrente de curto-circuito - I_{cc} conforme tabela 2 item 12 desta Norma, sendo que o valor de I_{cc} a ser utilizado será o trifásico simétrico em alguns casos que serão informados pelo DMED caso a Unidade Consumidora se localize muito próximas as subestações do DMED poderá ser utilizada a I_{cc} trifásica assimétrica.

A impedância da fonte é dada por (Z_s):

$$Z_s = \frac{\left(\frac{V_{ff}}{\sqrt{3}}\right)}{I_{cc}}$$

$$Z_s = \frac{13800}{\frac{\sqrt{3}}{1975}}$$

$$Z_s = 4,0341\ \Omega$$

A impedância equivalente da I_{tm} é dada por (Z_{itm}):

$$Z_{itm} = \frac{\frac{V_{ff}}{\sqrt{3}}}{\Sigma I_{tm\ total}}$$

$$Z_{itm} = \frac{13800}{\frac{\sqrt{3}}{1798,98}}$$

$$Z_{itm} = 4,4288\ \Omega$$

Assim, a impedância total será:

$$Z_{total} = Z_s + Z_{itm}$$

$$Z_{total} = 4,0341 + 4,4288$$

$$Z_{total} = 8,4629\ \Omega$$

Analogamente,

$$I_{tm \text{ real}} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} Z_{total}}$$

$$I_{tm \text{ real}} = \frac{13800}{\sqrt{3} 8,4629}$$

$$I_{tm \text{ real}} = 941,45 \text{ A}$$

7.2.3.3. Critérios para utilização da ITM real ou total.

Os critérios abaixo deverão ser obedecidos simultaneamente:

- O valor calculado da I_{tm} há ser utilizado acrescido de 20%, não deverá ultrapassar o limite de 80 % da I_{50F} da proteção a montante conforme a tabela 3 item 12 desta Norma fornecidos pelo DMED, ou seja, o valor calculado deverá ser menor ou igual a 2560 A, que equivale a 80% do limite da tabela 3;
- O valor de I_{tm} calculado não deverá ultrapassar 80% do nível de curto-circuito trifásico simétrico, conforme tabela 2 item 12 desta Norma, ou seja, o valor deverá ser menor ou igual a 1580 A.

Portanto, obedecendo aos critérios acima, para este exemplo será adotado o valor de I_{tm} (real) que corresponde a 941,45 A e atende aos critérios para utilização da I_{tm} .

7.3. Cálculo da Corrente de Carga

O cálculo da corrente de carga será com base na demanda contratada de 900 KW:

$$I_{carga} = \frac{kW}{kV \text{ nominal} * \sqrt{3} * FP}$$

$$I_{carga} = \frac{900}{13,8 * \sqrt{3} * 0,92}$$

$$I_{carga} = 40,93A$$

8. CÁLCULOS DOS PARAMETROS DE PROTEÇÃO

Estes parâmetros serão programados nos reles utilizados.

8.1. Ajuste da proteção I51F.

Os ajustes de proteção serão definidos baseados na corrente de carga calculada pela demanda contratada ou declarada (kW) acrescido de 20%:

$$I 51F = I_{\text{carga}} + 20\%$$

$$I 51F = 40,93 + 20\%$$

$$I 51F = 49,11A$$

8.2. Ajuste da proteção I51N.

O ajuste I51N será 33% do valor calculado I51F, ou seja:

$$I 51N = I 51F * 0,33$$

$$I 51N = 49,11 * 0,33$$

$$I 51N = 16,20 A$$

8.3. Ajuste da proteção I50F

$$I 50F = I_{\text{tm real}} (\text{adotada}) + 20\%$$

$$I 50F = 941,45 + 20\%$$

$$I 50F = 1129,73 A$$

8.4. Ajuste da proteção I50N.

O I50N de neutro será 33% do valor calculado da I50F

$$I 50N = I 50F * 0,33$$

$$I 50N = 1129,73 * 0,33$$

$$I 51N = 372,81 A$$

8.5. Ajuste da proteção I51GS

8.5.1. O ajuste de neutro sensível será obrigatório caso exista esta função habilitada a montante do ponto de entrega da unidade consumidora isto será informado pelo DMED quando da solicitação dos dados conforme tabela 3 item 12 desta norma.

