



## Relatório de cálculo

|                       |                                    |
|-----------------------|------------------------------------|
| <b>Descrição</b>      | PARQUE EÓLICO E FOTOVOLTAICO 2.5MW |
| <b>Cliente</b>        | CARLOS ARAUJO SANTOS               |
| <b>Lugar</b>          | URUBICI - SC                       |
| <b>Responsável</b>    | PAOLO SANTOS                       |
| <b>Data</b>           | 08/07/2025                         |
| <b>Alimentação</b>    | 13,8kV/0.8kV                       |
| <b>Tipo de quadro</b> | CABINE 13,8kV/0.8kV                |
| <b>Operador</b>       | PAOLO SANTOS                       |

# RELATÓRIO SOBRE O CÁLCULO

## Cálculo das correntes de utilização

O cálculo das correntes de aplicação é realizada de acordo com a clássica expressão:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} V_n \cos}$$

em que:

$k_{ca} = 1$  sistema monofásico ou bifásico, dois condutores ativos;  
 $k_{ca} = 1.73$  trifásico, três condutores ativos.

Se a rede está em corrente contínua, o fator de potência  $\cos\phi$  é igual a 1.

A partir do valor máximo (módulo) de  $I_b$  são calculadas as correntes de fase em notação vetorial (parte real e imaginária) com as fórmulas:

$$\begin{aligned} I_1 &= I_b e^{j 0} = I_b \cos 0 + j I_b \sin 0 \\ I_2 &= I_b e^{j 2\pi/3} = I_b \cos \frac{2\pi}{3} + j I_b \sin \frac{2\pi}{3} \\ I_3 &= I_b e^{j 4\pi/3} = I_b \cos \frac{4\pi}{3} + j I_b \sin \frac{4\pi}{3} \end{aligned}$$

O vetor de tensão  $V_n$  é suposto alinhado com o eixo de números reais:

$$V_n = V_n + j0$$

A potência de dimensionamento  $P_d$  é dada pelo produto:

$$P_d = P_n \text{ coeff}$$

em que o *coeff* é igual ao fator de utilização para usuários finais ou o fator de coincidência para usuários de distribuição.

A potência  $P_n$ , no entanto, é a potência nominal para usuários terminais, ou seja, a soma do  $P_d$  dos usuários a jusante (  $P_d$  a jusante) para usuários de distribuição (soma vetorial).

A potência reativa dos usuários é calculada de acordo com:

$$Q_n = P_n \tan$$

para os usuários terminais enquanto que para a usuários distribuição é calculada como a soma vetorial da potência reativa nominais a jusante (  $Q_d$  a jusante).

O fator de potência para usuários de distribuição é avaliada, por conseguinte, com:

## Dimensionamento dos cabos

Para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

$$\begin{array}{l} a) \quad I_b \quad I_n \quad I_z \\ b) \quad I_f \quad 1.45 \quad I_z \end{array}$$

Onde:

$I_b$  é a corrente de projeto do circuito;

$I_z$  é a capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua instalação

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste, para dispositivos ajustáveis), nas condições previstas para sua instalação;

$I_f$  é a corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para fusíveis.

A identificação da seção é realizada utilizando as tabelas de poedeiras atribuídos aos cabos. Eles são:

IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);

IEC 60364-5-52 (Mineral);

CEI-UNEL 35024/1;

CEI-UNEL 35024/2;

CEI-UNEL 35026;

CEI 20-91 (HEPR);

ABNT NBR 5410 (PVC/EPR);

ABNT NBR 16612;

EC 60502-2 (6-30kV);

IEC 61892-4 off-shore (até 30kV).

Eles além de relatar a corrente  $I_z$  admissível de acordo com o tipo de isolamento do cabo, do tipo de instalação e o número de condutores, também descrevem a metodologia para avaliar os coeficientes de um rebaixamento.

A capacidade mínima do cabo é calculada como:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

onde o coeficiente  $k$  tem o objetivo de desclassificar a cabo e leva em conta os seguintes fatores:

tipo de material condutor;

tipo de isolamento do cabo;

número de condutores na proximidade, incluindo qualquer paralelo;

qualquer desclassificação decidido pelo utilizador.

A seção é escolhida de modo que a sua capacidade (multiplicado pelo coeficiente  $k$ ) é maior do que o  $I_{z \min}$ . Quaisquer condutores paralelos são calculados assumindo que todos têm a mesma seção transversal, do comprimento e tipo de instalação, tendo em conta a capacidade de fluxo mínima como um resultado da soma das capacidades individuais (reduzindo pelo número de paralelos pelo fator de redução para a proximidade).

A condição b) não necessita de uma verificação para os interruptores que respondem a IEC 60898-1

porque eles têm uma relação entre a corrente convencional de funcionamento  $I_f$  e de corrente nominal  $I_n$  menos de 1.45, e é constante para todas as calibrações inferior a 125 A. Para equipamento industrial, no entanto, a norma IEC 60947 estabelece que esta proporção não pode variar de acordo com a corrente nominal, mas deve permanecer inferior ou igual a 1.45.

Assim sendo, de acordo com estes regulamentos, a condição b) sempre será verificada.

