

voltimum

CONCEITOS DE SUBESTAÇÕES DE MUITO ALTA, ALTA E MÉDIA TENSÃO – MANUAL



**Fascículo 3 – Equipamentos e
Sistemas (Volume 2 – Equipamentos
MAT, AT e MT)**

**Autor
Manuel Bolotinha**

CONCEITOS DE SUBESTAÇÕES DE MUITO ALTA, ALTA E MÉDIA TENSÃO – MANUAL

AUTOR: Manuel Bolotinha¹, MSc – Engenheiro Electrotécnico

Fascículo 3 – Equipamentos e Sistemas (Volume 2 –
Equipamentos MAT, AT e MT)

¹ O Autor **não** segue o Novo Acordo da Língua Portuguesa

ÍNDICE

LISTA DE TABELAS E FIGURAS	3
SIGLAS E ACRÓNIMOS	5
1. INTRODUÇÃO	7
2. TRANSFORMADORES MAT/MAT, MAT/AT E AT/MT	7
2.1. CONCEITOS GERAIS	7
3.2. PERDAS E RENDIMENTO DOS TRANSFORMADORES	9
3.3. TENSÃO DE CURTO-CIRCUITO	9
3.4. PARALELO DE TRANSFORMADORES	9
2.5. TIPOS CONSTRUTIVOS	11
2.6. REGULAÇÃO DE TENSÃO	13
2.7. REFRIGERAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	14
2.8. TRAVESSIAS	15
2.9. CUBA E ACESSÓRIOS	15
3. DISJUNTORES MAT E AT	16
4. SECCIONADORES MAT E AT	19
5. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE TENSÃO MAT E AT	21
6. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE INTENSIDADE MAT E AT	24
7. TRANSFORMADORES DE MEDIDA COMBINADOS MAT E AT	30
8. SENSORES NÃO CONVENCIONAIS DE MEDIDA DE TENSÃO E CORRENTE EM ALTA E MUITO ALTA TENSÃO	30
8.1. INTRODUÇÃO	30
8.2. OS TRANSFORMADORES DE MEDIDA CONVENCIONAIS. PRINCIPAIS INCONVENIENTES	30
8.3. O ESTADO ACTUAL DA TECNOLOGIA DA MEDIDA EM INSTALAÇÕES DE ALTA E MUITO ALTA TENSÃO	31
8.4. SENSORES ÓPTICOS	32
8.5. A BOBINA DE ROGOWSKI	35
9. DESCARREGADORES DE SOBRETENSÕES MAT E AT (DST)	36
10. OUTROS EQUIPAMENTOS MAT E AT	37
11. QUADROS DE MÉDIA TENSÃO (QMT) E EQUIPAMENTOS MT	38

11.1. QMT	38
11.2. EQUIPAMENTOS MT	41
ANEXO – ÍNDICES DE PROTECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS	43
1. INTRODUÇÃO	43
2. ÍNDICE DE PROTECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CONTRA A PENETRAÇÃO DE CORPOS SÓLIDOS E DE ÁGUA	43
3. ÍNDICE DE PROTECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CONTRA OS IMPACTOS MECÂNICOS	44
BIBLIOGRAFIA	45

LISTA DE TABELAS E FIGURAS

Lista de tabelas

Descrição
<i>Capítulo 2</i>
Tabela 1 – Principais grupos de ligações
Tabela 2 – Refrigeração e símbolos dos refrigerantes
<i>Capítulo 5</i>
Tabela 3 – Valores mais usuais das classes e potências de precisão dos TT e limites de erro
<i>Capítulo 6</i>
Tabela 4 – Valores mais usuais das classes e potências de precisão dos TI e limites de erro
<i>Capítulo 11</i>
Tabela 5 – Características gerais dos QMT da E-REDES
Tabela 6 – Índices de protecção dos QMT da E-REDES
<i>Anexo</i>
Tabela A1 – Índices IP
Tabela A2 – Índice IK

Lista de figuras

Descrição
<i>Capítulo 2</i>
Figura 1 – Transformador com conservador
Figura 2 – Transformador isolado a gás
Figura 3 – Esquema de um autotransformador
Figura 4 – Transformador de fases dissociadas
<i>Capítulo 3</i>
Figura 5 – Disjuntor de SF6
Figura 6 – Valores de Ka em função da altitude
<i>Capítulo 4</i>
Figura 7 – Seccionador rotativo de corte vertical de duas colunas
Figura 8 – Seccionador rotativo (de três colunas) de corte horizontal

Figura 9 – Seccionador pantógrafo
Figura 10 – Seccionador de ligação à terra
<i>Capítulo 5</i>
Figura 11 – Transformador de medida de tensão
Figura 12 – Esquema de um TT capacitivo
<i>Capítulo 6</i>
Figura 13 – Transformador de medida de intensidade de passagem directa
Figura 14 – Transformador de medida de intensidade toroidal
Figura 15 – Ligação de um TI
Figura 16 – Esquema de um TI com dupla relação de transformação
Figura 17 – Ligações do primário de um TI de passagem directa com dois enrolamentos primários
Figura 18 – Curva de magnetização de um TI
<i>Capítulo 7</i>
Figura 19 – Representação esquemática do sensor bulk-optics
Figura 20 – Sensor combinado de corrente e tensão
Figura 21 – Disjuntor com sensor óptico de corrente
Figura 22 – Instalação de uma bobina de Rogowski num GIS
Figura 23 – Diagrama esquemático do funcionamento da bobina de Rogowski
<i>Capítulo 8</i>
Figura 24 – Descarregador de sobretensões
<i>Capítulo 9</i>
Figura 25 – Bloco extraível
<i>Capítulo 10</i>
Figura 26 – QMT do tipo Metal-Enclosed
Figura 27 – QMT do tipo Metal Clad

SIGLAS E ACRÓNIMOS

AIS – Air Insulated Substation

ALF – Accuracy Limit Factor

ANSI – American National Standards Institute (USA)

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

ca – Corrente Alternada

cc – Corrente Contínua

DST – Descarregadores de sobretensões

EDP – Energias de Portugal

EN – Normas Europeias

GIS – Gas Insulated Substation

GIT – Gas Insulated Transformer

IEC – International Electrotechnical Commission

IEEE – International Electrical and Electronic Engineers (USA).

ISO – International Organization for Standardization

MAT – Muito Alta Tensão

MT – Média Tensão

NA – Normalmente aberto (contacto auxiliar)

NF – Normalmente fechado (contacto auxiliar)

NP – Normas Portuguesas

NP EN – Normas Portuguesas Harmonizadas com as Normas Europeias

OLTC – On-load tap changer

OPGW – Optical power ground wire

PLC – Power Line Carrier

QMT – Quadro de Média Tensão

RAT – Regulação automática de tensão

REN – Redes Energéticas Nacionais

RSLEAT – Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão

RSSPTS – Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SCCP – Sistema de Comando, Controlo e Protecção

SE – Subestação

SI – Sistema Internacional de Unidades

TI – Transformador de medida de intensidade

TT – Transformador de medida de tensão

TR – *Technical Report* (IEC)

TSA – Transformador dos Serviços Auxiliares

1. INTRODUÇÃO

Analisam-se neste **Fascículo** as principais características dos *equipamentos MAT, AT e MT* utilizados nas *SE*:

- Transformadores *MAT/MAT, MAT/AT E AT/MT*
- Disjuntores *MAT e AT*
- Seccionadores *MAT e AT*
- Transformadores de medida *MAT e AT*
- Descarregadores de sobretensões *MAT e AT*
- Outros equipamentos *MAT e AT*
- *QMT* e equipamentos *MT*

Os **equipamentos e sistemas** abordados neste *Fascículo* devem obedecer ao *RSSPTS* e também às *Normas* indicadas no texto

2. TRANSFORMADORES MAT/MAT, MAT/AT E AT/MT

2.1. CONCEITOS GERAIS

De uma forma geral os **transformadores de potência** são utilizados para **baixar o valor da tensão no transporte e distribuição de energia**, mas sendo o *transformador* uma **máquina reversível**, ele também pode ser utilizado para **aumentar o valor da tensão**, como é o caso dos transformadores das *SE* das *centrais eléctricas*, que elevam a *tensão de produção (MT)*, normalmente entre **3 kV e 15 kV** para *MAT* ou *AT*.

Os *transformadores trifásicos* têm, quer no *primário*, quer no *secundário*, três enrolamentos (um por cada fase) que se ligam entre si de forma diversa e que, de alguma forma, condicionam o seu comportamento.

Por *definição* o **enrolamento primário** é o que se encontra do lado da fonte e o **enrolamento secundário** o que se encontra do lado da carga.

As **ligações** utilizadas normalmente são as ligações em **estrela (Y; y)** e **triângulo (D; d)**. As **letras maiúsculas referem-se sempre à tensão mais elevada** e as **letras minúsculas referem-se sempre à tensão mais baixa**.

Quando o **neutro está acessível** acrescenta-se a letra **N** ou **n** à *letra da tensão superior ou inferior*, respectivamente.

A **relação de transformação** é a *relação entre o número de espiras dos enrolamentos primários e secundários*, e designando-a por “**a**”, verifica-se a seguinte relação, considerando um transformador com:

- Número de espiras do primário: N_1 ; tensão primária: U_1 ; corrente primária: I_1

- Número de espiras do secundário: N_2 ; tensão secundária: U_2 ; corrente secundária: I_2

$$a = N_1 / N_2 = U_1 / U_2 = I_2 / I_1$$

Nas SE MAT e AT os transformadores podem ter ainda um *terceiro enrolamento (terciário)*, ligado em triângulo, com uma *tensão secundária em MT* (normalmente **6 kV** ou **10 kV**), para realizar a **compensação de harmónicas**. Habitualmente este *enrolamento* também é utilizado para *alimentação* de um **TSA¹** da SE.

De uma forma geral utilizam-se as ligações **Yd** ou **Yy** entre *linhas de transporte de energia*.

O valor da **desfasagem** entre as *tensões primária e secundária da mesma fase* define o **grupo de ligações** do transformador (por exemplo, num transformador **Yy5**, a *tensão secundária* está **desfasada** de **150°** relativamente à *tensão primária* – **em atraso**).

A Tabela 1 mostra os principais grupos de ligações.

Tabela 1 – Principais grupos de ligações

Índice de Desfasagem ou Horário	Símbolo da Ligação	Diagrama Vectorial	
		Tensão mais elevada	Tensão menos elevada
0 (0°)	Dd0		
	Yy0		
	Dz0		
5 (150°)	Dy5		
	Yd5		
	Yz5		

¹ Ver Fascículo – Capítulo 4.2.

6 (180°)	Dd6		
	Yy6		
	Dz6		
11 (330°) (-30°)	Dy11		
	Yd11		
	Yz11		

3.2. PERDAS E RENDIMENTO DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores apresentam **dois tipos de perdas**:

- *Perdas em vazio* (P_0), que são as **perdas magnéticas**.
- *Perdas no cobre* (P_{cu}), que são as **perdas nos enrolamentos**, por **efeito de Joule**, quando o transformador está em carga.

As *perdas totais* (P_t) são calculadas pela seguinte expressão.

$$P_t = P_0 + P_{cu}$$

O valor das perdas **depende** das tensões e da potência do transformador, e é um dado que deve ser **obrigatoriamente indicado pelo fabricante**.

3.3. TENSÃO DE CURTO-CIRCUITO

A **tensão de curto-circuito** pode enunciar-se como a *tensão* que ao ser aplicada a um dos enrolamentos com os **terminais do outro enrolamento em curto-circuito**, faz aparecer o **valor da corrente nominal** nesse enrolamento.

A *tensão de curto-circuito* (u_k ou u_{cc}) de um transformador é indicada na placa de características, é expressa em % e representa a **impedância do transformador**.

3.4. PARALELO DE TRANSFORMADORES

Quando dois transformadores trifásicos *TF1* e *TF2* se destinam a ser ligados em paralelo é necessário conhecer os respectivos *grupos de ligações*. Só assim se poderá saber se as 3 tensões secundárias do *TF1* estão em **fase** com as respectivas tensões do *TF2*; caso não o estejam, então **não deverá ser feito o paralelo** pois que, nesse

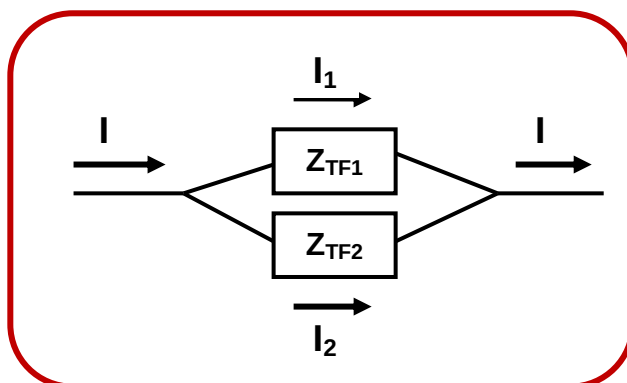
caso, poderão existir **correntes de circulação intensas** entre os transformadores, *danificando-os*.