8.5.2. O elemento temporizado tipo tempo definido I51GS deve ter o ajuste de corrente de partida referida no primário de 3 a 10 A, limitando-se aos 80% da proteção 51GS conforme tabela 3 item 12 desta Norma, e o ajuste de tempo de 0,05 a 1, sendo que deve ser pelo menos 0,3 s, mais rápida que a curva montante informada pelo DMED. No nosso exemplo foi utilizado uma corrente de partida de 9 A, em um tempo de 1 s.

8.6. Definição do Ponto ANSI

8.6.1. O ponto ANSI determina a suportabilidade dinâmica do transformador, portanto a proteção geral de fase das instalações deve estar abaixo desse valor. Quando não for possível, o que normalmente ocorre para transformadores de baixa potencia estes transformadores deverão ser protegidos individualmente por fusível.

- 8.6.2.** O cálculo do ponto ANSI poderá ser obtido seguindo os parâmetros conforme tabela 4 item 12 desta Norma.
- 8.6.3.** A impedância (Z%) do transformador é o valor informado na placa resultado do ensaio realizado, quando esta impedância não é informada, os valores utilizados de impedância devem ser conforme tabela 5 item 12 desta Norma:
- 8.6.4.** Exemplo de cálculo do ponto ANSI para um transformador de 500 kVA, para uma impedância de 4Ω. Consultando a tabela 4 item 12 desta Norma encontra-se o fator de multiplicação e o tempo máximo de duração:

$$25 * I_n = 25 * 20,92 = 522,96 A \text{ em } 2s$$

- 8.6.5.** Exemplo de cálculo do ponto ANSI para um transformador de 1000 kVA, para uma impedância de 5Ω. Consultando a tabela 4 item 12 desta Norma encontra-se o fator de multiplicação e o tempo máximo de duração:

$$20 * I_n = 20 * 41,83 = 836,74 A \text{ em } 3s$$

- 8.6.6.** Exemplo de cálculo do ponto ANSI para um transformador de 1500 kVA, para uma impedância de 6Ω. Consultando a tabela 4 item 12 desta Norma encontra-se o fator de multiplicação e o tempo máximo de duração:

$$16,6 * I_n = 16,6 * 62,75 = 1041,74 A$$

8.7. Ponto NANSI

- 8.7.1.** O ponto ANSI determina a suportabilidade dinâmica do transformador, portanto a proteção geral de neutro das instalações deve estar abaixo desse valor. Quando não for possível, o que normalmente ocorre para transformadores de baixa potencia estes transformadores deverão ser protegidos individualmente por fusível.
- 8.7.2.** O multiplicador adotado será de 55 % do valor calculado do ponto ANSI

$$0,55 * ANSI = NANSI$$

- 8.7.3.** Exemplos de cálculo do ponto NANSI para um transformador de 500 KVA:

$$0,55 * 523,58 = 287,62 A$$

- 8.7.4.** Exemplos de cálculo do ponto ANSI para um transformador de 1000 KVA:

$$0,55 * 837,8 = 460,20 A$$

- 8.7.5.** Exemplos de cálculo do ponto ANSI para um transformador de 1500 KVA:

$$0,55 * 1042,97 = 572,95 A$$

8.8. Resumo das proteções do relé

Todos os parâmetros que serão programados nos reles deste exemplo estão resumidos conforme tabela 7 item 12 desta Norma.

8.9. Coordenograma

8.9.1. Deverá ser elaborado coordenograma, onde serão plotados em gráfico com escala logarítmica conforme modelo em ANEXOS item 13 desta Norma.

8.9.2. Neste coordenograma deverão conter:

8.9.2.1. Os resultados obtidos da curva adotada de fase e neutro com as funções I50F, I51F, I50N, I51N e I51GS (caso necessário).

8.9.2.2. A curva com os valores informados das proteções a montante pelo DMED.

8.9.2.3. Os pontos ANSI e NANSI calculados de todos os transformadores.

8.9.2.4. Os valores de curto circuito conforme tabela 2 item 12 desta Norma.

9. DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE (TC'S)

9.1. Cálculo para dimensionamento dos TC's de proteção

Os TC's devem reproduzir no secundário a corrente do circuito primário, uma vez que o núcleo do TC é feito de material saturável, quando o mesmo atinge a região de saturação a corrente secundária não mais terá a forma senoidal e não mais reproduzirá fielmente a corrente primária, quando isso ocorre, diz-se que o TC saturou. A saturação pode ocorrer por excesso de impedância conectada no secundário ou por elevadas correntes de falta atendendo as condições abaixo.