Os condutores dimensionados com este critério são, por conseguinte, protegidos contra sobrecorrente.

## Integral de Joule

A integral de Joule que o dispositivo deixa passar deve ser inferior ou igual à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, o que pode ser indicado pela seguinte expressão:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Os valores de K são constantes expressas a partir da norma para os condutores (Tabela 30, NBR 5410):

|                                                                      |         |
|----------------------------------------------------------------------|---------|
| Material do condutor Cobre, Isolação PVC, $\leq 300 \text{ mm}^2$    | K = 115 |
| Material do condutor Cobre, Isolação PVC, $> 300 \text{ mm}^2$       | K = 103 |
| Material do condutor Cobre, Isolação EPR,                            | K = 143 |
| Material do condutor Alumínio, Isolação PVC, $\leq 300 \text{ mm}^2$ | K = 76  |
| Material do condutor Alumínio, Isolação PVC, $> 300 \text{ mm}^2$    | K = 68  |
| Material do condutor Alumínio, Isolação EPR,                         | K = 94  |

## Dimensionamento do neutro

Num circuito trifásico com neutro e cujos condutores de fase tenham uma seção superior a  $25 \text{ mm}^2$ , a seção do condutor neutro pode ser inferior à dos condutores de fase, sem ser inferior aos valores indicados na Tabela 48, em função da seção dos condutores de fase, quando as três condições seguintes forem simultaneamente atendidas:

- a) o circuito for presumivelmente equilibrado, em serviço normal;
- b) a corrente das fases não contiver uma taxa de terceira harmônica e múltiplos superior a 15%; e
- c) o condutor neutro for protegido contra sobrecorrentes conforme 5.3.2.2.

**Tabela 48 — Seção reduzida do condutor neutro**

| Seção dos condutores de fase<br>$\text{mm}^2$ | Seção reduzida do condutor neutro<br>$\text{mm}^2$ |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| $S \leq 25$                                   | S                                                  |
| 35                                            | 25                                                 |
| 50                                            | 25                                                 |
| 70                                            | 35                                                 |
| 95                                            | 50                                                 |
| 120                                           | 70                                                 |
| 150                                           | 70                                                 |
| 185                                           | 95                                                 |
| 240                                           | 120                                                |
| 300                                           | 150                                                |
| 400                                           | 185                                                |

## Condutores de proteção (PE)

A seção do condutor de proteção pode ser determinada através da tabela 58. Quando a aplicação da tabela conduzir a seções não padronizadas, devem ser escolhidos condutores com a seção padronizada mais próxima. A tabela 58 é válida apenas se o condutor de proteção for constituído do mesmo metal que os condutores de fase.

| Seção dos condutores de fase S<br>mm <sup>2</sup> | Seção mínima do condutor de<br>proteção correspondente<br>mm <sup>2</sup> |
|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| S ≤ 16                                            | S                                                                         |
| 16 < S ≤ 35                                       | 16                                                                        |
| S > 35                                            | S/2                                                                       |

O segundo critério determina este valor com a integral de Joule.

A seção dos condutores de proteção não deve ser inferior ao valor determinado pela expressão seguinte, aplicável apenas para tempos de seccionamento que não excedam 5 s:

$$S_p \geq \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

onde:

- $S_p$  é a seção do condutor, em milímetros quadrados;
- $I$  é o valor eficaz, em ampères, da corrente de falta presumida, considerando falta direta (A);
- $t$  é o tempo de atuação do dispositivo de proteção responsável pelo seccionamento automático, em segundos;
- $K$  é um fator que depende do material do condutor de proteção, de sua isolamento e outras partes, e das temperaturas inicial e final do condutor.

A seção de qualquer condutor de proteção que não faça parte do mesmo cabo ou não esteja contido no mesmo conduto fechado que os condutores de fase não deve ser inferior a:

- 2,5 mm<sup>2</sup> em cobre/16 mm<sup>2</sup> em alumínio, se for provida proteção contra danos mecânicos;
- 4 mm<sup>2</sup> em cobre/16 mm<sup>2</sup> em alumínio, se não for provida proteção contra danos mecânicos.

## Temperatura dos cabos

O cálculo da temperatura de funcionamento dos cabos sob a corrente de operação e a corrente nominal a partir das seguintes equações:

$$T_{cavo} = T_{ambiente} + \frac{I_b^2}{I_z^2} \quad \text{e} \quad T_{cavo} = T_{ambiente} + \frac{I_n^2}{I_z^2}$$

expressas em °C.

Eles são derivados a partir da consideração de que o aumento de temperatura do sistema de cabo é proporcional à energia dissipada.

O coeficiente  $\alpha_{cavo}$  é constrangido pelo tipo de isolamento do cabo e do tipo de tabela de instalação. É igual a:

$$\alpha_{cavo} = T_z - T_{ambiente}$$

onde  $T_z$  é a temperatura máxima de operação do cabo.