De igual forma as *tensões de curto-circuito* devem ser **iguais**, para que a **repartição de carga** entre os transformadores se faça sem que um deles possa entrar em **sobrecarga**.

Veja-se o seguinte exemplo:

- Potência total a ser alimentada por dois transformadores em paralelo: **38 MVA** ($I \approx 366 \text{ A}$)
- $U = 60 \text{ kV}$
- Potência do TF1 (S1) = Potência do TF2 (S2) = **20 MVA**
- $u_k(\text{TF1}) = 1,5u_k(\text{TF2}) \iff Z_{\text{TF1}} \approx 1,5Z_{\text{TF2}}$

Aplicando as **leis de Kirchoff** pode-se calcular a repartição da carga pelos dois transformadores



$$I = I_1 + I_2 \iff I_1 = I - I_2$$

$$Z_{\text{TF1}} \times I_1 = Z_{\text{TF2}} \times I_2 = 1,5 \times Z_{\text{TF2}} \times I_1 = 1,5 \times Z_{\text{TF2}} \times (I - I_2) \iff I_2 = (1,5/2,5) \times I$$

$$I_2 \approx 220 \text{ A} \iff S_{\text{TF2}} \approx 23 \text{ MVA}$$

O TF2 tem assim uma sobrecarga permanente de 15%

2.5. TIPOS CONSTRUTIVOS

Nas SE MAT/MAT, MAT/AT e AT/MT utilizam-se os seguintes tipos de transformadores, classificados quanto ao **tipo de dielétrico**:

- Transformadores isolados a óleo com depósito de expansão ou **conservador**.



Figura 1 – Transformador com conservador

Estes transformadores devem obedecer às Normas IEC 60076 (*Power transformers*), 60137 (*Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V*) e 60296 (*Mineral insulated oils for transformers and switchgear*).

- Transformadores isolados a gás (apenas nas SE MAT/MAT e MAT/AT)

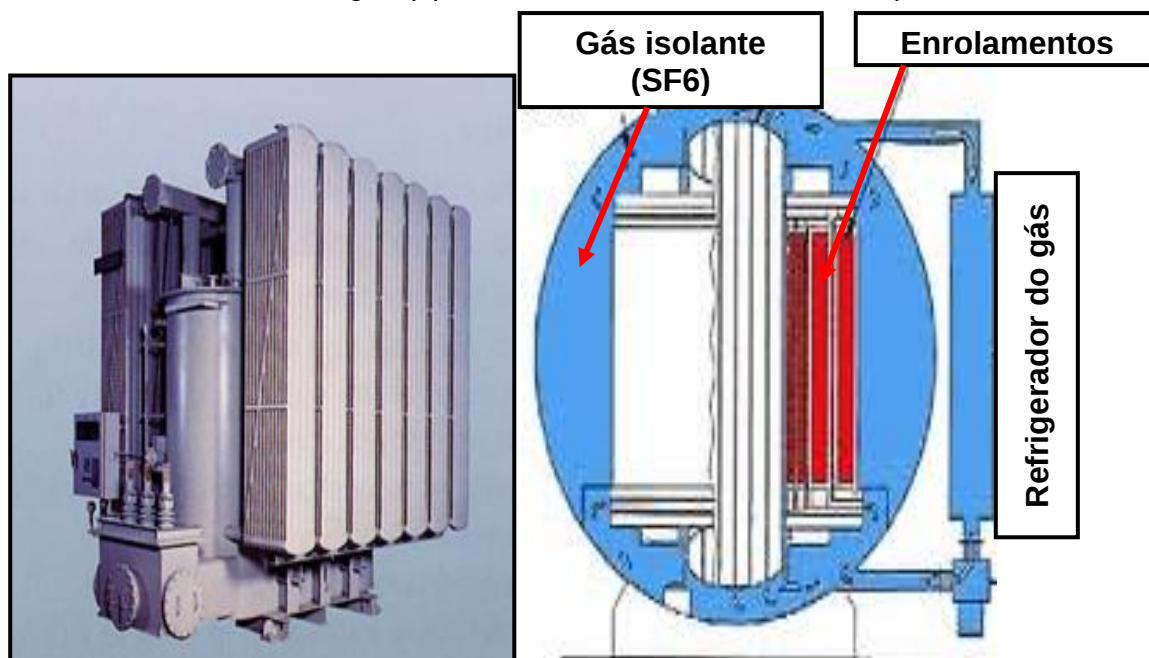


Figura 2 – Transformador isolado a gás

Estes transformadores devem obedecer às *Normas 60076*, designadamente à *Parte 15 (Gas-filled power transformers)* e *IEEE (Gas insulated transformer application for an environmentally-friendly power station upgrade)*.

Os **GIT** são utilizados quando o espaço disponível para implantar a *SE* é reduzido, tendo uma aplicação semelhante ao *GIS*. A potência destes transformadores está limitada a cerca de **60 MVA**, porque o espaço necessário para o sistema de refrigeração do *SF6*, para potências superiores, atinge dimensões tais que anulam a vantagem da redução de espaço proporcionada pelo *GIT*.

No caso dos *transformadores isolados a óleo*, por razões económicas e de manuseamento, para *potências muito elevadas e para níveis de tensão superiores a 123 kV* é habitual utilizarem-se **bancos de transformadores monofásicos**.

Uma das situações mais comuns nestes casos é a utilização, nas *SE MAT/MAT e MAT/AT*, de *transformadores monofásicos* com um **único enrolamento** – os **autotransformadores**, cujo esquema se apresenta na Figura 3.

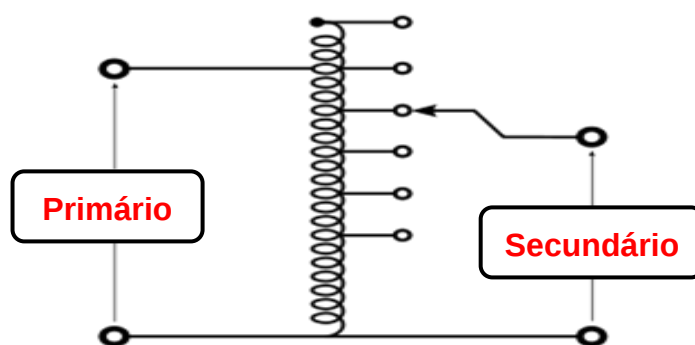


Figura 3 – Esquema de um autotransformador

As **principais vantagens** da utilização de um *autotransformador*, quando comparado com um transformador monofásico, são:

- Mais económico e mais fácil de transportar (existe apenas um enrolamento, pelo que as dimensões e o peso são menores);
- Menor queda de tensão interna.
- Melhor eficiência (devido ao facto de haver apenas um enrolamento as perdas por efeito de Joule são menores).

As **principais desvantagens** são:

- Os enrolamentos primário e secundário não estão isolados entre si.
- Sendo menor a sua impedância interna os valores das correntes de curto-circuito são maiores.

Outra solução é a construção dos *transformadores trifásicos* constituídos por *três conjuntos monofásicos*, inseridos num *invólucro comum*, onde são feitas as ligações das três fases e onde são instalados as travessias – **transformador de fases dissociadas**.

O conservador, o sistema de refrigeração e o regulador em carga, podem ser montados naquele invólucro, ou separadamente, como se mostra na Figura 4.



Figura 4 – Transformador de fases dissociadas

2.6. REGULAÇÃO DE TENSÃO

As redes de eléctricas sofrem **variações de tensão**, que são devidas a *vários factores*, como por exemplo o **nível de produção**, **a configuração da rede** e **variações não pontuais da carga**.

É pois necessário proceder à **regulação da tensão**, no nível de tensão mais adequado, que depende do modo de exploração da rede ou dos compromissos assumidos entre a produção, o transporte e a distribuição de energia, para que o nível de tensão nos diversos pontos da rede, não esteja fora dos limites de variação de tensão estabelecidos nas normas internacionais ou nos contratos entre as diversas entidades que exploram as redes.

Essa regulação é feita preferencialmente no **enrolamento da tensão mais elevada** (*as correntes são menores*), que para o efeito dispõe de vários pontos (designados como **tomadas**), onde serão ligadas as redes a montante, isto é, para além do *ponto central* (a que corresponde a tensão nominal da rede) existem outros *pontos acima ou abaixo* do referido *ponto central* (expressos em % da tensão nominal), que permitem aumentar ou diminuir a tensão do secundário.

Assim, nas *SE MAT/MAT*, *MAT/AT* e *AT/MT*, a *relação de transformação do transformador* (ou *autotransformador*) é definida pela forma indicada no exemplo abaixo:

$$400 \pm 12 \times 1,5\% \text{ kV} / 220 \text{ kV}$$

Esta definição significa que o enrolamento primário, para além do ponto correspondente à tensão nominal do transformador, possui **12 tomadas** que correspondem a um aumento da tensão de saída do transformador (+) e **12 tomadas** que correspondem a uma diminuição da tensão de saída do transformador (-), e em qualquer das situações, com uma variação de tensão de tomada para de tomada de **1,5%**.

A *regulação de tensão* nas SE MAT/MAT, MAT/AT e AT/MT é feita **em carga**, através de um *equipamento adicional* que se instala no transformador, o **comutador de tomadas**, mais habitualmente designado pela sigla inglesa **OLTC**, que permite a **manobra manual** sobre o referido equipamento, bem como de **forma automática**, através do SCCP.

Nesse caso, este *automatismo* designa-se por **RAT**, onde é definido uma **janela de variação de tensão** em torno da *tensão nominal* (normalmente $\pm 2,5\% U_n$) e caso a tensão se encontre fora dessa janela, é dado ordem ao comutador de tomadas, para que este faça subir/descer tomada o que irá fazer subir/descer tensão.

2.7. REFRIGERAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Apesar de o *rendimento dos transformadores* ser **elevado**, estes podem libertar **grandes quantidades de calor**, que é necessário *evacuar* para que a *temperatura da máquina* se mantenha dentro de **limites aceitáveis**.

Empregam-se vários processos para **refrigerar** os *transformadores isolados a óleo*, com *conservador*, consoante a potência destes:

- Arrefecimento natural do ar.
- Arrefecimento natural do óleo
- Arrefecimento forçado do óleo obtido por circulação forçada de ar, do óleo ou de água.

Nas SE MAT/MAT, MAT/AT e AT/MT adopta-se um processo de **arrefecimento híbrido**. Assim, com carga reduzida, os radiadores cumprem a sua função. Para cargas elevadas entram em funcionamento **ventiladores**, devidamente localizados, que provocam uma corrente forçada de ar (**ventilação forçada**) junto dos radiadores.

A entrada em funcionamento e a paragem dos ventiladores faz-se automaticamente a partir de uma certa temperatura do óleo. Com ventilação forçada os radiadores podem ter menores dimensões do que quando esta é natural.

Para as *potências mais elevadas* a circulação do óleo é **forçada** e acelerada por meio de *bombas*, o que favorece a transmissão do calor entre as suas fontes (enrolamentos e núcleo) e o óleo.

Consegue-se assim uniformizar a temperatura do óleo em todo o circuito atenuando os pontos quentes, o que permite economizar na construção da máquina.

A circulação forçada do óleo pode ser **dirigida** para cada uma das fontes térmicas em quantidade proporcional às suas perdas.

Nas muito elevadas potências, em casos muito particulares, o calor transportado pelo óleo não é dissipado directamente para o ar ambiente. Em vez do *radiador* monta-se um **permutador de calor** onde o *óleo transfere o calor para água circulando em tubos*.

Num *refrigerador independente do transformador* a **água** é *refrigerada* por meio de **ventiladores**.

A opção por cada *sistema de refrigeração dos transformadores* **depende dos factores económicos e técnicos em jogo**.

Os transformadores podem ser designados atendendo ao **tipo de refrigeração utilizado**; na Tabela 2 apresentam-se os símbolos usados.