9.1.1. Quanto ao regime permanente:

9.1.1.1. A corrente nominal primária do TC deverá atender a corrente de carga prevista de 40,93 A (demanda de 900 kW) e a nominal referente ao total da potência instalada em transformador, no caso do exemplo de 146,43 A (3500 kVA).

9.1.1.2. Devemos considerar que a unidade consumidora pode sofrer aumento de demanda, então especificando pela corrente nominal referente a potencia instalada em transformador, estaremos capacitando a instalação a utilizar toda sua capacidade sem necessidade de troca dos TCs.

9.1.1.3. Obviamente, haverá casos que a especificação do TC pela potência instalada fica inviável quando, por exemplo, resulta em um TC muito alto, o que virá a prejudicar os ajustes de proteção.

9.1.2. Quanto à condição de saturação:

9.1.2.1. É necessário dimensionar a corrente nominal primária do TC para suportar a I_{cc} do ponto de entrega fornecido pelo DMED conforme a tabela 2 item 12 desta Norma dividido por 20, dessa forma, um dos parâmetros a ser observado, é a suportabilidade para os níveis de curto circuito no ponto de sua instalação.

9.1.2.2. Para dimensionar o primário de um TC de proteção, utilizamos o seguinte cálculo:

$$I_{\text{NOMINAL PRIMÁRIA DO TC}} = \frac{I_{cc \text{ máximo}}}{20}$$

No exemplo:

$$I_{\text{NOMINAL PRIMÁRIA DO TC}} = \frac{1975}{20} = 98,75 \text{ A}$$

9.1.2.3. Nesse nosso exemplo, temos os seguintes limitantes para dimensionamento do TC:

- Limite por $I_{CC} = 98,75 \text{ A}$;
- Corrente de carga pela potência instalada: $146,43 \text{ A}$;
- Corrente de carga pela demanda: $40,93 \text{ A}$;
- Para atender satisfatoriamente todas as condições acima, devemos escolher um TC de 150/5A.

9.1.3. Quanto à exatidão:

9.1.3.1. O limite de saturação do TC ocorre quando o valor determinado pela equação abaixo excede o valor da tensão máxima secundária.

$$V_s = Z_s * I_s$$

Onde:

$$V_s = \text{Tensão de saturação [V]}$$

$$Z_s = Z_{TC} + Z_{fiação} + Z_{relés}$$

9.1.3.2. A impedância do TC pode ser obtida com o fabricante. Na falta desta informação pode se obter através da formula abaixo:

$$Z_{TC} = 0,00234 * R_{TC} + 0,02$$

9.1.3.3. No nosso exemplo, para um TC = 150/5 onde a relação de transformação de corrente é $R_{TC}=30$.

$$Z_{TC} = 0,00234 * 30 + 0,0262$$

$$Z_{TC} = 0,0964\Omega$$

9.1.3.4. O valor da impedância dos condutores do relé para o disjuntor pode ser obtido da tabela 6 item 12 desta Norma ($Z_{fiação}$).

9.1.3.5. No nosso exemplo serão adotados 20 metros de cabo $2,5 \text{ mm}^2$, então teremos:

$$Z_{fiação} = \text{distância(km)} * R_{cabo}(\Omega)$$

$$Z_{fiação} = 0,02 * 7,56$$

$$Z_{fiação} = 0,15\Omega$$

9.1.3.6. O valor da impedância do relé foi obtido no catalogo do fabricante, no nosso exemplo conforme dados abaixo:

$$Z_{relé} = Z_{relé \text{ fase}}(\text{m}\Omega) + Z_{relé \text{ neutro}}(\text{m}\Omega)$$

$$Z_{relé} = 7 (\text{m}\Omega) + 7 (\text{m}\Omega)$$

$$Z_{relé} = 0,014 (\Omega)$$

9.1.3.7. Cálculo da impedância do sistema (Z_s):

$$Z_s = Z_{TC} (\Omega) + Z_{fiação} (\Omega) + Z_{relés} (\Omega)$$

$$Z_s = 0,0964 + 0,1512 + 0,014$$

$$Z_s = 0,2616\Omega$$

9.1.3.8. Cálculo da corrente de curto secundária (I_s):

Por uma questão de segurança, estaremos adotando para o cálculo de exatidão da saturação do TC, I_{cc} mínimo de 10 kA para valores, ou o valor nominal informado pelo DMED no ponto de entrega para I_{cc} superiores a 10 kA.

$$I_s = \frac{I_{cc}}{R_{TC}}$$

$$I_s = \frac{10000}{30}$$

$$I_s = 333,33A$$

9.1.3.9. Cálculo do limite de saturação do TC (V_s):

$$V_s = Z_s * I_s$$

$$V_s = 0,2616 * 333,33$$

$$V_s = 87,2V$$

9.1.3.10. Portanto, para esse nosso exemplo, o TC deverá ser de:

10B100

- O número 10 representa o erro máximo em %;
- A letra B significa que o TC é de baixa impedância;
- O número 100 significa que o TC consegue entregar até 100 V para a carga.