## Quedas de tensão

As quedas de tensão são calculadas vetorialmente. De cada usuário é calculada a queda de tensão vetorial ao longo de cada fase e ao longo do condutor neutro (se distribuído). Entre as fases, considerando a queda de tensão maior do que é reportado em porcentagem da tensão nominal:

$$c.d.t(ib) = \max_{i=1}^k \left| \sum_{f=R,S,T} Z_{fi} I_{fi} + Z_{ni} I_{ni} \right|$$

com  $f$  que representa as três fases R, S, T;

com  $n$  que representa o condutor neutro;

com  $i$  que representa os  $k$  usuários envolvidos no cálculo;

O cálculo fornece, por conseguinte, o valor exato da fórmula aproximada:

$$c.d.t. I_b = k_{cdt} I_b \frac{L_c}{1000} R_{cavo} \cos \phi + X_{cavo} \sin \phi \frac{100}{V_n}$$

com:

$k_{cdt}=2$  para sistemas monofásicos;

$k_{cdt}=1.73$  para sistemas trifásicos.

## Correção do fator de potência

O fator de potência é a operação que tende a limitar a potência reativa absorvida, elevando o valor do fator de potência acima de um limiar que é considerado "bom".

De um modo geral, a correção do fator de potência é realizada com condensadores que compensam a potência reativa, que é o tipo geralmente indutivo. Se uma carga absorve a potência ativa  $P_n$  e a potência reativa  $Q$ , para diminuir  $\phi$  e aumentar  $\cos \phi$  variam sem  $P_n$  (isto é, para mudar para  $Q < \phi$ ) deve ser colocado em um jogo  $Q_{rif}$  de sinal oposto ao de  $Q$  tal que:

$$Q_{rif} = P_n \tan \phi - \tan \phi$$

em que  $\phi$  é o ângulo correspondente ao fator de potência que deverá ser corrigido. Este valor varia entre 0,8 e 0,9, dependendo do tipo de contrato de fornecimento.

O fator de potência pode ser executado em dois modos:

Distribuído;

Centralizado.

Esta escolha deve ser avaliada, de modo a minimizar o custo e os resultados finais, pois os bancos de

capacitores podem ser inseridos localmente em paralelo a um terminal de carga, ou centralizado para corrigir o fator de potência de um dado nó de rede.

Se a rede tiver transformadores, os bancos de correção do fator de potência também podem ser inseridos a jusante do mesmo para compensar a energia reativa absorvida da máquina.

A corrente nominal do capacitor é calculada por:

$$I_{nc} = \frac{Q_{rif}}{k_{ca} V_n}$$

em que  $Q_{rif}$  é expressa em kVAR.

## Fornecimento de energia elétrica

O conhecimento da rede de alimentação é necessária para a iniciação do mesmo, a fim de realizar o cálculo das falhas.

Os tipos de entrega podem ser:

- de baixa tensão;
- de média tensão;
- em alta tensão;
- de impedância conhecida;
- de corrente contínua.

## Baixa tensão

Isto pode ser utilizado quando o circuito é fornecido à rede de distribuição de baixa tensão, ou quando o circuito é ligado no sub-painel para uma rede preexistente onde a corrente de curto-circuito no ponto de entrega é conhecida.

Os dados necessários são:

- Tensão de fase expressa em V;
- Corrente de curto-circuito trifásico da rede de alimentação, expressa em kA;
- Corrente de curto-circuito monofásica da rede de alimentação, expressa em kA.

A partir dos dois primeiros valores é determinada a impedância direta correspondente à corrente de curto-circuito  $I_{cctrif}$ , em m :

$$Z_{cctrif} = \frac{V_2}{\sqrt{3} I_{cctrif}}$$

De acordo com a tabela fornecida pela norma IEC 60947-2 que fornece o  $\cos \phi_{cc}$  de curto-circuito em relação à corrente de curto-circuito em kA, tem:

|     |              |     |             |      |
|-----|--------------|-----|-------------|------|
| 50  | $I_{cctrif}$ |     | $\cos_{cc}$ | 0.2  |
| 20  | $I_{cctrif}$ | 50  | $\cos_{cc}$ | 0.25 |
| 10  | $I_{cctrif}$ | 20  | $\cos_{cc}$ | 0.3  |
| 6   | $I_{cctrif}$ | 10  | $\cos_{cc}$ | 0.5  |
| 4.5 | $I_{cctrif}$ | 6   | $\cos_{cc}$ | 0.7  |
| 3   | $I_{cctrif}$ | 4.5 | $\cos_{cc}$ | 0.8  |
| 1.5 | $I_{cctrif}$ | 3   | $\cos_{cc}$ | 0.9  |
|     | $I_{cctrif}$ | 1.5 | $\cos_{cc}$ | 0.95 |

A partir destes dados para obter a resistência de sequência direta, em  $\Omega$  :

$$R_d = Z_{cctrif} \cos_{cc}$$

e, finalmente, a reatância de sequência direta, em  $\Omega$  :

$$X_d = \sqrt{Z_{cctrif}^2 - R_d^2}$$

Do conhecimento da corrente de falha  $I_{k1}$  monofásica, é possível obter os valores da impedância homopolar.

