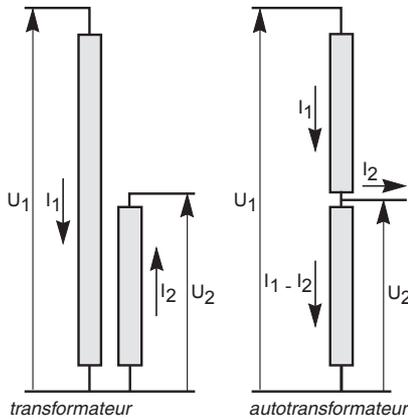


Transformateurs

Définition et paramètres Caractéristiques

Les transformateurs et autotransformateurs permettent de modifier la tension des réseaux ; les transformateurs assurent en outre l'isolement galvanique.



Transformateur

Un transformateur comporte généralement deux enroulements :

- primaire, de tension U_1 et parcouru par un courant I_1
- secondaire, de tension U_2 et parcouru par un courant I_2 .

Ces deux enroulements sont galvaniquement séparés et parcourus par des courants I_1 et I_2 conventionnellement de sens inverse.

Autotransformateur

Un autotransformateur ne comprend qu'un seul enroulement dont un point intermédiaire est sorti. La totalité de l'enroulement peut jouer le rôle de primaire et la partie de l'enroulement jusqu'au point intermédiaire le rôle de secondaire. Le courant circulant dans le secondaire (enroulement commun) est alors la différence entre les deux courants I_1 et I_2 . Cette conception se traduit par une dimension réduite et un meilleur couplage que pour un transformateur équivalent. La tension de court-circuit est donc plus faible et le courant de court-circuit plus élevé que pour un transformateur équivalent.

Principaux paramètres d'un transformateur

Ils sont synthétisés dans le tableau ci-dessous, en distinguant les paramètres :

- généraux communs à tous les transformateurs
- plus spécifiques, dépendant de la technologie utilisée : transformateurs de type sec enrobé, (ex. : Trihal) ou de type immergé, (ex. : Minera).

paramètres généraux communs		toutes technologies		
puissance assignée (kVA)		$P = U_1 \times I_1 \times \sqrt{3} = U_2 \times I_2 \times \sqrt{3}$ HTA/BT : 160 - 250 - 400 - 630 - 800 - 1000 - 1250 - 1600 - 2000 kVA		
fréquence (Hz)		f = 50 Hz en général, 60 Hz en application particulière.		
type de fonctionnement		en général abaisseur ; élévateur ou réversible sur demande.		
tensions primaires	tension(s) assignée(s) U_1	5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 33 kV pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée.		
	niveau d'isolement	7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV		
tensions secondaires	tension(s) assignée(s) U_2	BT : 237 - 410 - 525 - 690 V pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée.		
	niveau d'isolement	BT : 1,1 kV		
	tension de court-circuit (%)	pourcentage de la tension assignée à appliquer au primaire pour avoir I_1 au primaire lorsque le secondaire est en court-circuit. Trihal : 6 % quelle que soit la puissance. immergé : 4 % pour $P \leq 630$ kVA et 6 % au-delà.		
réglage hors tension	par prises de réglage	prises manœuvrables hors tension agissant sur la plus haute tension pour adapter le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. standard = $\pm 2,5$ %, autres valeurs sur demande.		
couplage (transformateur élévateur voir page B102)	transformateur abaisseur	Dyn 11 - Yzn 11 - Y(N) y(n) majuscule = couplage HTA, minuscule = couplage BT, D, d = triangle, Y, y = étoile, Z, z = zig-zag N = neutre sorti côté HTA, n = neutre sorti côté BT 11 ou 0 = indice horaire définissant le déphasage entre primaire et secondaire		
marche en parallèle		voir page B101		
altitude d'utilisation		≤ 1000 m (1)		
température d'utilisation	standard	-25 °C +40 °C (1)		
	moy. journal. mois le plus chaud	30 °C (1)		
	moyenne annuelle	20 °C (1)		
mode d'installation	extérieur sur poteau	en général $P \leq 160$ kVA.		
	extérieur ou intérieur en cabine	toutes puissances		
paramètres spécifiques d'une technologie		sec enrobé	immergé	
diélectrique		Trihal	Minera	Vegeta
		sec enrobé dans la résine époxy ignifugée.	huile minérale	huile végétale
type de moulage/remplissage voir page B94		enrobé et moulé sous vide		
	classe thermique et échauffement	ERT (étanche remplissage total) ou respirant		
refroidissement	naturel	classe thermique F, soit au maxi. : enroulements 100 °C.		
	forcé	AN	ONAN	KNAN
raccordement MT	boulonné	AF	ONAF	KNAF
	embrochable	sur plages.		
accessoires MT		sur traversées embrochables HN 52 S 61.		
		système de verrouillage du panneau HTA sans serrure.		
raccordement BT		connecteurs séparables embrochables sur bornes HN 52 S 61		
	accessoires de protection interne voir page B103	système de verrouillage desembrochables sans serrure.		
autres accessoires		sur jeux de barres ou autre.		
	protection contre les contacts directs	par traversées porcelaine ou passe-barres.		
verrouillage		capot BT (si prises embrochables côté HTA)		
	(1) valeurs standard (NF C 15-100 et CEI 60076)	relais type DMCR ou DGPT2, thermostat, thermomètre, relais Bucholz + assécheur d'air.		
		doigt de gant.		
		vanne de vidange (standard si $P \geq 800$ kVA).		
		transfo. nu avec passe-barres BT et traversées HTA porcelaine : IP 00.		
		transfo. avec passe-barres BT capot et traversées HTA embrochables : IP 21-0.		
		panneaux mobiles et traversées embrochables		