Tabela 2 – Refrigeração e símbolos dos refrigerantes

REFRIGERANTE	SÍMBOLO
Óleo mineral	O
Ar	A
Água	W
Gás	G
Isolante sólido	S
CIRCULAÇÃO DO REFRIGERANTE	SÍMBOLO
Natural	N
Forçada	F
Forçada com distribuição dirigida	D

Assim designam-se por **ONAN (Oil Natural / Air Natural)** os transformadores (por exemplo de distribuição) em banho de óleo com circulação natural deste e do ar.

Um transformador em banho de óleo com circulação forçada e refrigerado por meio de ventilação forçada do ar designa-se por **OFAF (Oil Forced / Air Forced)**.

Os transformadores **OFAN/OFAF** têm circulação forçada de óleo e ventilação natural ou forçada segundo as condições de carga.

Os **tipos de refrigeração** utilizados para os *GIT* encontram-se descritos na *Referência Bibliográfica* [4].

2.8. TRAVESSIAS

As **travessias** dos transformadores representam a fronteira entre o isolamento interno e externo destas máquinas, sendo as mais vulgares as **capacitivas** (que incorporam camadas de semicondutores), habitualmente utilizadas para *níveis de tensão a partir de 123 kV*, e as construídas em *materiais inorgânico*, (**cerâmica, vidro, etc.**) e em *resina* (habitualmente designadas por **travessias sólidas**) para *tensões inferiores a 123 kV*.

2.9. CUBA E ACESSÓRIOS

A **cuba** dos transformadores (e autotransformadores) incorpora **radiadores desmontáveis** e os **moto-ventiladores** são fixados sob os referidos radiadores.

Os **radiadores** têm a função de **dissipar o calor do óleo** durante a circulação (*normal ou forçada*) deste.

Os **acessórios** dos transformadores isolados a óleo, com **conservador**, são, normalmente, os seguintes:

- Chapa de características.
- **OLTC**.

- Protecções intrínsecas² (*pressão de gás – relé Buccholz –, nível de óleo, temperatura de óleo, imagem térmica e protecção do regulador em carga*), nos transformadores isolados a óleo com conservador. Estas protecções actuam a **2 níveis**: primeiro geram um *alarme* e **posteriormente** provocam o *disparo* do *disjuntor*.
- Válvula de descompressão do óleo.
- Indicador de humidade do óleo (*exsicador de sílica gel*).
- Termómetro.
- Indicador de nível do óleo.
- Manómetro
- Olhais de tracção.
- Terminais de terra.
- Placas de fixação ao maciço da fossa³.

3. DISJUNTORES MAT E AT

Os **disjuntores**, que devem obedecer à *Norma IEC 62271 (Standards for high-voltage switchgear and control gear)*, destinam-se à interrupção das **correntes de serviço e de curto-circuito**.

Actualmente o **agente de extinção do arco** utilizado nos disjuntores AT e MAT é o *Hexafluoreto de Enxofre (SF₆)*, como o que se apresenta na Figura 5, e o *mecanismo de comando* é geralmente por **mola**.

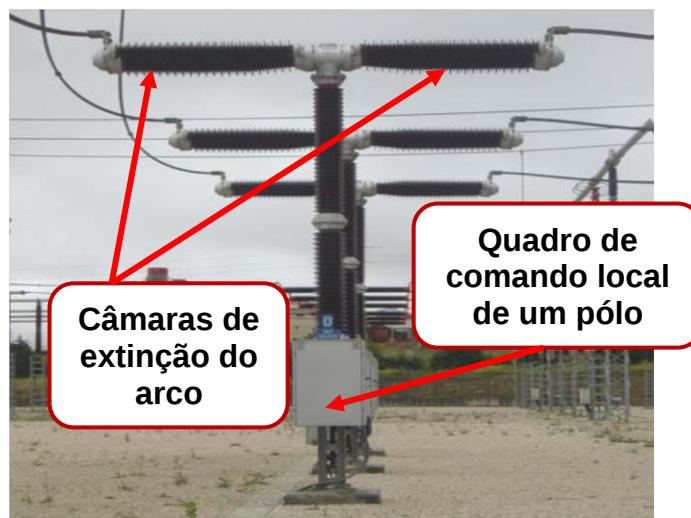


Figura 5 – Disjuntor de SF6

² As **protecções intrínsecas** dos GIT estão descritas na *Referência Bibliográfica [4]*.

³ Actualmente para os transformadores MAT/MAT e MAT/AT, e nalguns casos nos transformadores AT/MT, de elevada potência e grandes dimensões já **não é utilizado o rodado e os carris de rolamento**, fixando-se os transformadores à laje da fossa por meio de **buchas químicas**.

Existem ainda em serviço diversos disjuntores que utilizam a tecnologia do *ar comprimido* e o *óleo (p.v.o. – disjuntores de pequeno volume de óleo)* para **extinção do arco**, em instalações AT e MT antigas e não remodeladas.

As características dos *disjuntores* são as seguintes:

- *Tensão estipulada*⁴: **72,5 kV; 123 kV; 170 kV; 245 kV, 300 kV; 420 kV; 550 kV; 800 kV**
- *Intensidade estipulada*: **2000 A; 2500 A; 3150 A; 4000 A; 5000 A**
- *Frequência*: **50 Hz ou 60 Hz**
- Poder de corte estipulado: **40 kA; 50 kA; 63 kA; 80 kA**
- *Ciclo de religação*: **A-F-A** (*abertura-(temporização)-fecho-abertura*), o mais habitual, e **A-F-A-F-A** (*abertura-(temporização)-fecho-abertura-(temporização)-fecho-abertura*)

É também necessário definir a **tensão** de *comando e controlo e de alimentação do motor de carregamento das molas* (normalmente **110 V cc**) e o *número de contactos auxiliares NA e NF* requeridos para o **SCCP** e *outros sistemas de comando controlo* que eventualmente sejam implementados.

Normalmente, todas as **bobinas** (*abertura e fecho*) actuam por **emissão de corrente**. Nalgumas situações, particularmente em *MAT*, os *disjuntores* têm **duas bobinas de abertura, uma dedicada à actuação (ordem de disparo) das protecções e a outra a ordens de manobra de abertura e fecho**.

As principais características dos **sistemas de comando** dos *disjuntores* são:

- Dispõem de um sistema de acumulação de energia (normalmente por mola) com capacidade para permitir executar três ciclos de *fecho-abertura* partindo da situação correspondente à de colocação em serviço do dispositivo de reposição, admitindo-se que, sendo a reserva de energia assegurada por dispositivos mecânicos, esta seja suficiente para apenas um ciclo *abertura-fecho-abertura (A-F-A)*, estando o disjuntor fechado, na situação em que não haja força motriz para alimentação do motor de carregamento das molas. Se o mesmo se encontrar na posição de aberto, as molas apenas executam o ciclo *F-A*.
- Se uma ordem de abertura estiver presente, nenhuma ordem de fecho deverá ser cumprida.
- Abertura automática em caso de **discordância de polos**⁵, temporizada de modo a permitir a *religação monofásica* (habitualmente só utilizada em *MAT*).
- Bloqueio por **falta de pressão do dieléctrico da câmara de corte (SF6)**, com possibilidade do operador optar pela abertura manual do disjuntor ou por mantê-lo na posição de fechado. Em caso de falta ou fuga de gás, primeiro é gerado um alarme

⁴ **Valor estipulado** (para equipamentos): Valor de uma grandeza fixado, em regra, pelo fabricante para um dado funcionamento especificado de um componente, de um dispositivo ou de um equipamento. Este valor corresponde ao anteriormente designado por “valor nominal”, designação que actualmente é **apenas utilizada para redes**.

⁵ A **discordância de pólos** pode surgir em **disjuntores MAT** com **comando unipolar**.

para informar o operador e onde a manobra do disjuntor ainda é possível, até que o nível de SF_6 desça até um determinado patamar que provoque o bloqueio do mesmo.

- Bloqueio por **insuficiente reserva de energia** nas *mol*as, para manobra, com pelo menos **dois níveis** de actuação: **bloqueio de abertura** e **bloqueio de fecho**.

A energia das molas tem que ser suficiente para que a última manobra do disjuntor seja sempre a de abertura.

- Bloqueio por falta de **corrente contínua/força motriz**⁶.

O fecho do disjuntor é feito **sem tensão na linha e com tensão no barramento** (*dead line – live bar*) ou por recurso a *sincronização*, **com tensão na linha e no barramento** (*live line – live bar*), através de informação de tensão fornecida pelos transformadores de medida de tensão (manobra designada por **sincronização de disjuntores**)⁷.

Um aspecto que é necessário considerar para os disjuntores *MAT* e *AT* montados apoiados em estruturas metálicas em *Subestações do tipo AIS* é **altitude de montagem**.

Se esta for superior a **1000 m** o **nível de isolamento do isolante externo**, *definido nas condições atmosféricas de referência normalizadas* deve ser multiplicado por um factor **Ka** (para o nível de isolamento interno a questão não se coloca, uma vez que as características do dieléctrico são idênticas, qualquer que seja a altitude), de acordo com o estipulado na Norma IEC 62271.

A Figura 6 representa os valores de **Ka** indicados na *norma* em questão em função da altitude.

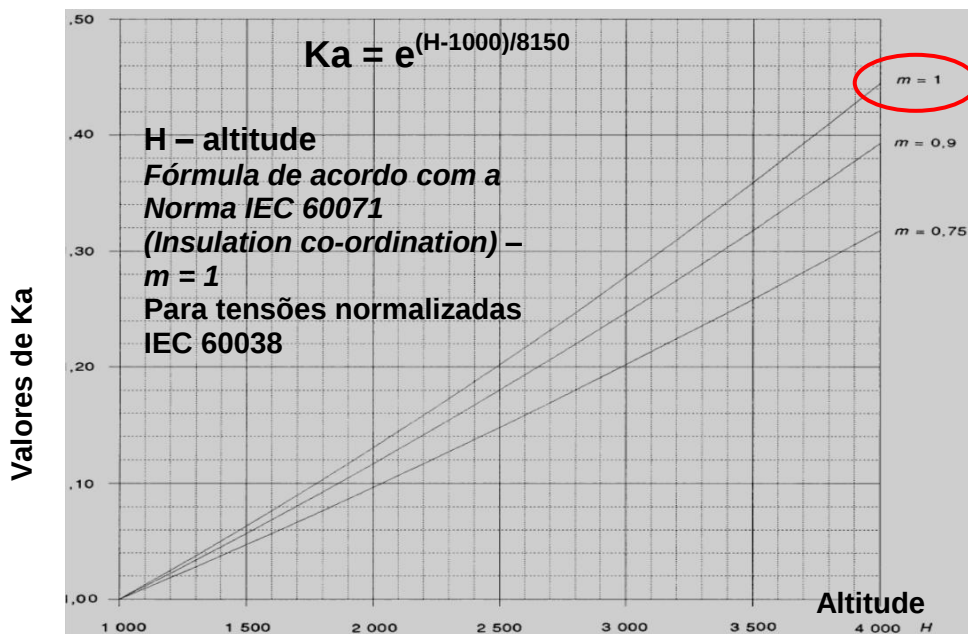


Figura 6 – Valores de Ka em função da altitude

⁶ Ver Fascículo 4 – Capítulo 4.3.

⁷ Ver Fascículo 4, Capítulo 3.

4. SECCIONADORES MAT E AT

Os **seccionadores**, que também devem obedecer à *Norma IEC 62271* destinam-se ao **isolamento de parte da instalação**, garantindo o **corte visível** da instalação⁸. **Não têm qualquer poder de corte, pelo que só deverão ser manobrados em vazio.**

Os *seccionadores* serão, na maioria dos casos, de três tipos:

- *Seccionadores de duas ou três colunas, rotativos de corte horizontal e rotativos de corte vertical*, permitindo ligar condutores situados ao mesmo nível, com **accionamento tripolar ou unipolar**.



Figura 7 – Seccionador rotativo de corte vertical de duas colunas



Figura 8 – Seccionador rotativo (de três colunas) de corte horizontal

- *Seccionadores pantógrafos* que permitem ligar directamente condutores situados a níveis diferentes, com **accionamento tripolar ou unipolar**. Este tipo de seccionadores permite economia de espaço e são normalmente usados na ligação aos *barramentos rígidos*.

⁸ O **corte visível** de uma instalação eléctrica, qualquer que seja o tipo e tensão, é uma medida fundamental na **protecção contra o choque eléctrico**. Os *disjuntores*, com excepção dos blocos extraíveis, **não permitem ao operador confirmar o corte visível**.