Invertendo a fórmula:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} V_2}{\sqrt{2 R_d^2 + R_0^2 + 2 X_d X_0}}$$

com os pressupostos  $\frac{R_0}{X_0} = \frac{Z_0}{X_0} \cos_{cc}$ , isto é, o ângulo dos componentes homopolares iguais ao do componente direta, é obtido:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} V}{I_{k1}} \cos_{cc} - 2 R_d$$

$$X_0 = R_0 \sqrt{\frac{1}{\cos_{cc}^2} - 1}$$

## Média e Alta tensão

No caso em que a alimentação é em média ou alta tensão deve-se considerar os seguintes dados de partida:

Tensão de alimentação  $V_{mt}$  (em kV);

Corrente de curto-circuito trifásico,  $I_{kmax}$  (em kA);

Corrente de curto-circuito monofásico,  $I_{k1ftmax}$  (em kA);

A partir dos dados obtidos são equivalentes às impedâncias da rede de alimentação para determinar a tensão do gerador equivalente.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 V_{mt}}{\sqrt{3} I_{k \max}} \cdot 1000$$

que produz a componente direta:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} Z_{ccmt}$$

e componentes de sequência-zero:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cos \varphi_{ccmt} \quad (2 R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

## Impedância conhecida

Esta opção é usada se você souber os parâmetros para as sequências no ponto de entrega. Ele pode ser usado no caso de circuitos que começam no sub quadro de uma rede existente com parâmetros conhecidos ou medidos.

Por conseguinte, é necessário saber:

- tensão de alimentação  $V_n$  (em V);
- resistência direta  $R_d$  (em  $\Omega$ );
- reatância direta  $X_d$  (em  $\Omega$ );
- resistência homopolar  $R_0$  (em  $\Omega$ );
- reatância homopolar  $X_0$  (em  $\Omega$ );
- resistência homopolar fase-neutro  $R_0$  (em  $\Omega$ );
- reatância homopolar fase-neutro  $X_0$  (em  $\Omega$ );

A partir desses dados, podemos calcular as correntes de curto-circuito trifásico, (em kA) e a curto-circuito de fase-terra (em kA).

## Corrente continua

Se a rede é alimentada em contínua, você deve saber:

Tensão de alimentação em kV (até 380 kV, com baixa, média e alta tensão);  
Corrente de curto-circuito da rede de alimentação, expressa em kA.

Estes valores são determinados pela impedância correspondente de curto-circuito, em m :

$$Z_{cc} = \frac{V_n}{I_{cc}}$$

## Transformadores

Para transformadores elétricos, os dados de identificação necessários são:

potência nominal  $S_{rT}$  (em kVA);  
perda de curto-circuito  $P_{cc}$  (em W);  
tensão de curto-circuito  $u_{kr}$  (em %)  
relação entre a corrente de energização e a corrente nominal  $I_{lr}/I_{rt}$ ;  
relação entre a impedância de sequência zero e que um curto-circuito;  
tipo de conexão;  
tensão nominal do primário  $U_{rTHV}$  (em V);  
tensão nominal do secundário  $U_{rTLV}$  (em V).

A partir da placa de identificação serão encontradas as seguintes características elétricas dos transformadores:

Impedância de curto-circuito do transformador expressa em m :

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}}$$

Resistência de curto-circuito do transformador, expressa em m :

$$R_T = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}^2}$$

Reatância de curto-circuito do transformador, expressa em m :

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Dos dados da placa, do estudo às sequências, por conveniência chamamos:

$$Z_{cct} = Z_T; R_{cct} = R_T \text{ e } X_{cct} = X_T.$$

A impedância homopolar do transformador é derivada a partir da relação com a impedância de curto-circuito:

em que o rácio  $Z_{vot} / Z_{cct}$  é geralmente 10-20.

Os parâmetros para a sequência direta, em m :

$$Z_d = |Z_{cct}| \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

em que:

$$\begin{matrix} R_d & R_{cct} \\ X_d & X_{cct} \end{matrix}$$

Os parâmetros para o de sequência nula, em vez dependem do tipo de conexão do transformador, porque, de acordo com ela, dispomos de um circuito equivalente diferente. Portanto, se o transformador é ligado delta/estrela (Dy), temos:

$$R_{ot} = R_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \frac{\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}{1 + \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}}$$

Caso contrário, se o transformador está ligado em estrela/estrela (Yy) nós:

$$R_{ot} = R_{cct} \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}$$

## Fatores de correção para geradores e transformadores (IEC 60909-0)

A norma EN 60909-0 fornece uma série de fatores corretivos para o cálculo das impedâncias de algumas máquinas presente na rede. Aquelas utilizadas para o cálculo das falhas referem-se aos geradores e aos transformadores.

### Fator de correção para os transformadores (EN 60909-0 par. 6.3.3)

Para os transformadores com dois enrolamentos, com ou sem regulação das espiras, quando se está calculando as correntes máximas de curto-circuito, deve-se introduzir um fator de correção de impedância  $K_T$  tal que:

$$Z_{TK} = K_T \cdot Z_T$$
$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

onde

$$x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}}$$

é a reatância relativa do transformador e  $C_{max}$  é pego da tabela 1 e é relativo à tensão lado baixo do transformador.

Tal fator deve ser aplicado à impedância direta, inversa e homopolar.