10. RESULTADO DA AVALIAÇÃO PELO DMED.

- 10.1.** A DMED tem o prazo máximo de 30 (trinta) dias para informar ao interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação, com eventuais ressalvas e, quando for o caso, os respectivos motivos de reprovação e as providências corretivas necessárias;
- 10.2.** Em caso de reprova do projeto, o interessado pode solicitar nova análise, observado o prazo estabelecido, exceto quando ficar caracterizado que a DMED não tenha informado previamente os motivos de reprovação existentes na análise anterior, sendo que, neste caso, o prazo de reanálise é de 10 (dez) dias;

11. AISE – ANÁLISE DE IMPACTO NO SISTEMA ELÉTRICO

Quando solicitado e/ou detectado pelo DMED quando da presença de cargas potencialmente perturbadores ou sensíveis a distúrbios na rede será exigida a AISE e também quando a unidade consumidora com projeto aprovado no DMED e necessite instalar equipamentos potencialmente perturbadores ou sensíveis a distúrbios na rede será exigida a AISE com os dados abaixo:

11.1. Informações do Ponto de Entrega

- Identificação do Cliente:
- Alimentador.
- Tensão contratada de Fornecimento:

11.2. Correntes de curto circuito

- Conforme tabela 2 item 12 desta Norma

11.3. Impedâncias

- Sequencia positiva:
- Sequencia zero:

11.4. Motivo da análise.

- Ligação de nova unidade consumidora com carga potencialmente perturbadora.
- Solicitado pelo DMED
- Inserção de nova carga potencialmente perturbadora

11.5. Diagrama Unifilar

- Diagrama unifilar do circuito elétrico que contemple a carga em análise.

11.6. Relação de todas as cargas perturbadoras com as seguintes características:

- Descrição do tipo da carga.
- Potencia (kW)
- Regime de trabalho (horas/dias) e/ou (dias/semana).
- Carga Existente/Futura
- Linear/Não Linear
- Tensão Nominal (V)
- Potencia Ativa (kW)
- Fator de Potencia (%)
- Potencia Aparente (kVA)

11.7. Relação de todos os transformadores envolvidos com as seguintes características:

- Quantidade
- Potencia (kVA)
- Impedância
- Tensão Primária
- Tensão secundária
- Tipo de isolamento
- Tipo de ligação
- Tipo de Aterramento

11.8. Relação das Cargas Potencialmente Perturbadoras

11.8.1. Motores de corrente alternada:

Relacionar todos os motores com potência acima de 100 CV, em ordem decrescente de potência, indicando características dos dispositivos de partida e tensão nominal.

Obs.: Para motores de potência inferior a 100 CV totalizar a potência instalada.

11.8.2. Motores de corrente contínua ou com inversores de frequência:

Relacionar todos os motores com potência acima de 100 CV, em ordem decrescente de potência, especificando tipo e potência dos retificadores e/ou inversores.

Obs.: Para motores de potência inferior a 100 CV totalizar a potência instalada.

11.8.3. Motores de potência superior a 200 CV:

Descrever as características das cargas acopladas e o regime de funcionamento (número de partidas por unidade de tempo).

11.8.4. Fornos a arco ou de redução:

Potência, tipo de ligação (trifásica ou bifásica) de cada unidade e dispositivo corretivo acoplado.

11.8.5. Fornos de indução:

Enumerar quantidade, potência de cada unidade, tipo e potência do respectivo retificador e dispositivo corretivo acoplado.

11.8.6. Máquinas de Solda:

Características, potência, tipo de ligação (trifásica ou bifásica) de cada unidade.

11.8.7. Cargas que utilizam retificadores ou inversores:

Relacionar tipo e potência de cada unidade.

11.8.8. Raio X:

Relacionar todos os equipamentos indicando capacidade, tipo e regime de funcionamento (número de disparos por unidade de tempo).