⁹ Os **contactos** de um *seccionador*, **principais e de terra**, é habitual serem designados por “**facas**”.



Figura 9 – Seccionador pantógrafo

- *Seccionadores de ligação à terra*, distinguindo-se as facas de ligação à terra que estão acoplados aos seccionadores de duas colunas (com accionamento tripolar) e os seccionadores de ligação à terra propriamente ditos.

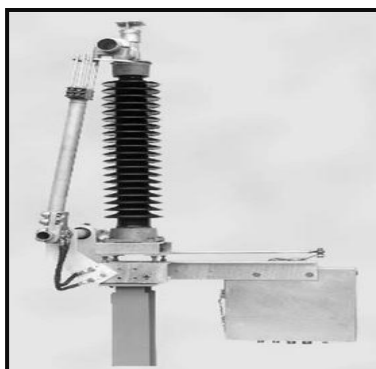


Figura 10 – Seccionador de ligação à terra

Em todos os *seccionadores*, o **comando das manobras** será:

- *Manual e mecânico*, operando-se o aparelho **localmente** mediante uma *alavanca directa ou por intermédio de uma manivela*.
- *Eléctrico*, operando-se o aparelho **localmente ou à distância**, mas existindo sempre um *dispositivo de recurso para manobra local*.

As características dos *seccionadores* são as seguintes:

- *Tensão estipulada*: **72,5 kV; 123 kV; 170 kV; 245 kV, 300 kV; 420 kV; 550 kV; 800 kV**
- *Intensidade estipulada*: **2000 A; 2500 A; 3150 A; 4000 A; 5000 A**
- *Frequência*: **50 Hz ou 60 Hz**
- *Corrente estipulada de curto-circuito de curta duração*: **40 kA; 50 kA; 63 kA; 80 kA**

É também necessário definir a **tensão** de *comando e controlo e de alimentação do motor de accionamento dos contactos* (normalmente **110 V cc**) e o número de contactos auxiliares **NA** e **NF** requeridos para o **SCCP** e *outros sistemas de comando controlo* que eventualmente sejam implementados.

Os *seccionadores* devem possuir **dispositivos de encravamento** destinados a evitar **falsas manobras** (*abertura ou fecho em carga*) e que os aparelhos, incluindo os respectivos comandos, possam sair das posições de aberto ou fechado por efeito de esforços electrodinâmicos, pressão do vento, vibrações, choques ou esforços acidentais nas barras do mecanismo de comando. Devem também possuir **bloqueio mecânico** das *posições de aberto e fechado*; na presença de *bloqueio mecânico* **será impedido** o *comando eléctrico*.

Os *seccionadores*, com **seccionador de ligação à terra acoplado**, são previstos com um *encravamento mecânico* entre os **contactos (facas) principais** e os **contactos (facas) de terra**.

5. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE TENSÃO MAT E AT

Os **TT**, de que se mostra um exemplo na Figura 11 e que devem estar de acordo com *Norma IEC 61869 (Instrument transformers)* são **ligados em paralelo** e destinam-se a fornecer uma **imagem da tensão da instalação**, para os *sistemas de medida, comando e controlo e de protecções das SE*.



Figura 11 – Transformador de medida de tensão

Os **tipos construtivos** dos **TT MAT** e **AT** utilizados nas *SE MAT/MAT, MAT/AT e AT/MT (lado AT)* são os seguintes:

- *Transformadores indutivos*, com isolamento a *óleo ou SF6*.
- *Transformadores capacitivos*, com isolamento misto de *óleo mineral e película de polipropileno*.

Os **TT** do tipo **indutivo** são os mais vulgarmente utilizados para tensões até **170 kV**, sendo os **TT** do tipo **capacitivo** usados para **tensões superiores** ou quando a

comunicação entre SE é feita através dos **condutores de potência da linha aérea (PLC)**.

Um *TT* do tipo *capacitivo*, cujo esquema se mostra na Figura 12, é constituído por um **divisor capacitivo**, com **condensadores iguais e ligados em série**, entre a *fase* e a *terra*; um *TT* do tipo *indutivo* é utilizado para medir a tensão do condensador inferior.

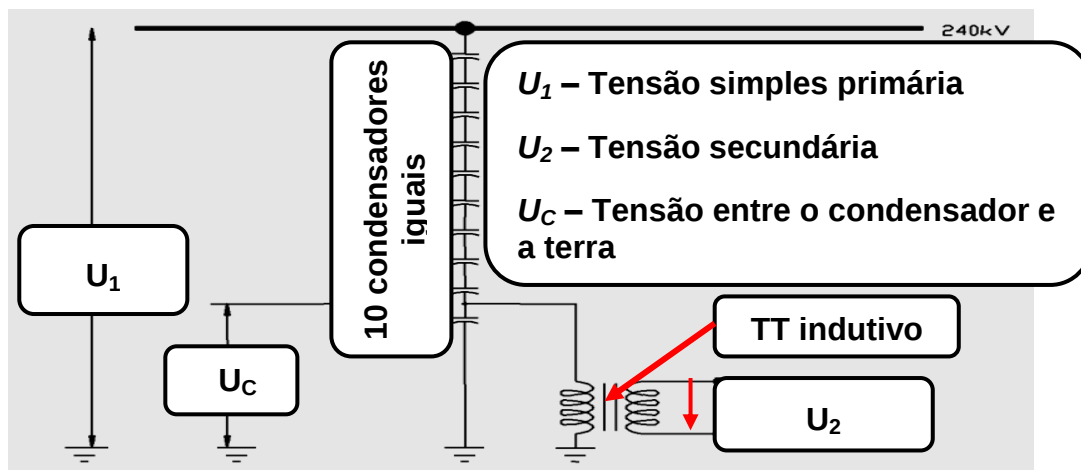


Figura 12 – Diagrama de um TT capacitivo

As características dos *TT* são:

- Tensão estipulada.
- Frequência nominal.
- Número de enrolamentos secundários.
- Relação de transformação/tensão secundária.
- Classe e potência de precisão.

Número de enrolamentos

Tendo em conta a diversidade de funções a desempenhar pelos *TT*, utilizam-se aparelhos com os seguintes **enrolamentos**:

a) *Enrolamento 1* – contagem, medida, registo, sincronização e regulação de tensão.

b) *Enrolamento 2* – protecção.

c) *Enrolamento 3* – redução de eventuais inconvenientes associados a **fenómenos de harmónicas e desequilíbrio de tensões** (estes enrolamentos são ligados, em **triângulo aberto**, a uma *resistência de compensação*).

As *tensões secundárias* habituais são **100/ $\sqrt{3}$ V** ou **110/ $\sqrt{3}$ V** nos enrolamentos de medida e de protecção e de **100/3 V** ou **110/3 V** no enrolamento de compensação.

Os conjuntos dos *enrolamentos 1* e *2* são habitualmente ligados em **estrela** e o conjunto do *enrolamento 3* é ligado em **triângulo aberto**, com uma **resistência de compensação de harmónicas**.

Por exemplo, para uma rede com uma tensão nominal de **60 kV** e com *TT* com **dois enrolamentos** (*medida e protecção*) e uma tensão secundária de **110/√3 V**, a respectiva relação de transformação exprime-se da seguinte forma:

$$\frac{60}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} \text{ kV ou } \frac{60.000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

Classes de precisão

Para os *enrolamentos* de contagem de energia em que se pretende elevada fidelidade na medida da tensão utiliza-se habitualmente a **classe 0,2**.

Para os *enrolamentos* de medida, registo, sincronização e regulação de tensão a utiliza-se habitualmente a **classe 0,5**.

Para os *enrolamentos* de protecção e de compensação utiliza-se habitualmente a **classe 3P**, embora a norma também considere a classe **6P**, cuja utilização é **muito rara**.

Potências de precisão

Os *enrolamentos* destinados a *contagem de energia e medida* possuem um valor da **potência de precisão** que é normalizado (*Norma IEC 61869*) de **50 VA** em *classe 0,2* e **100 VA** em *classe 0,5*.

Ainda de acordo com a mesma norma, os *enrolamentos* destinados a protecção têm normalmente uma **potência de precisão** de **100 VA**.

Os *enrolamentos* destinados a *compensação* têm usualmente uma **potência de precisão** de **100 VA**.

Deve referir-se que as *potências de precisão* devem ser **confirmadas** através da *consulta do catálogo do fabricante seleccionado*.

As *classes e potências de precisão* mais vulgarmente utilizadas, bem como os respectivos limites de erro, de acordo com a *Norma IEC 61869*, indicam-se na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores mais usuais das classes e potências de precisão dos TT e limites de erro

Função do enrolamento	Classe de precisão	Potência de Precisão (VA)	Limite de erro da tensão secundária (%)
Contagem	0,2	50	±0,2
Contagem, medida, registo, sincronização e regulação de tensão	0,5	50/100	±0,5
Protecção	3P	15/30	±3,0
Compensação de harmónicas	3P	60/100	N/A

Os limites de erro indicados na tabela devem ter em consideração:

- Para as *classes de precisão 0,2 e 0,5* os valores indicados, à *frequência nominal*, não devem ser excedidos para valores entre **80% e 100%** da *tensão primária* e para valores entre **25% e 100%** das *potências de precisão* definidas, com um *factor de potência* de **0,8**.
- Para a *classe de precisão 3P* os valores indicados, à *frequência nominal*, não devem ser excedidos para valores de **5%** da *tensão primária* ou desta multiplicada pelo *factor de tensão nominal (1,2; 1,5; 1,9)* com valores entre **25% e 100%** das *potências de precisão* definidas, com um *factor de potência* de **0,8**.

6. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE INTENSIDADE MAT E AT

Os **TI**, de que se mostra um exemplo na Figura 13, são **ligados em série** e destinam-se a fornecer uma **imagem da corrente da instalação**, para os *sistemas de comando e controlo e de protecções das SE*.

Os **tipos construtivos** dos *TI* utilizados nas *SE MAT/MAT, MAT/AT e MT/AT (lado AT)* são os seguintes:

- *De passagem* (tipo barra e com enrolamento primário) – ver Figura 13.
- *Toroidal*, em que o primário é próprio elemento condutor (barramento, cabo, etc.) cuja corrente se pretende medir – ver Figura 14.

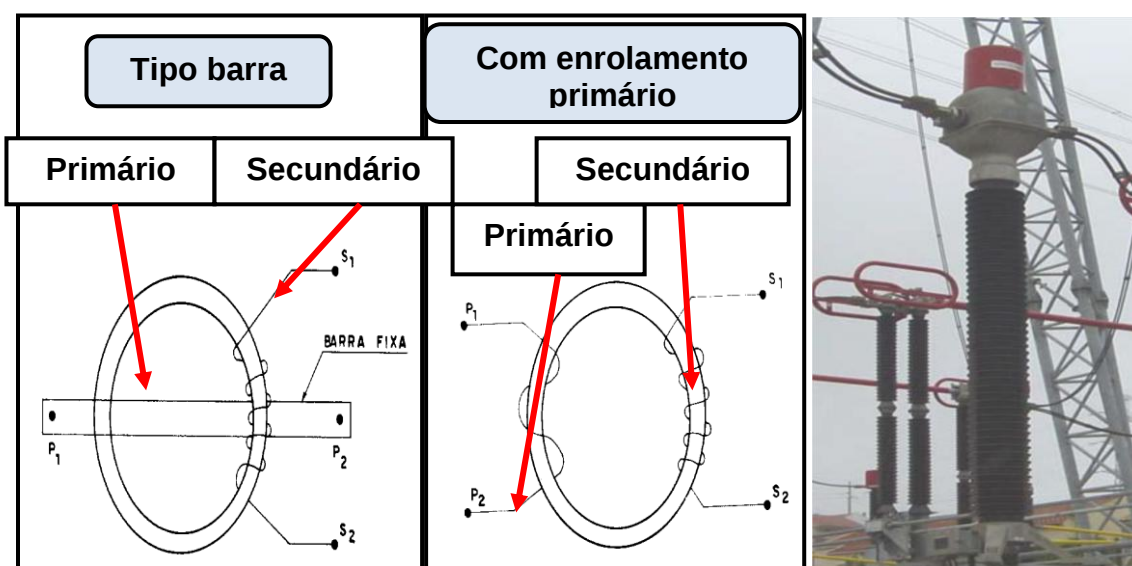


Figura 13 – Transformador de medida de intensidade de passagem

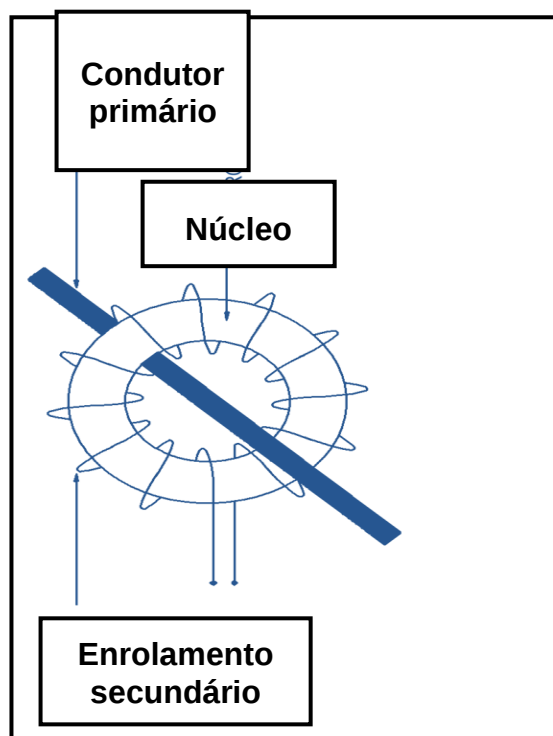


Figura 14 – Transformador de medida de intensidade toroidal

Os *TI toroidais* são utilizados em medir a intensidade em **barramentos e cabos** e nas **travessias dos transformadores**. São também usados nas *pinças amperimétricas*.