### Fator de correção para geradores síncronos (EN 60909-0 par. 6.6.1)

No cálculo das correntes máximas de curto-circuito iniciais nos sistemas alimentados diretamente por geradores sem transformadores intermediários, deve-se introduzir um fator de correção  $K_G$  tal que:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

com

$$K_G = \frac{V_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

onde

$$x_d'' = \frac{X_d''}{U_{rG}^2 / S_{rG}}$$

é a reatância saturada subtransitória relativa do gerador.

Tal fator deve ser aplicado à impedância direta, inversa e homopolar.

Na fórmula aparecem como numerador e denominador a tensão nominal do sistema e a tensão nominal do gerador ( $U_{rG}$ ).

### Fator de correção para grupos de produção com regulação automática da tensão do transformador (EN 60909-0 par. 6.7.1)

No cálculo das correntes máximas de curto-circuito inicial de produção, deve ser introduzido um fator de correção de impedância  $K_S$  a ser aplicado à impedância geral no lado alto do transformador:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

com

$$K_S = \frac{V_n^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + |x_d'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Tal fator deve ser aplicado à impedância direta, inversa e homopolar.

### Fator de correção para grupos de produção sem regulação automática da tensão do transformador (EN 60909-0 par. 6.7.2)

No cálculo das correntes máximas de curto-circuito iniciais nos grupos de produção, deve-se introduzir um fator de correção de impedância  $K_{SO}$  a ser aplicado à impedância geral no lado alto do transformador:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

com

$$K_{SO} = \frac{V_n}{U_{rG} \cdot (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Onde  $p_T$  é a variação da tensão do transformador através da tomada de plugue escolhida. No programa é configurado o fator  $(1 - p_T)$ , com  $p_T = (|V_{02} - V_{n2}|) / V_{n2}$ .

$U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$ , é considerado  $p_G = 0$ .

Tal fator deve ser aplicado à impedância direta, invertida e homopolar.

## Cálculo de falhas

Com o cálculo das falhas são determinados, as correntes mínimas e máximas de curto-circuito, imediatamente a jusante da proteção do usuário (linha de partida) e de jusante (linha inferior).

Os tipos de falhas calculados são:

- falha trifásica (simétrica);
- falha em duas fases (assimétrico);
- falha duas fases-neutro (assimétrico);
- falha duas fases -terra (assimétrico);
- falha fase-terra (assimétrico);
- falha fase-neutro (assimétrico).

### Cálculo de corrente máxima de curto-circuito

O cálculo é realizado sob as seguintes condições:

- falhas com a contribuição do fornecimento e dos geradores no regime de falha subtransitória.
- Eventual gestão da atenuação da corrente de falha trifásica 'próxima' à fonte;
- tensão nominal com fator de tensão nominal  $C_{max}$ ;
- impedância mínima de falha, calculada à temperatura de 20 ° C.

A resistência direta, do condutor de fase e a proteção, é avaliado a 20 °C, a partir dos dados de resistência das tabelas UNEL 35023-2012, que pode ser referido 70 ou 90 °C dependendo do isolamento, para o qual expressa em mW é:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left( \frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

onde  $T$  é 50 ou 70 °C e  $\alpha = 0.004$  a 20 °C.

Conhecido depois pela tabela de reatância a 50 Hz, onde  $f$  é a frequência de operação, é:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

podemos adicionar esses parâmetros para o usuário a montante obtendo o mínimo impedância de falta.

Para os usuários em barramentos, os componentes da sequência direta são:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

A reatância é:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Para usuários com impedância conhecida, os componentes da sequência direta são os mesmos valores de resistência e reatância da impedância.

Com relação aos parâmetros da sequência homopolar, é necessário distinguir entre condutor do neutro e condutor de proteção.

Para o condutor de neutro são obtidos, a partir daqueles dirigidos através de:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Para o condutor de proteção, ao invés, obtém-se:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

onde as resistências  $R_{dcN}$  e  $R_{dcPE}$  são calculadas como a  $R_{dc}$ .

Para os usuários em barramentos, os componentes da sequência homopolar são distintos para os condutores do neutro e os condutores de proteção.

Para o condutor de neutro tem-se:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Para o condutor de proteção será utilizado o parâmetro de reatância do anel de falta fornecido pelos fabricantes:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

Os parâmetros de cada usuário são somados com os parâmetros, na mesma sequência, do usuário a montante, expresso em m :

$$\begin{aligned}
 R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\
 X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\
 R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\
 X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\
 R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\
 X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up}
 \end{aligned}$$

Para os usuários em barramentos, basta substituir o barramento pelo cabo.  
Aos valores totais, são somadas também as impedâncias dos fornecedores.

Conhecidos estes parâmetros são calculadas as impedâncias (in m ) da falha trifásica:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se o neutro for distribuído):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \sqrt{2 \cdot R_d + R_{0PE}^2 + 2 \cdot X_d + X_{0PE}^2}$$

De impedâncias são calculados a curto-circuito trifásico  $I_{k \max}$ , linha-neutro  $I_{k1N \max}$ , linha-a-terra  $I_{k1PE \max}$  e linha-a-linha  $I_{k2 \max}$  expressado em kA:

$$\begin{aligned}
 I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\
 I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\
 I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\
 I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}
 \end{aligned}$$

Por fim a partir dos valores de corrente de defeito máxima obtém-se correntes de pico:

$$\begin{aligned}
 I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\
 I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\
 I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\
 I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}
 \end{aligned}$$

onde:

$$1.02 - 0.98 e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Cálculo da corrente de pico para faltas trifásicas de acordo com a IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se necessário,  $I_p$  pode ser calculado usando o método simplificado da norma estabelecido no parágrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Ele usa um coeficiente  $k = 1,8$ , que leva em conta a assimetria máximo da corrente após o primeiro meio ciclo da falha.