Choix du diélectrique et de la technologie

Le choix du diélectrique de refroidissement est lié à des aspects de sécurité et économiques.

Les transformateurs de type sec enrobé (ex. : Trihal) sont refroidis par l'air ambiant. Les normes imposent leur emploi pour certaines applications (ex : IGH) du fait de leurs qualités (classes F1, E2, C2 et IP 3X).

Dans le choix du diélectrique de refroidissement, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, entre autres :

- la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage (environnement), sécurité qui fait l'objet d'une réglementation et de recommandations officielles
- le bilan économique, compte tenu des avantages de chaque technique et de la gamme des matériels existante.

Transformateurs de type sec enrobé

Principe : refroidissement par l'air ambiant

L'isolation des enroulements des transformateurs de type sec enrobé (ou encapsulé) est réalisée par des isolants secs. Le refroidissement est donc assuré par l'air ambiant sans liquide intermédiaire.

Par exemple, les transformateurs secs enrobés de type Trihal sont réalisés à l'aide de systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement HTA.

Trois composants constituent l'enrobage :

- résine époxyde à base de biphénol A, de viscosité adaptée à une excellente imprégnation des enroulements
- durcisseur anhydride (non aminé), modifié par un flexibilisateur pour assurer la souplesse du système moulé nécessaire afin d'interdire toutes fissures en exploitation
- charge active pulvérulente composée d'alumine trihydratée $Al(OH)_3$ et de silice qui apporte des propriétés mécaniques et thermiques requises et les qualités intrinsèques exceptionnelles de comportement au feu des transformateurs Trihal.

Classe d'exigences les plus sévères par rapport aux risques

Les normes NF C 52-115 et NF EN 60076-11 définissent les types de risques et les classes de comportement des transformateurs indiquées dans le tableau ci-contre. La classification E0, C1, F1 est imposée comme classe minimum par la norme NF C 52-115.

Les transformateurs secs enrobés répondent en général aux exigences les plus sévères ; ainsi, par exemple les Trihal répondent à :

- classe **F1** de comportement au feu (NF EN 60076-11) (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :
 - autoextinction rapide : l'enrobage possède une excellente résistance au feu et une auto-extinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables
 - matériaux et produits de combustion non toxiques : l'enrobage est exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité sérieuse contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse
 - fumées non opaques : du fait des composants utilisés
 - classe **E2** de comportement vis à vis de l'environnement (NF EN 60076-11), c'est à dire résistance aux risques de :
 - condensation fréquente
 - pollution élevée.
- Le système d'enrobage procure un excellent comportement en atmosphère industrielle et une insensibilité aux agents extérieurs (poussière, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes par la suppression des risques de pollution froide ou chaude
- classe **C2** climatique, c'est à dire fonctionnement transport et stockage jusqu'à -25 °C.