O secundário dos TI deve ser ligado à terra apenas num ponto, e não deve ser deixado em vazio, porque existe o risco do TI explodir, devido ao elevado valor da tensão que é induzida entre os terminais secundários.

Os terminais dos **núcleos primário e secundário** dos TI de **passagem directa** são identificados por **P1 e P2** e **S1 e S2**, respectivamente.

Quando se procede à ligação de um TI é **necessário ter em atenção** que quer o **primário (pontos de ligação P1 e P2)**, quer o **secundário (pontos de ligação S1 e S2)** são ligados para que o **sentido da corrente seja o correcto**, como se mostra na Figura 15, assegurando assim o *bom funcionamento dos equipamentos ligados aos TI*.

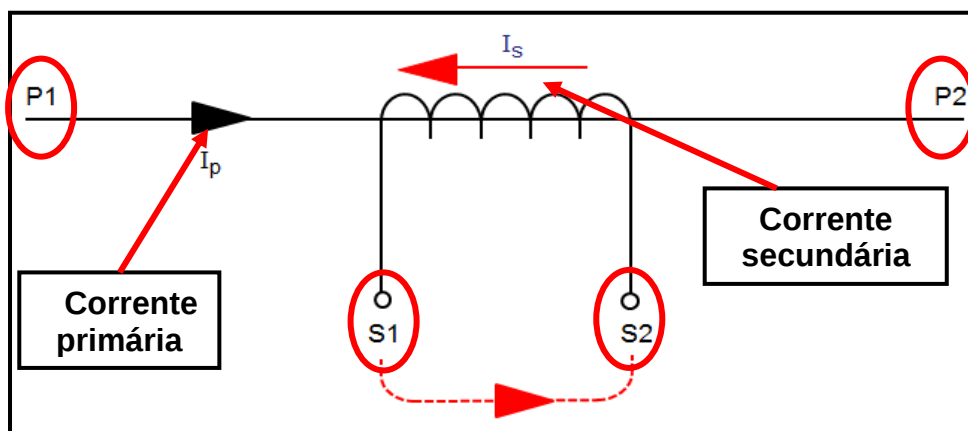


Figura 15 – Ligação de um TI

Com esta *ligação* os **sentidos** das *correntes primária e secundária* são:

$$P1 \rightarrow P2$$

$$S1 \rightarrow S2 \text{ (Externamente)}$$

As características dos *TI* são:

- Tensão estipulada.
- Corrente primária estipulada.
- Corrente secundária
- Relação de transformação.
- Corrente térmica estipulada de curta duração (valor eficaz).
- Frequência nominal.
- Número de núcleos secundários.
- Classe e potência de precisão.
- Curva de magnetização.

Intensidades primárias e secundárias (relação de transformação)

A *corrente primária estipulada do TI* deve ser escolhida para que seja **10% a 40% superior** à *corrente nominal da instalação*.

De acordo com o estabelecido na *Norma IEC 61869-2*, as **intensidades primárias normalizadas** para os *TI* são **10 – 12,5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75¹⁰ A** e os seus **múltiplos decimais ou frações**.

As **intensidades secundárias** habituais dos *TI* são **1 A e 5 A**.

Por exemplo, para uma rede com *TI* com uma *corrente estipulada* de **300 A**, com *dois enrolamentos (medida e protecção)* e uma corrente secundária de **5 A**, a respectiva **relação de transformação** exprime-se da seguinte forma:

$$300/5-5 \text{ A}$$

A *relação de transformação dos TI de passagem directa* pode ser **modificada** através de *diferentes tipos de ligação do primário*, com o objectivo de os mesmos *TI* poderem ser usados, **sem necessidade de substituição**, quando houver um *aumento da intensidade de corrente num determinado painel de uma SE ou de um circuito MT*.

Para estas situações os *TI* têm **enrolamentos separados no primário**, como se mostra na Figura 16.

¹⁰ Os **valores sublinhados** são os considerados como **preferenciais**, de acordo com a norma referida.

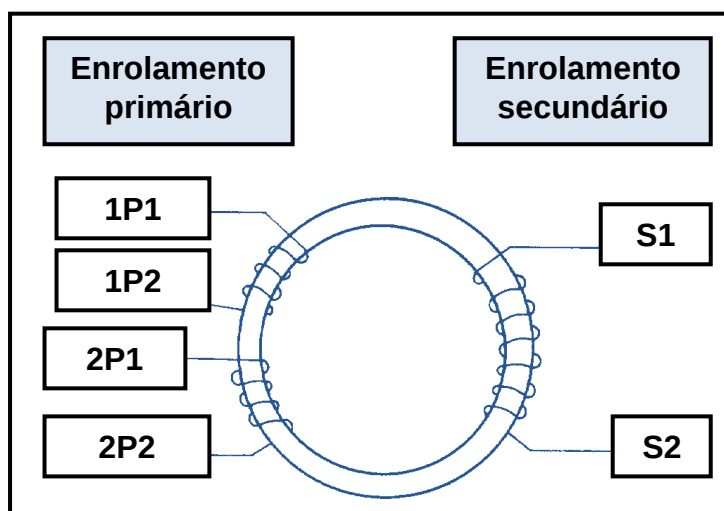


Figura 16 – Esquema de um TI com dupla relação de transformação

Um exemplo da relação de transformação de um TI com esta característica é:

200-400/5 A

Numa primeira fase o *TI* é utilizado para *intensidades inferiores* a 200 A, e posteriormente com alteração da ligação do primário, o mesmo *TI* é utilizado quando o valor da corrente permanente aumenta. A Figura 17 exemplifica a **ligação dos terminais primários** destes *TI* em ambas as situações.

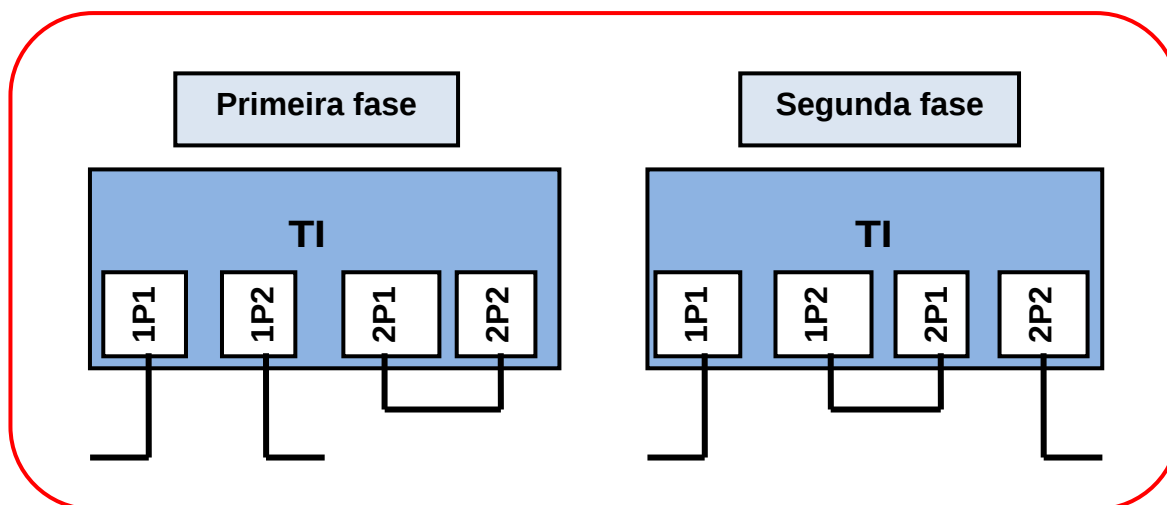


Figura 17 – Ligações do primário de um TI de passagem directa com dois enrolamentos primários

Número de núcleos

Tendo em conta a diversidade de funções a desempenhar pelos *TI*, utilizam-se habitualmente equipamentos com os seguintes **núcleos**:

- a) *Núcleo 1* – contagem, medida e registo;
- b) *Núcleos 2 e 3* - protecção

Nos casos em que é necessário ter um *núcleo dedicado à contagem de energia*, este será o **núcleo 1** e os *TI* possuirão, pelo menos, **três núcleos**.

Classes de precisão

Nos *núcleos* de protecção as classes normalizadas são **PX; 5P10, 10P10, 5P20 e 10P20**.

Para os *núcleos* destinados à contagem de energia utiliza-se a **classe 0,2**. Para os *núcleos* de medida e registo a classe utiliza-se a **classe 0,5**.

Para as classes de precisão *5P10, 10P10, 5P20 e 10P20* os primeiros valores ("**5**" e "**10**") estão associados ao **erro máximo admissível** e os segundos valores ("**10**" e "**20**") estão associados ao **factor limite de precisão**, conhecido pela sigla inglesa **ALF**.

A classe de precisão **PX** é a **mais exacta** e é habitualmente **utilizada para as protecções principais dos equipamentos**, sendo a sua especificação a seguinte:

- Corrente nominal primária
- Relação de transformação (erro máximo: **0,25%**)
- Tensão do ponto de saturação da curva de magnetização (**kneepoint**)
- Corrente de magnetização
- Resistência do enrolamento secundário (a **75 °C**)

Potências de precisão

Os *núcleos* destinados à *contagem de energia* têm habitualmente uma **potência de precisão** de **2,5 VA**. Já para os *núcleos* destinados a *medida e registo* a **potência de precisão** usual é **10 VA**.

Os *núcleos* destinados a *protecção* têm normalmente uma **potência de precisão** de **15 VA** ou **30 VA**, consoante o tipo de *protecções* a que estão ligados.

Deve referir-se que as *potências de precisão* devem ser **confirmadas** através da *consulta do catálogo do fabricante seleccionado*, de acordo com as **potências dos equipamentos** ligados a cada *núcleo* e a **resistência óhmica** do *cabo de comando e controlo* utilizado.

As *classes e potências de precisão* mais vulgarmente utilizadas, bem como os respectivos *limites de erro*, de acordo com a *Norma IEC 61869*, indicam-se na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores mais usuais das classes e potências de precisão dos TI e limites de erro

Função do enrolamento	Classe de precisão	Potência de Precisão (VA)	Limite de erro da corrente secundária a uma percentagem da corrente primária indicada na linha inferior (%)			
			5%	20%	100%	120%
Contagem	0,2	2,5	±0,75	±0,35	±0,20	±0,20
Contagem, medida, registo, sincronização e regulação de tensão	0,5	10	±1,50	±0,75	±0,5	±0,5
Protecção	PX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	5P	15/30	N/A	N/A	±1,00	N/A
	10P		N/A	N/A	±3,00	N/A

Os limites de erro indicados na tabela devem ter em consideração que para as classes de precisão **0,2** e **0,5** os valores indicados **não devem ser excedidos** para valores entre **25%** e **100%** das potências de precisão definidas.

Factor de sobrecarga

Uma outra característica importante dos TI é o **Factor de sobrecarga (FS)**, que representa o **valor máximo do aumento da corrente primária em relação à corrente nominal** que o TI pode **suportar sem ultrapassar a sua capacidade de sobrecarga**.