### **Cálculo de corrente mínima de curto-circuito**

O cálculo de corrente mínima de curto-circuito é conduzido tal como descrito no parágrafo 7.1.2 da norma IEC 60909-0:

falhas com contribuição do fornecimento e dos geradores, a contribuição dos geradores se dá em regime permanente para as falhas trifásicas 'próximas', enquanto para as falhas 'afastadas' ou assimétricas é considerada a contribuição subtransitória;  
a tensão nominal é multiplicada para o fator de tensão  $C_{min}$ , que pode ser 0.95 se  $C_{max} = 1.05$ , ou 0.90 se  $C_{max} = 1.10$  (Tab. 1 da norma CEI EN 60909-0); em média e alta tensão o fator  $C_{min}$  é igual a 1;

Para a temperatura dos fios pode escolher entre:

a relação do FD C15-500, que são determinados pela resistência em isolamento de alta temperatura no serviço normal do cabo; com proteção tipo fusível, a temperatura é a média com a temperatura de falha final. Consulte o Tableau 3 dentro do norma para obter mais detalhes.

norma IEC 60909-0, que indica as temperaturas no fim da falha.

A partir destes pode-se calcular a resistência à sequência positiva e sequência zero em relação à temperatura de isolamento do cabo:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Estes, adicionou-se à resistência a montante, fornece as mínimas.

Agora pode-se calcular a correntes de curto-circuito  $I_{k \min}$  e de fase à terra, expressa em kA:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$

$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

## Faltas à terra para linhas de média tensão

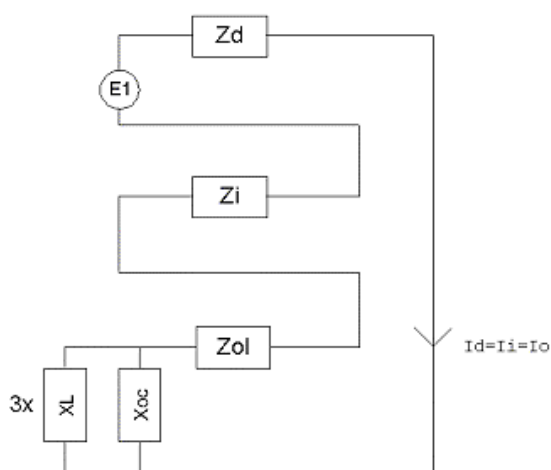
O cálculo de falha de terra em redes de média e alta tensão envolve o estudo do efeito da rede capacitivo durante o regime de falha.

Além disso, as técnicas para a determinação de pontos com defeito por meio reles varimétricos exigem o conhecimento dos valores de corrente de sequência zero, em função dos pontos de falha.

Com a introdução da ligação à terra do ponto de estrela, em média, requer uma ferramenta para o dimensionamento da bobina Petersen e a coordenação da proteção.

Para responder a todas estas perguntas, Ampére Professional calcula o regime de corrente zero, como resultado de uma falha fase-terra.

O modelo de cálculo das correntes homopolares, seguindo a teoria das sequências diretas, invertidas e homopolares, para uma falha fase-terra, é a seguinte:



Com  $Z_d$  e  $Z_i$  entende-se como sequências direta e invertida.

Para o cálculo da impedância homopolar, é necessário considerar vários elementos (ver figura abaixo, exemplo com dois transformadores em paralelo):

$Z_0$ : impedância homopolar do trecho da linha do ponto de falha até o transformador a montante;

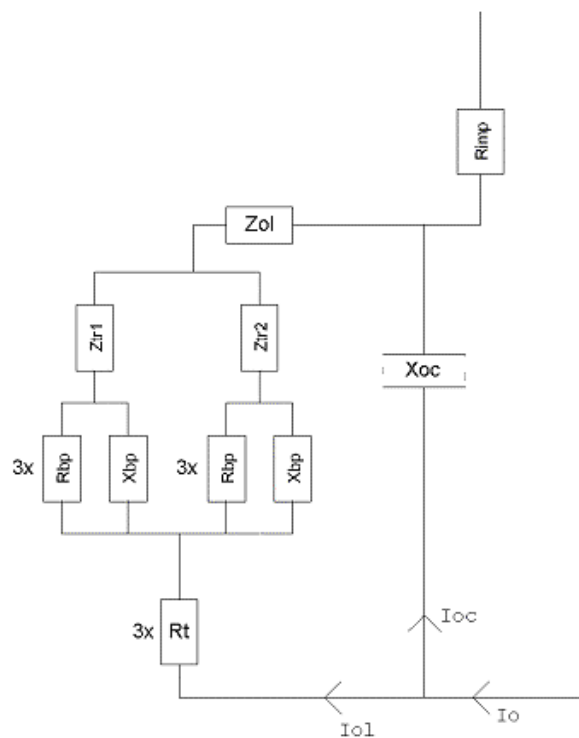
$Z_{tr}$ : impedância homopolar do transformador (vista a secundário);