11.8.9. Cargas sensíveis a perturbações da rede elétrica:

Informar a potência e nível de suportabilidade de cada carga à perturbação.

11.9. Simulações

11.9.1. Se solicitado pelo DMED e/ou constatado no AISE que as cargas potencialmente perturbadores ou sensíveis a distúrbios na rede ocasionam eventos nos quais excedam os limites previstos no PRODIST modulo 8, seção 8.1 – Qualidade do Produto, deverá ser realizada simulações com possíveis soluções de correção com resumo das necessidades de compensações, filtros para componentes harmônicas, e outras medidas necessárias para adequar os níveis de perturbações no ponto de entrega da unidade consumidora

- 11.9.2. Sendo que nestas simulações deverão conter a situação atual e outra com as melhorias propostas.
- 11.9.3. Para as simulações deverão ser utilizados softwares específicos para estes estudos para garantir precisão nos resultados, como, por exemplo, PTW, DIGISIG, ATP, etc.
- 11.9.4. Quando houver mais de uma configuração futura, refazer as simulações para cada nova configuração, considerando a condição anterior como sendo a atual.

11.10. Conclusão da AISE

Após análise e aprovação pelo DMED dos estudos da AISE deverá ser assinada pela unidade consumidora e responsável técnico o termo conforme item 11.10.1 sendo que se existir a inclusão de novas cargas potencialmente perturbadores ou sensíveis a distúrbios na rede o estudo deverá ser novamente realizado.

- 11.10.1. Termo de Responsabilidade Técnica (AISE):

TERMO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA (AISE)

O consumidor _____
CPF _____ e/ou CNPJ _____, representado pelo
Engenheiro _____,
registrado no CREA _____ sob o n. ° _____, declara ser
responsável pelas cargas potencialmente perturbadoras ou sensíveis a distúrbios na
rede instalada na unidade consumidora nº _____, localizada à
_____, no que se refere às condições
reais de operação da unidade consumidora, as quais foram integralmente utilizadas nas
simulações para analisar os níveis de perturbações esperados. Declara também, que os
resultados estão adequados aos limites de referência estabelecidos, ou que, no caso
destes limites terem sido superados, todas as medidas corretivas necessárias foram
recomendadas ao acessante.

Poços de Caldas, ____ de _____ de 20 ____.

Responsável pela Unidade Consumidora

Nome

Assinatura

Responsável Técnico

Nome

Assinatura

12. TABELAS

Tabela 1 – Características do transformador

Quantidade	2	1	1
Potência nominal	500 kVA	1000 kVA	1500 kVA
Meio isolante	Óleo	Seco	Seco
Impedância	4,0%	5,0%	6,0%
Tipo de ligação	DYn1	DYn1	DYn1
Corrente nominal	20,91 A	41,83 A	62,75 A

Tabela 2 – Correntes de curto – circuito

Curto-Circuito	Simétrica (A)
Trifásico	1975 A
Fase-fase	1710 A
Fase-terra	942 A
Fase-terra mínimo	209

Tabela 3 – Ajustes das proteções da DMED

Função		FASE	NEUTRO	GS
51	Curva	NI	NI	TD
	I Ajuste Primário (A)	400	96	12
	Dial (s)	0,2	0,15	3
50	I Ajuste Primário (A)	3200	960	---
	Time Level (s)	0	0	---

Nota: deve ser proposto o elo para uma chave fusível no ponto de entrega

Tabela 4 – Parâmetros para cálculo do ponto ANSI

Z% transformador	Ponto ANSI (A)	Tempo máximo de duração (s)
4	25 x In	2
5	20 x In	3
6	16,6 x In	4
7	14,3 x In	5

Tabela 5 – Impedância do transformador pela potência

Faixa de Potência (Kva)	Z%
112,5 < kVA < 150	3,0
150 < kVA < 350	3,5
350 < kVA < 630	4,0
630 < kVA < 1250	5,0
1250 < kVA < 3150	6,0
3150 < kVA < 6300	7,0
6300 < kVA < 12500	8,0
12500 < kVA < 25000	10,0
25000 < kVA < 200000	12,0

Tabela 6 – Impedância do cabo por m2

Impedância dos cabos aplicados ao secundário dos TC's (70°C)	
Seção nominal (mm ²)	R máx. a 20°C (/km)
2,5	7,56
4	4,7
6	3,11