Os **valores normalizados**, de acordo com a Norma IEC 61869-2, são **FS 5** e **FS 10**.

Curva de magnetização

A **curva de magnetização** é igualmente uma característica importante de um TI, tendo o traçado que se indica na Figura 18.

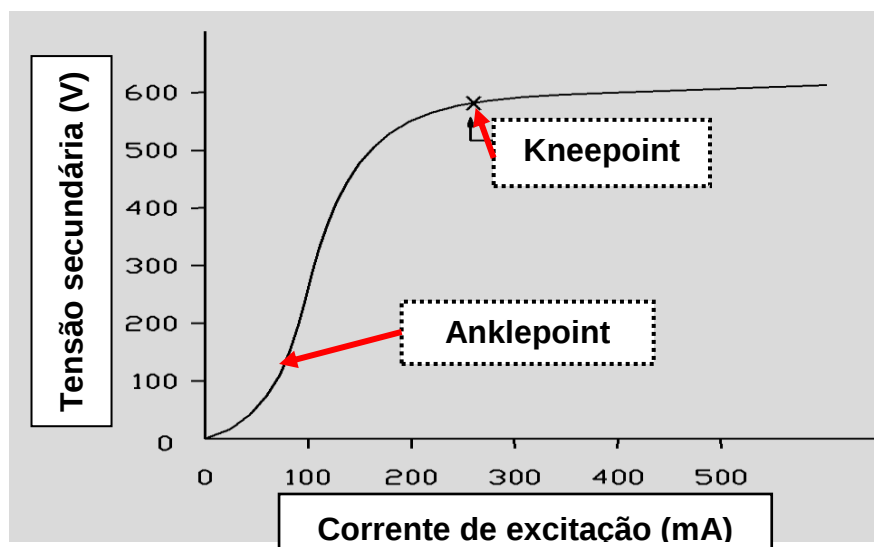


Figura 18 – Curva de magnetização de um TI

A **operação satisfatória** de um *TI* deve situar-se na **zona linear** da *curva de magnetização*, ou seja **abaixo do ponto** em que o *TI* entra em **saturação**¹¹ – *kneepoint* –, que se define como o *ponto em que um aumento de 10% da tensão origina um aumento de 50% da corrente de magnetização*.

7. TRANSFORMADORES DE MEDIDA COMBINADOS MAT E AT

Os **transformadores de medida combinados** agregam num mesmo aparelho (por fase) um *transformador de tensão* e um *transformador de intensidade*, apresentando para cada uma das funções valores secundários e classes e potências de precisão iguais aos referidos para os *TT* e *TI*.

São normalmente utilizados quando o **espaço disponível** para *implantação da SE* é **reduzido**.

8. SENSORES NÃO CONVENCIONAIS DE MEDIDA DE TENSÃO E CORRENTE EM ALTA E MUITO ALTA TENSÃO

8.1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico das **comunicações** entre *subestações* e entre estas e os *centros de comando e controlo da rede eléctrica*, obedecendo aos requisitos da Norma IEC 61850-9-2 – *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*, requerem cada vez mais a **digitalização das subestações**.

Este processo de *digitalização* encontra-se já *implementado* nos **sistemas de comando, controlo e protecção**, onde todas as *informações, sinais de comando, actuação das protecções e de encravamento* são **digitais**, o que não acontece nas medidas das *grandezas eléctricas tensão e corrente*.

Requer-se também uma **maior precisão na medida** daquelas *grandezas*, o que é *particularmente relevante* quando está em jogo a **contagem de energia** (*activa e reactiva*), e que para **incrementar** o processo de *digitalização da subestação*, os *sinais correspondentes* sejam também **digitais** ou **ópticos**.

8.2. OS TRANSFORMADORES DE MEDIDA CONVENCIONAIS. PRINCIPAIS INCONVENIENTES

Os **sinais de saída** dos equipamentos utilizados habitualmente para obtenção das *medidas das grandezas eléctricas* anteriormente referidas – **transformadores de medida de tensão (TT)** e de *corrente (TI)* – são **analógicos** (**110/ $\sqrt{3}$ V** ou **100/ $\sqrt{3}$ V** nos *TT* e **1 A** ou **5 A** nos *TI*).

¹¹ A **saturação** de um *material ferromagnético* verifica-se quando ao *aumento do campo magnético* **não corresponde** o *aumento da densidade de fluxo magnético*.

Acresce ainda que os *TT* e *TI*, mesmo cumprindo os **limites de erro** estabelecidos nas *normas aplicáveis*, quando a sua construção de baseia em **núcleos de material magnético** (caso dos *TT* indutivos e dos *TI*), introduzem **erros de medida**.

Esta situação é particularmente sensível nos *núcleos de protecção*, que entram em **saturação magnética**¹² devido aos *elevados valores da corrente em caso de defeito*.

Os *TT indutivos* podem também apresentar fenómenos de **ferro-ressonância**¹³, enquanto os *TT capacitivos* podem dar origem a **sinais de alta frequência**, o que provoca **interferência nas comunicações**.

As principais **causas do erro** nos *transformadores de medida* com *núcleo ferromagnético* são:

- Necessidade de magnetizar o núcleo.
- Fluxo remanescente¹⁴.
- Dispersão do fluxo magnético.
- Perdas devidas a correntes de **Foucault**¹⁵.

8.3. O ESTADO ACTUAL DA TECNOLOGIA DA MEDIDA EM INSTALAÇÕES DE ALTA E MUITO ALTA TENSÃO

Para obviar aos **inconvenientes** referidos no capítulo anterior, nas últimas décadas os fabricantes de *equipamentos eléctricos para instalações de alta tensão* têm vindo a desenvolver *soluções alternativas* – os designados **sensores não convencionais**¹⁶ de *medida de tensão e corrente*:

- **Sensores ópticos** para *medida de tensões e correntes*.
- **Sensores baseados na Bobina de Rogowski**¹⁷ para *medida de correntes*.

As principais vantagens dos *sensores não convencionais* são:

- Não apresentam o problema do **secundário em aberto** dos *TI*.
- Não têm fenómenos de **ferro-ressonância** nem de **saturação**.

¹² Um *material magnético* entra em **saturação** quando o **aumento do campo magnético aplicado não origina o aumento da densidade de fluxo magnético ou indução magnética**, isto é **não aumenta a magnetização do material**. Campo magnético – símbolo: *H*; unidade: **ampère por metro (A/m)**. Fluxo magnético – símbolo *B*; unidade: **tesla (T)**.

¹³ A **ferro-ressonância** é um **fenómeno oscilatório**, causado habitualmente por *descargas atmosféricas, manobras de disjuntores, energização de transformadores e variações bruscas da carga*, que pode originar **sobretensões graves** para os *equipamentos*.

¹⁴ **Fluxo remanescente**: magnetização que **perdura** num *material ferromagnético* **após o campo magnético deixar de ser aplicado**.

¹⁵ Definem-se **correntes de Foucault** como “as correntes induzidas em materiais condutores, quando estes se encontram sob a acção de um fluxo magnético variável”.

¹⁶ Este artigo aborda apenas os **sensores não convencionais** para *MAT* e *AT*, embora os princípios expostos se **apliquem igualmente a instalações MT**.

Alguma literatura designa os *sensores não convencionais* por **sensores electrónicos**.

¹⁷ Ver Capítulo 8.5.

- *Melhor precisão num **largo espectro de gama de medida**, com *correção e ajuste contínuo*, usando **parâmetros estabelecidos na fase de calibração** e armazenados numa **memória electrónica**.*
- **Largo espectro de medida** quer à *frequência industrial* quer na *presença de harmónicas*.
- Apresentam **menor esforço eléctrico** nos *materiais isolantes*, **limitando** o *envelhecimento precoce*, a *penetração de humidade* e o *risco de explosão*.
- Um **único sensor (óptico)** pode *medir correntes e tensões* e ser **utilizado simultaneamente para medida e protecção**.
- **Menores dimensões e peso**, permitindo *economia de espaço* e *melhor manuseabilidade*.
- **Simplificação** da *cablagem de comando e controlo*.

Apesar de a *generalidade dos fabricantes* considerar que a *tecnologia dos sensores não convencionais de medida* está **madura** e de *respeitarem as Normas IEC aplicáveis*¹⁸, a sua utilização ainda **não está generalizada**, não só porque a maioria dos **utilizadores** (*designadamente empresas de produção, transporte e distribuição de energia*) ainda **não aceitam** estas tecnologias, mas também porque os *interfaces* ainda **não estão normalizados** e os *métodos de ensaio* ainda **não merecem unanimidade**.

8.4. SENSORES ÓPTICOS

A ABB, para responder aos requisitos anteriormente descritos tem vindo a desenvolver *sensores de medida de correntes e tensões* com **maior precisão e fiabilidade**, os **sensores ópticos**, que utilizam **fibra óptica** para *medida das grandezas em questão*.

Estes equipamentos apresentam ainda as seguintes vantagens:

- **Ausência de óleo e SF6**, o que se traduz em **menor agressividade** para o *ambiente* e **menor risco de incêndio**.
- Estão **galvanicamente isolados** das *instalações e equipamentos MAT e AT*.

Os **sensores de corrente**, cujo funcionamento se baseia no **efeito de Faraday**¹⁹, são dos seguintes tipos:

- *Bulk-Optics Transducer*, também designados por *magneto-optic current transducer (MOCT)*, por *inserção de um dispositivo (vidro grosso – bulk-optics)* no *cabo de fibra óptica* (ver Figura 19).

¹⁸ IEC 61869-10:2017 – Instrument transformers - Part 10: Additional requirements for low-power passive current transformers.

IEC 61869-11:2017 – Instrument transformers - Part 11: Additional requirements for low power passive voltage transformers.

IEC/TR 61869-103 – Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality.

IEC 61757-1 – Fibre optic sensors – Part 1: Generic specification

IEC 61757-1-1 – Fibre optic sensors – Part 1-1: Strain measurement – Strain sensors based on fibre Bragg gratings.

¹⁹ O **efeito de Faraday** é um fenómeno de **polarização da luz** através criada pela *relação entre os campos eléctrico e magnético*.

- *All-Fiber Transducer*, que é composto por componentes passivos de fibra óptica.

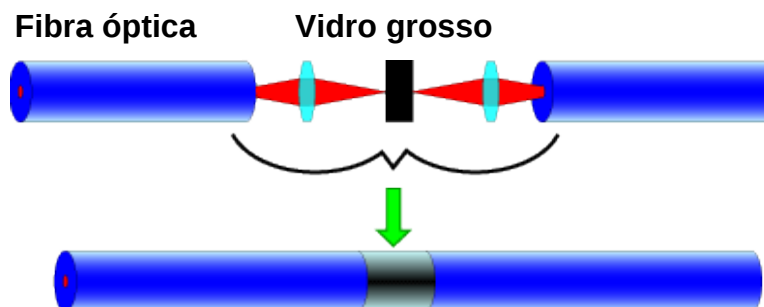


Figura 19 – Representação esquemática do sensor bulk-optics

Os sensores de tensão são dos seguintes tipos:

- *Electro-Optic Transducer (EOVT)*, que se baseia no **efeito de Pockels**²⁰ num *cristal cilíndrico*, normalmente designados por **celas de Pockels**.
- *Piezo-Optic Transducer*, que se baseia no **efeito piezoelétrico inverso**²¹, por **aplicação de um campo elétrico a cilindro de quartzo**.

As *celas de Pockels* habitualmente utilizadas são:

- **Óxido de bismuto germânio**, um **composto inorgânico de bismuto, germânio e oxigénio**, cuja *fórmula química* é **Bi₄Ge₃O₁₂**, habitualmente designado por **BGO** e que é o **mais utilizado**.
- **Niobato de lítio**, um **composto de nióbio, lítio e oxigénio**, cuja *fórmula química* é **LiNbO₃**.
- **Fosfato monopotássico**, um **composto inorgânico**, cuja *fórmula química* é **KH₂PO₄**, habitualmente designado por **KDP**.
- **Óxido de silício bismuto**, um **composto inorgânico de bismuto, silício e oxigénio**, cuja *fórmula química* é **Bi₁₂SiO₂₀**, habitualmente designado por **BSO**.

Os sensores de corrente e tensão podem ser montados separadamente, como os *TI* e os *TT*, embora a **solução mais comum é de montá-los em conjunto** (designado como **unidade óptica de medida**), no *mesmo invólucro isolante*, como se representa na Figura 20.