$Z_{bp\tau}$ : ( $R_{bp} + jX_{bp}$ ) impedância bobina de Petersen, constituída por um resistor e um indutor em paralelo;

$R_t$ : resistência de terra, ponto de conexão à terra do centro estrela do transformador;

$R_{imp}$ : resistência da falha à terra não direta;

$X_{oc}$ : reatância capacitiva de toda a rede pertencente à própria área do usuário com falha e a jusante do mesmo transformador.



Nota: o valor de  $X_{oc}$  é praticamente o mesmo para qualquer ponto de falha. Referência: Lições de Instalações Elétricas de Falha de Antonio Paolucci (Departamento de Energia Elétrica da Universidade de Padova/Itália) e CEI 11-37.

Para calcular com boa aproximação a  $X_{oc}$ , são utilizadas as duas fórmulas:

$$I_g = \frac{3 E}{X_{oc}}$$

$$I_g = 0.003 \frac{L1}{L2} \frac{V_{kv}}{f}$$

onde  $I_g$  é a corrente de falha a terra calculada considerando-se a única reatância capacitiva na primeira fórmula, enquanto que na segunda é reproduzido o seu valor caso se saiba o comprimento (em km) da rede aérea  $L1$  e no cabo  $L2$  da rede média.  $V_{kv}$  é o valor de tensão nominal concatenada expressa em kV. Igualando as duas fórmulas, e explicitando para  $X_{oc}$  se obtém:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{0.003 \frac{L1}{L2} \frac{f_0}{f}}$$

com  $L1$  e  $L2$  expressas em metros,  $X_{oc}$  expressa em mohm,  $f_0 = 50$  Hz e  $f$  a frequência de trabalho. Calculada a corrente de falha homopolar  $I_o$ , segundo o esquema reproduzido na figura anterior, com relação a todos os pontos de falha (jusante dos usuários), deve-se calcular como ela se divide na rede e quando é vista por cada proteção homopolar 67N distribuída na rede. Primeiramente a  $I_o$  é dividida em duas correntes:  $I_{oc}$  para a  $X_{oc}$ , a outra ( $I_{ol}$ ) para o centro estrela do transformador através da bobina de Petersen. Depois, a  $I_{ol}$  é subdividida entre os eventuais transformadores em paralelo, proporcionalmente à potência. A  $I_{oc}$ , sendo a corrente capacitiva que se fecha através das capacidades da rede, deve ser subdividida

entre os usuários nos cabos aéreos em modo proporcional à capacidade de cada uma (capacitores em paralelo).

Por hora não se leva em consideração os fatores de redução relativos às linhas de proteção das linhas elétricas aéreas e das malhas metálicas dos cabos subterrâneos.

Tais fatores determinariam uma redução da corrente  $I_{oc}$  e  $I_{ol}$  enquanto existiria um terceiro componente na  $I_o$  que se fecha através destes elementos.

## Seleção de proteção

A seleção da proteção deve ser realizada pelas classificações elétricas dos condutores e os valores de falha, em especial as quantidades que são verificados são:

corrente nominal, que é dimensionado de acordo com o cabo;

número de polos;

tipo de proteção;

tensão nominal;

Poder de interrupção, o valor do qual deve ser maior do que a corrente de defeito máximo a montante ( $I_{km\ max}$ )

calibração da corrente de disparo magnético, cujo valor máximo para garantir a proteção contra o contato indireto (na ausência de diferencial) deve ser menor do que a falha de corrente mínima, no final da linha ( $I_{mag\ max}$ ).

## Seleção dos dispositivos de proteção contra curtos-circuitos

As características do equipamento de proteção contra curtos-circuitos devem atender a duas condições:

a capacidade de interrupção não deve ser menor do que o corrente de curto-circuito no ponto de instalação (a não ser adequadamente assegurado a montante);

a característica de intervenção deve ser tal que impedir que a temperatura do cabo não excede, em condições de falha a qualquer momento, o máximo permitido.

A primeira condição é considerada no processo de seleção da proteção. O segundo pode ser traduzido no relatório:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ou seja, em caso de falha da energia específica suportável pelo cabo deve ser igual ou superior à permitida para passar da proteção.

## Verificação dos contatos indiretos

Definimos como  $I_a$  a corrente que determina uma tensão de 50 V sobre as massas, portanto  $I_a = 50/Z_{pe}$ , onde  $Z_{pe}$  é a impedância que liga a massa com a terra.

Definimos como  $I_{a\ c.i.}$  a corrente de verificação nos contatos indiretos, as proteções devem intervir dentro da corrente no tempo previsto.

O programa permite a verificação seguindo quatro estradas possíveis, a diferença consiste no grau de segurança que se exige do sistema.