Degré de protection élevé

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs. Par exemple, les Trihal ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-88.

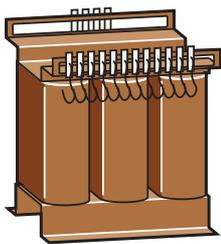
Technologie imposée dans certains cas

Cet ensemble de qualités permet l'installation des transformateurs secs enrobés au milieu de locaux occupés sans précaution complémentaire. En particulier, les normes sur les IGH (immeubles de grande hauteur) imposent l'utilisation de ce type de transformateurs.

Gamme des puissances

La gamme des transformateurs secs enrobés Trihal va par exemple jusqu'à 10 MVA et 36 kV.

type de risque	classes d'exigences
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2



Choix du diélectrique et de la technologie

Transformateurs

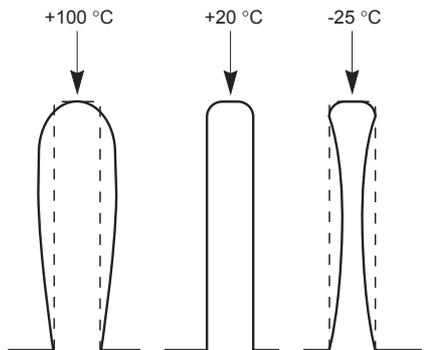
Les transformateurs de type immergé sont refroidis dans un diélectrique liquide qui est

- soit de huile minérale (Minera)
- soit de l'huile végétale (transformateur Vegeta) et sont de technologie ERT ou respirant avec conservateur.

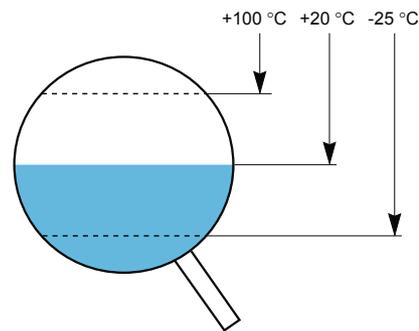
L'huile végétale des transformateurs Vegeta présente les avantages :

- d'être un diélectrique écologique :
 - huile végétale de qualité alimentaire
 - biodégradable à 99 % en 43 jours.
 - d'origine renouvelable et naturelle
- d'offrir des performances optimisées :
 - comportement au feu renforcé
 - durée de vie prolongée
 - tenue aux surcharges accrues.

Elle s'inscrit dans une démarche innovante et éco-citoyenne certifiée ISO9001 et ISO 14000.



a - ERT : effet des variations température sur la déformations élastique des ailettes.



b -respirant avec conservateur : effet des variations de température sur la variation de niveau du réservoir.

Transformateurs de type immergé

Principe : refroidissement par diélectrique liquide

Le liquide utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est :

- soit de l'huile minérale, tirée du pétrole (transformateur Minera)
- soit de l'huile végétale, extraite des plantes (transformateur Vegeta).

Ces liquides étant inflammables, voire très inflammables dans le cas de l'huile minérale, il est recommandé de prendre des mesures de sécurité, obligatoires dans la plupart des cas dont la plus simple est le relais de protection type DMCR ou DGPT2.

En cas d'anomalie, il donne l'ordre de mise hors service du transformateur avant que la situation ne devienne dangereuse.

L'huile minérale est difficilement biodégradable, même sur le long terme, alors que l'huile végétale est biodégradable à 99 % en 43 jours. Elle constitue une alternative écologique, apportant de plus des performances optimisées.

Le diélectrique liquide sert aussi à évacuer les calories. Il se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante. La conception des transformateurs leur permet d'absorber les variations de volume correspondantes.

Deux techniques employées

● étanche à remplissage total (ERT) jusqu'à 10 MVA

Mise au point par France-Transfo, la technique du remplissage total (ERT) "sans matelas gazeux" des cuves étanches des transformateurs immergés a été adoptée par EDF en 1972. Toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air ambiant est évité.