²⁰ O **efeito de Pockels** traduz-se na mudança da **birrefringência de um cristal** (*propriedade óptica de um material que possui diferentes índices de refração para diferentes direções de propagação da luz em um meio óptico*) induzida por um **campo elétrico que varia lentamente**.

²¹ O **efeito piezoelétrico inverso** é o **fenómeno** pelo qual um *cristal* submetido a um **campo elétrico**, com a **mesma direcção de polarização**, sofre uma **deformação mecânica**, **transformando energia eléctrica em energia mecânica**. Esta **transformação** dá origem à **emissão de um sinal óptico**, que *varia* com a **intensidade do campo eléctrico aplicado**.

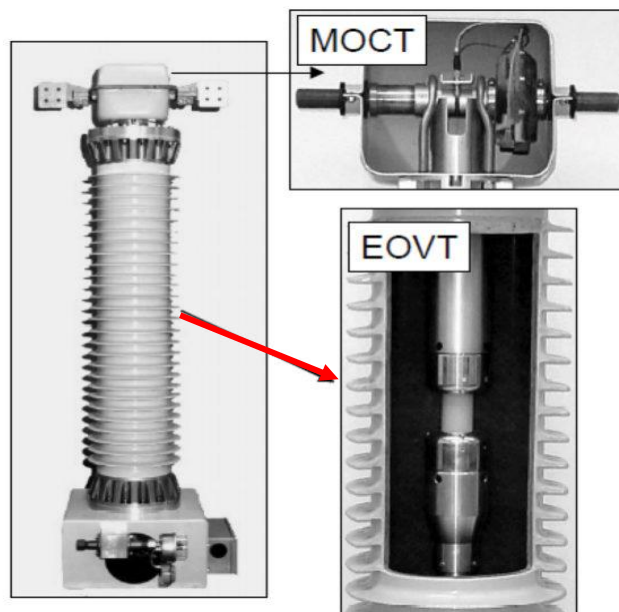


Figura 20 – Sensor combinado de corrente e tensão

Os *sensores ópticos de corrente* podem também ser montados **directamente nos disjuntores**, associado a uma *unidade de medida*, como se representa na Figura 21.

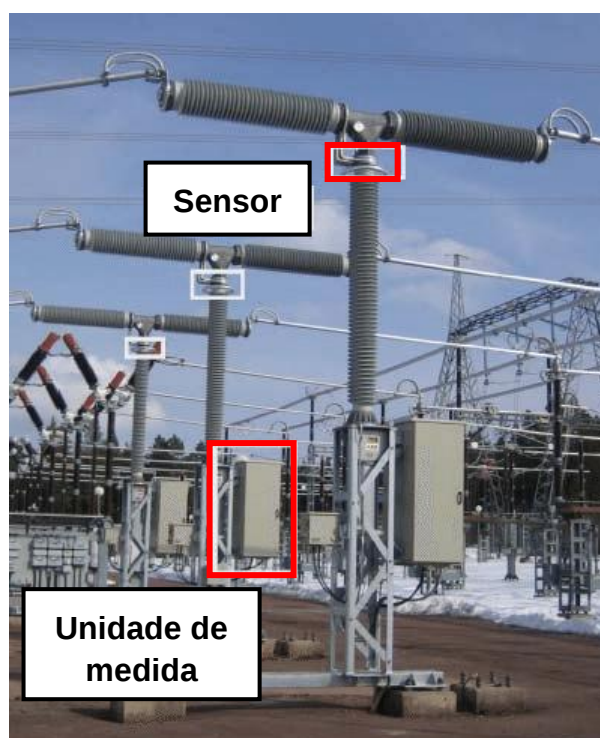


Figura 21 – Disjuntor com sensor óptico de corrente

Os *sensores ópticos de medida* podem ser utilizados em subestações do tipo **AIS** e do tipo **GIS**.

8.5. A BOBINA DE ROGOWSKI

Alguns fabricantes, designadamente a *Siemens* e a *GE*, têm vindo a instalar **experimentalmente** nos equipamentos **GIS** *sensores de medida de corrente baseados na Bobina de Rogowski*, como se ilustra na Figura 22.

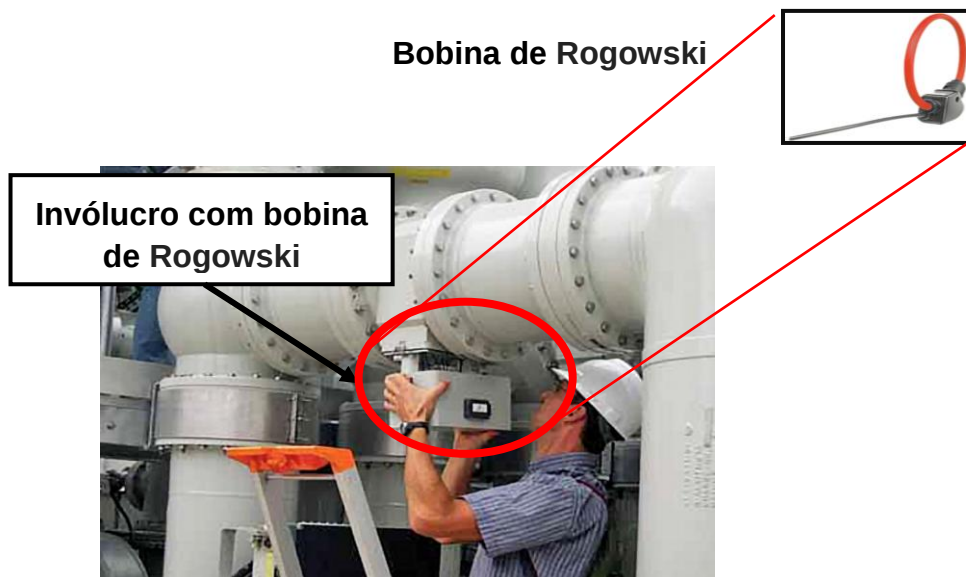


Figura 22 – Instalação de uma bobina de Rogowski num GIS

A **Bobina de Rogowski** é um *enrolamento*, de **forma toroidal**, que se *distribui* de *forma uniforme* num **núcleo de material não magnético** (*que pode ser o ar*), cujo *funcionamento* se baseia nas **Lei da indução de Faraday**²² e na **Lei de Ampère**²³.

Quando a **bobina abraça um condutor** no qual circula uma *corrente eléctrica alternada* I_p , de acordo com a **Lei da indução de Faraday**, aos *terminais da bobina* é **induzida uma tensão** U_s , cujo *valor* é **proporcional à taxa de variação** da *corrente*. (ver Figura 23). A expressão que traduz o que foi exposto é:

$$u_s(t) = -M \frac{di_p(t)}{dt}$$

Onde **M** é o **coeficiente de indução mútua** entre o *condutor* e a *bobina*, calculado pela expressão:

$$M = S \times n \times \mu_0$$

²² A **Lei da indução de Faraday**, habitualmente designada por **lei da indução electromagnética**, enuncia que a **variação de fluxo magnético** que *atravessa um circuito* (por exemplo uma espira) desenvolve nele uma **força electromotriz (f.e.m.) de indução** ou **induzida**, definindo os factores que determinam o *valor da f.e.m.* (*grandeza da variação do fluxo; rapidez da variação do fluxo; quantidade de espiras do circuito do induzido*).

²³ A **Lei de Ampère** relaciona o **campo magnético induzido** com a **corrente eléctrica** que *circula num circuito fechado*.

No caso da *bobina de Rogowski*, essa **relação**, onde $\vec{H}$ representa o **campo magnético** e $d\vec{l}$ é um **comprimento infinitesimal** da *bobina* exprime-se pela relação:

$$\oint \vec{H} d\vec{l} = i$$

$\oint$ representa o **integral de linha**.

Onde:

- S é a área da secção transversal da bobina
- n é o número de espiras da bobina
- $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ [H/m] é a permeabilidade magnética do vazio

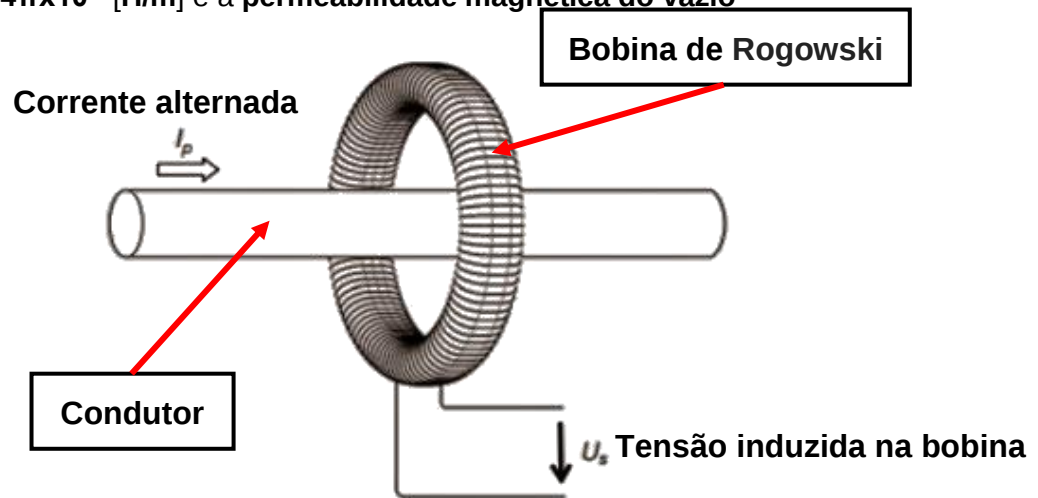


Figura 23 – Diagrama esquemático do funcionamento da bobina de Rogowski

Associado à bobina existe um **integrador** que converte o **sinal analógico** em **sinal digital**.

9. DESCARREGADORES DE SOBRETENSÕES MAT E AT (DST)

Os **DST** (também designados por *pára-raios*), que se encontram representados na Figura 24, destinam-se à protecção das instalações e equipamentos contra as **sobretensões de manobra** ou de **origem atmosférica**.



Figura 24 – Descarregador de sobretensões

Os DST utilizados mais habitualmente são do tipo “**resistência não linear**” em **óxidos metálicos** (*óxido de zinco – ZnO*), e também em **carboneto de silício (SiC)**, com *indicação da corrente de fuga e com limitadores de pressão*, próprios.

As *resistências não lineares* têm a propriedade de o *valor da sua resistência variar inversamente com o valor da corrente*, ou seja, apresentam **valores elevados de resistência para valores baixos da corrente** (como é o caso da corrente de serviço das *instalações MAT e AT*), e **valores muito baixos para valores elevados da corrente** (como é o caso das correntes resultantes de uma *descarga atmosférica*).

As características dos DST são as seguintes:

- *Tensão estipulada*: **72,5 kV; 123 kV; 170 kV; 245 kV, 300 kV; 420 kV; 550 kV; 800 kV**
- *Corrente estipulada de descarga*: **10 kA; 20 kA**
- *Frequência*: **50 Hz ou 60 Hz**
- *Corrente estipulada de curto-circuito de curta duração*: **20 kA; 40 kA; 65 kA; 80 kA**

Os DST, que são montados em **paralelo**, são habitualmente instalados nos *painéis de linha e junto dos transformadores*, em disposição vertical e apoiados em estruturas metálicas de suporte ou na cuba dos transformadores.

Os DST são habitualmente instalados com **contadores de descarga**.

10. OUTROS EQUIPAMENTOS MAT E AT

Outros equipamentos que são habitualmente instalados nas subestações são:

- **Condensadores de acoplamento e bobinas tampão** (filtragem de frequências e harmónicas, quando as comunicações entre a subestações é realizada por meio de onda portadora, que tem como suporte físico o(s) condutor(es) de energia das linha aéreas – *Power Line Carrier* – embora esta solução está a deixar de ser utilizada, fazendo-se as comunicações por *fibra óptica* incorporada nos *cabos de guarda das linhas aéreas*²⁴ – cabos **OPGW**).
- **Reactâncias de neutro** (ligação do ponto de neutro da instalação, com o objectivo de limitar a corrente de defeito à terra).
- **Impedâncias limitadoras de curto-circuito** (limitar o valor da corrente de curto-circuito, nos barramentos da subestação).
- **Reactâncias shunt**, habitualmente designadas por *Shunt reactors* (reactâncias para compensação da energia reactiva capacitiva em redes de cabos subterrâneos muito extensas).
- **Baterias de condensadores** (compensação da energia reactiva indutiva em redes de linhas aéreas muito extensas).

²⁴ Os **cabos de guarda** têm como função a **protecção** das *linhas aéreas* contra **descargas atmosféricas**.