## **Verificação dos contatos indiretos – Correntes de falta fase-terra**

A  $I_{a.c.i.}$  igual à corrente de falta fase terra. Se a corrente de disparo da proteção for inferior à  $I_{a.c.i.}$  dentro dos tempos previstos, então os contatos indiretos devem ser verificados.

Se  $I_{a.c.i.}$  é menor do que a corrente  $I_a$  calculada acima, então deverá ser verificado se a corrente de disparo é menor do que  $I_a$ . Aceita-se que uma corrente de falta que comporta uma tensão inferior a 50V possa não ser interrompida para proteger uma pessoa.

## **Verificação dos contatos indiretos – Corrente $I_a$ , massas protegidas a 50 V**

A  $I_{a.c.i.}$  é igual à corrente  $I_a$ . Se a corrente de disparo da proteção for inferior à  $I_{a.c.i.}$  dentro dos tempos previstos, então os contatos indiretos serão verificados.

Portanto, é garantida que sobre as massas não continue uma tensão superior a 50 V por um tempo elevado; considera-se o caso de uma falha à terra não livre que faz circular uma corrente maior do que  $I_a$  e que faz intervir a proteção térmica em um tempo superior ao exigido, a falta continuaria com massas e uma tensão perigosa.

Pode ocorrer que o disparo da proteção seja superior à corrente de falta mínima ao fundo da linha e contemporaneamente inferior à corrente  $I_{a.c.i.}$  Para a qual o uso não é protegido para uma falta livre fase-fase, mas protegida para os contatos indiretos.

## **Verificação contatos indiretos – Corrente $I_a$ , massas protetoras a 25 V**

Situação equivalente à precedente, muda somente o nível de tensão.

Verificar contatos indiretos - correntes de falha fase-terra para  $V_T > 50V$  Verificação igual à primeira, mas válida somente se a tensão das massas à falha  $V_T$  ultrapassar a tensão máxima permitida (normalmente 50 V em corrente alternada). Caso contrário, considera-se que o usuário está auto protegido.

## **Referências normativas**

### **Normas de referência para a Baixa Tensão:**

CEI 11-20 2000 IV Ed. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.

IEC 60909-0 2016 III Ed.: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0: Calculation of currents.

IEC 60909-4 First ed. 2000-7: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents.

CEI 11-28 1993 I Ed. (IEC 781): Application guide for calculation of short-circuit currents in low-voltage radial systems.

CEI IEC 61660-1 Ia Ed. 1997-06: Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations. Part 1: Calculation of short-circuit currents.

IEC 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Low-voltage switchgear and controlgear. Part 2: Circuit-breakers.

CEI 20-91 2010: Fire retardant and halogen free electric cable with elastomeric insulation and sheath for use in photovoltaic system (PV).

IEC 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Electrical accessories – Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Part 1: Circuit-breakers for a.c. operation.

IEC 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Electrical accessories - Circuit-breakers for overcurrent

protection for household and similar installations - Part 2: Circuit-breakers for AC and DC operation.

CEI 64-8 Ed. 2021 (IEC 60364): Residential and Industrial premises; Electrical safety.

IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.

IEC 60364-5-52 III Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.

CENELEC - EN 50575 2014: Power, control and communication cables - Cables for general applications in construction works subject to reaction to fire requirements.

CEI UNEL 35023 2012 (IEC 60228 III Ed.): Electric cables with rubber and thermoplastic insulation. Voltage drop.

CEI UNEL 35024/1, 2020: Elastomeric and thermoplastic insulated power cables for rated voltages not exceeding 1000 V a.c. / 1500 d.c. Continuous current capacities for cables laid in air.

CEI UNEL 35024/2, 1997: Mineral insulated power cables for rated voltages not exceeding 1000 V a.c. / 1500 d.c. Continuous current capacities for cables laid in air.

CEI UNEL 35026, 2000: Elastomeric and thermoplastic insulated power cables for rated voltages not exceeding 1000 V a.c. / 1500 d.c. Continuous current capacities for buried cables.

IEC 61439 2012: Low-Voltage Switchgear And Controlgear Assemblies.

NF C 15-100, 2002: Installations électriques à basse tension.

FD C 15-500 Janvier 2020: Installations électriques à basse tension – Détermination des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection à l'aide de logiciels de calcul.

UNE 20460, 2004: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección de los materiales eléctricos.

British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;

ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

ABNT NBR 16612, Segunda edição 2020: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura — Requisitos de desempenho;

### **Normas de referência para a Média Tensão**

CEI 0-16: Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company.

IEC 61936-1 2011: Power installations exceeding 1 kV a.c.

CEI 11-17 III Ed. 2006: Generation, transmission and public distribution systems of electric power. Cables lines.

CEI-UNEL 35027 II Ed. 2009 (IEC 60287): Power cables with rated voltages from 1 kV to 30 kV. Steady state current rating – Cables laid in air and in ground.

CEI 99-4 2014: Guideline for execution of the electric substations MV/LV of the final customer/user.

CEI 17-1 VII Ed. 2013 (IEC 62271-100): High-voltage switchgear and controlgear. Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers

CEI 17-130 (IEC 62271): High-voltage switchgear and controlgear - Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV.

IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.

IEC 61892-4 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

IEEE Std 1584-2018: IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.