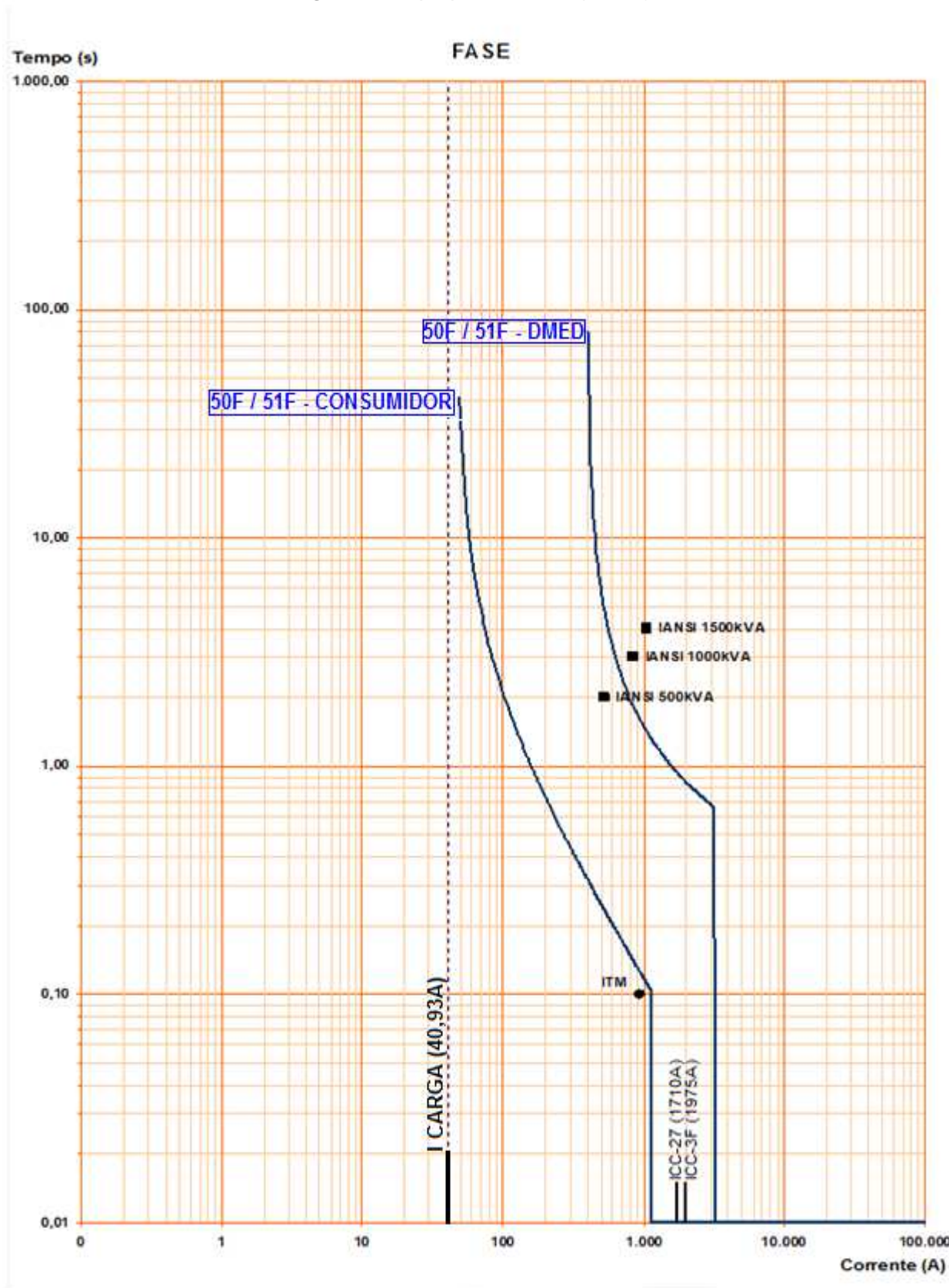
Tabela 7 – Ajuste de proteção propostos

QUADRO RESUMO DOS AJUSTES PROPOSTOS				
Marca	Relé Pextron			
Modelo	URP 1439T			
TC	150/5 A			
RTC	30			
Função		FASE	NEUTRO	GS
51	Curva	MI	EI	TD
	I ajuste primário	49,11 A	16,20 A	9 A
	Dial	0,17	0,7	1 s
50	I ajuste primário	1129,73A	372,81A	----

13. ANEXOS

13.1. Coordenogramas

13.1.1. Coordenograma tempo por corrente (FASE)



13.1.2. Coordenograma tempo por corrente (NEUTRO)