- **Blocos extraíveis** (só em subestações AT – em Portugal nos **60 kV**, nas SE da E-REDES) – Figura 25.

Neste equipamento as instalações o **disjuntor** é montado sobre um *charriot*, que permite a sua **extracção**. O *bloco extraível* pode ou não incluir os *TI*.

A utilização deste tipo de equipamento permite **dispensar os seccionadores de isolamento**, uma vez que a **extracção do bloco garante o corte visível**.

Do ponto de vista da *exploração e da manutenção*, esta solução permite uma **substituição mais rápida do equipamento**, em caso de defeito deste, e realizar **manobras mais simples e rápidas**.

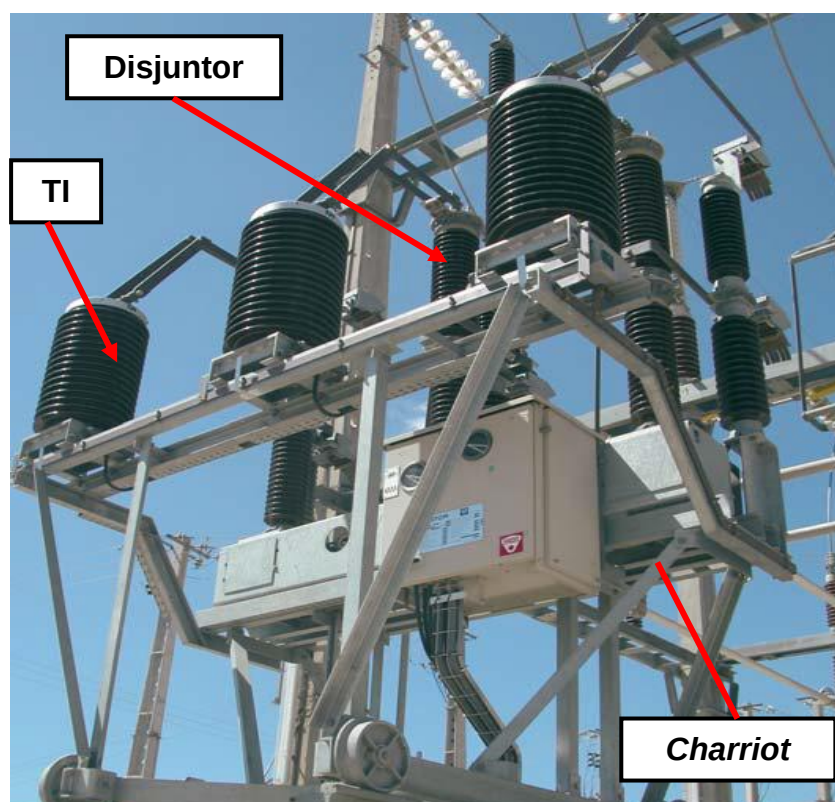


Figura 25 – Bloco extraível

11. QUADROS DE MÉDIA TENSÃO (QMT) E EQUIPAMENTOS MT

11.1. QMT

Nas SE MAT/MAT e MAT/AT os **QMT** têm apenas como função o *corte, manobra e protecção* do(s) TSA. Já nas SE AT/MT os QMT destinam-se, para além do *corte, manobra e protecção* do(s) TSA, ao *corte, manobra e protecção* da(s) **entradas(s) do(s) transformador(es) AT/MT** e das **saídas MT da rede de distribuição**.

Os QMT são constituídos por celas modulares, de fabrico normalizado, tendo cada cela quatro compartimentos:

- Barramento.

- Corte e protecção (interruptor; interruptor associado com fusíveis; seccionador e disjuntor).
- Cabos.
- Baixa Tensão.

Os valores normalizados para os QMT são os seguintes:

- *Tensão estipulada:* **12 kV; 17,5 kV; 24 kV; 36 kV; 40,5 kV** (pouco usual).
- *Intensidade estipulada:* **400 A; 630 A; 1250 A; 2500 A; 4000 A** – dependendo da tensão nominal, corrente de curta duração e fabricante.
- *Corrente de curta duração, 3 s estipulada:* **12,5 kA; 16 kA; 20 kA; 25 kA.**
- *Índice de protecção mínimo:* **IP²⁵ 3X²⁶.**

Nas SE AT/MT de distribuição da **E-REDES** os QMT são normalizados, obedecendo a um **projecto tipo**, dispondo dos seguintes tipos de celas:

- Entrada Transformador (MT).
- Saída MT.
- Bateria de Condensadores.
- Paralelo de Barras.
- Transformador de Serviços de Auxiliares e Reactância de Neutro.

Nestas SE os QMT são do tipo construtivo **Metal-Enclosed**, sendo a *solução mais económica*, e que representa na Figura 26. O **equipamento** utilizado nas celas, no que se refere a *corte, manobra e protecção* são:

- Interruptores (quando apenas é requerida a função de corte).
- Interruptores associados a fusíveis (corte e protecção) – transformadores MT/BT até **1250 kVA**.
- Seccionadores e disjuntores fixos (corte e protecção) – transformadores e saídas aéreas e subterrâneas MT.

O **corte visível** da instalação é **assegurado** pelos *interruptores ou pelos seccionadores*.

²⁵ Ver Anexo.

²⁶ A letra X utiliza-se quando **não se pretende definir** uma das componentes do índice IP.



Figura 26 – QMT do tipo Metal-Enclosed

As características gerais dos QMT da E-REDES são indicadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características gerais dos QMT da E-REDES

Tensão estipulada (kV)	Valor Eficaz da Corrente Estipulada de Curta Duração (3 s) (kA)	Valor de Pico da Corrente Estipulada de Curta Duração (kA)	Correntes estipuladas em serviço contínuo (A)						
			Barramento	Linha	Chegada transformador de potência	Transformador MT/BT	Bateria de condensadore	Inter-barras	Ligação de barras
12	16	40	2500	630	2500	630	630	2500	2500
17,5	16	40	1600	630	1600	630	630	1600	1600
36	12,5	31,5	800	400	400	400	400	800	800

Os índices de protecção **IP** e **IK**²⁷ assegurados pelos invólucros contra a penetração de poeiras e água e contra impactos mecânicos externos são indicados na Tabela 6.

Tabela 6 – Índices de protecção dos QMT da E-REDES

Equipamento	IP	IK
Tampas, divisórias, obturadores e portas de invólucro	IP 30	IK 07
Aparelhagem montada no interior do compartimento de BT	IP 30	IK 02
Mecanismo de comando	IP 20	IK 07

Já nas *SE privadas (MAT/MT; AT/MT; MT/MT)* das **instalações industriais** de *potência significativa*, os QMT são habitualmente do tipo construtivo **Metal Clad**, de que se representa um exemplo na Figura 35, os *são disjuntores* são extraíveis, desempenhando simultaneamente a função de protecção e corte visível (**quando extraídos**).

São a solução **mais flexível, mais robusta e mais segura**, uma vez que garantem uma **melhor separação e isolamento dos componentes normalmente em tensão**, designadamente a *quando da abertura da porta do compartimento do disjuntor*.

O *disjuntor* tem **três posições**:

- Inserido
- Extraído
- Teste



Figura 27 – QMT do tipo Metal Clad

11.2. EQUIPAMENTOS MT

Os **interruptores** são *equipamentos de corte e manobra*, com capacidade para o **estabelecimento e a interrupção da corrente de serviço**, fazendo-se a **extinção do**

²⁷ Ver Anexo.

arco numa *câmara própria* para o efeito (*ar ou SF6*). Podem ser operados **mecânica ou electricamente**, através de um *motor*.

As *intensidades estipuladas normalizadas* são: **200 A, 400 A e 630 A**. As *tensões estipuladas* são as definidas para os *QMT*.

Os **disjuntores MT** têm as mesmas funções e tipos de comando dos disjuntores *MAT* e *AT*; o corte é feito em **SF6** ou no **vácuo**, que por *questões ambientais* tem vindo sucessivamente a conquistar quota de mercado; existem ainda em serviço disjuntores de *pequeno volume de óleo*.

Os *valores normalizados das correntes estipuladas* dos disjuntores *MT* são **400 A, 630 A, 800 A e 1250 A**, e os *valores do poder de corte normalizado* são **12,5 kA, 16 kA, 20 kA e 25 kA**, dependendo da tensão nominal e do fabricante. As *tensões estipuladas* são as definidas para os *QMT*.

Os **seccionadores MT**, tal como os de *MAT* e *AT*, apenas permitem a manobra em vazio, sendo as *intensidades estipuladas normalizadas* **400 A, 630 A e 1250 A**. As *tensões estipuladas* são as definidas para os *QMT*.

Os **transformadores de medida** obedecem aos mesmos princípios dos de *AT* e *MAT*, mas o isolamento habitualmente é em resina e os *TT* são sempre do tipo *indutivo*.

Os **contactores MT**, vulgares nas instalações industriais, destinam-se à **manobra** dos *motores MT* e são normalmente de corte no *vácuo* ou em *SF6*.

ANEXO – ÍNDICES DE PROTECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

1. INTRODUÇÃO

As normas IEC e EN definem os índices de protecção dos equipamentos contra a penetração de corpos sólidos e de água (**índice IP**) e contra os impactos mecânicos (**índice IK**).

2. ÍNDICE DE PROTECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CONTRA A PENETRAÇÃO DE CORPOS SÓLIDOS E DE ÁGUA

De acordo com as *Normas IEC 60529 e EN 60529*, o **índice IP** é composto por dois algarismos *A* e *B*, representando respectivamente o grau de protecção contra a penetração contra corpos sólidos e contra a penetração de água. (**IP AB**)

Os valores são os indicados na Tabela A1.

Tabela A1 – Índices IP

A		B	
IP	Descrição	IP	Descrição
0	Sem protecção	0	Sem protecção
1	Protegido contra a penetração de corpos sólidos de diâmetro superior a 50 mm	1	Protegido contra quedas verticais de gotas de água (condensação)
2	Protegido contra a penetração de corpos sólidos de diâmetro superior a 12,5 mm	2	Protegido contra quedas verticais de água até 15° da vertical
3	Protegido contra a penetração de corpos sólidos de diâmetro superior a 2,5 mm	3	Protegido contra água da chuva até 60° da vertical
4	Protegido contra a penetração de corpos sólidos de diâmetro superior a 1 mm	4	Protegido contra a projecção de água de todas as direcções
5	Protegido contra a penetração de poeiras	5	Protegido contra a jactos de água de todas as direcções
6	Totalmente protegido contra a penetração de poeiras	6	Protegido contra projecções de água semelhantes a vaga de mar
-----		7	Protegido contra os efeitos da imersão em água
		8	Protegido contra os efeitos da imersão prolongada em água sob pressão
		9	Protegido contra projecções de água a alta temperatura e pressão

3. ÍNDICE DE PROTEÇÃO DOS EQUIPAMENTOS CONTRA OS IMPACTOS MECÂNICOS

De acordo com as Normas IEC 62262 e EN 62262, o índice **IK** é composto por dois algarismos *A* e *B*, (**IK AB**), cujos valores são os indicados na Tabela A2, onde se comparam também esses valores com o antigo 3º algarismo do índice *IP*.

Tabela A2 – Índice IK

IK	Energia de impacto (Joule)	Antigo 3º algarismo do índice IP
00	0	0
01	0,14	
02	0,20	1
03	0,35	
04	0,50	3
05	0,70	
06	1,00	
07	2,00	5
08	5,00	
--	6,00	7
09	10,00	
10	20,00	9

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bolotinha, Manuel. Subestações: Projecto, Construção, Fiscalização – 2ª Edição. Quântica Editora/Engebook. Janeiro 2019.
- [2] Bolotinha, Manuel. Subestações – Montagem Electromecânica, Ensaios e Manutenção. Quântica Editora/Engebook. Janeiro 2019.
- [3] Bolotinha, Manuel. Transporte, Distribuição e Utilização de Redes Eléctricas de Muito Alta, Alta e Média Tensão. Quântica Editora/Engebook. Outubro 2019.
- [4] Bolotinha, Manuel. Transformadores de Potência. Publindústria/Engebook. Janeiro 2019.
- [5] Bolotinha, Manuel. Basics of HV, MV and LV Installations. Editora Ómega. Janeiro 2017.
- [6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. International Electrotechnical Vocabulary. IEC 60050-605. Suíça, 1983.
- [7] ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING Edited by John D. McDonald CRC Press 2003
- [8] Normas, Regulamentos e Outros Documentos de Referência citados no texto.