Le transformateur est simplifié, ce qui se traduit par :

- une économie d'achat et un gain d'encombrement : ni assécheur d'air, ni conservateur de liquide
- une grande facilité de raccordement : dégagement total de la plage des bornes haute et basse tension
- une réduction considérable des servitudes d'entretien (simple surveillance).

La dilatation du diélectrique est compensée par la déformation élastique des parois ondulées de la cuve, parois dont la souplesse mécanique permet une variation adéquate du volume intérieur de la cuve (figure (a) ci-contre)

● respirants avec conservateur

La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion placé au-dessus de la cuve (ou conservateur).

La surface du diélectrique peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparé par une paroi étanche en matière synthétique déformable. Dans tous les cas un assécheur d'air (avec un produit dessiccateur) évite l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir (figure (b) ci-contre).

Tableau : comparaison des techniques de transformateurs immergés

technologie	ERT (étanche à remplissage total)	respirant avec conservateur
caractéristique	le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère	le diélectrique est en contact avec l'atmosphère
reprise d'humidité	non	oui
absorption d'oxygène	non	oui
oxydation du diélectrique	non	oui
dégradation de l'isolement	non	oui
maintenance	faible	forte
entretien de l'assécheur	non	oui
analyse de l'huile tous les (recommandé par France transfo)	10 ans	3 ans

Les transformateurs de la gamme Minera sont conformes à la nouvelle norme NF EN 50464 qui propose des combinaisons de pertes en charge et à vide à standard mais aussi à haut rendement.

La gamme Minera s'inscrit ainsi dans une démarche d'innovation au service de l'efficacité énergétique.

Pertes des transformateurs immergés : nouvelle norme NF EN 50464

Tous les transformateurs de la gamme Minera, à huile minérale, sont dès à présent conformes à la nouvelle norme NF EN 50464. Cette norme à caractère Européen, innove par un choix de combinaisons de pertes à vide et de pertes en charge dont les niveaux définissent à la fois le design de transformateurs dits standards (pertes équivalentes à la série UTE) mais aussi à haut rendement (faibles pertes). France Transfo confirme ainsi sa position de marque premium et de pionnier technologique au service de l'efficacité énergétique.

Comparaison des pertes dans l'ancienne et dans la nouvelle norme

● Ancienne norme NF C 52-112-1

Cette ancienne norme, encore en vigueur en 2007, définissait des niveaux de pertes en charge A, B, C et des niveaux de pertes à vide A', B', C' pour les valeurs préférentielles des transformateurs 50, 100, 160, 250, 400, 630, 1600, 2500 kVA.

Elle recommandait les niveaux de pertes suivants à utiliser en France :

- AA' de 250 à 630 kVA
- BB' + 5% de 800 à 2500 kVA.

● Nouvelle norme NF EN 50464

La nouvelle norme reprend les niveaux A, B, C et A', B', C' en les changeant de nom

- A, B, C deviennent respectivement C_k, D_k, B_k
- A', B', C' deviennent respectivement E₀, D₀, C₀

avec des niveaux de pertes sensiblement équivalents, voire légèrement réduits.

Elle ajoute par ailleurs des niveaux de pertes plus sévères :

A_k, B₀, C₀.

Le tableau qui suit présente l'équivalence entre la classification des pertes à vide et en charge de l'ancienne norme NF C52112 et de la nouvelle norme NF EN 50464-1, avec les notations ainsi définies.

Puissance assignée (kVA)	Pertes* à vide P ₀ (W)					Pertes* en charge P _k (W)				Impédance de court-circuit %
	A'	B'	C'	B ₀	A ₀	B	A	C	A _k	
NF C 52 1121	E ₀	D ₀	C ₀			D _k	C _k	B _k	A _k	
NF EN 50464										%
50	190	145	125	110	90	1350	1100	875	750	4
100	320	260	210	180	145	2150	1750	1475	1250	
160	460	375	300	260	210	3100	2350	2000	1700	
250	650	530	425	360	300	4200	3250	2750	2350	
315	770	630	520	440	360	5000	3900	3250	2800	
400	930	750	610	520	430	6000	4600	3850	3250	
500	1100	880	720	610	510	7200	5500	4600	3900	
630	1300	1030	860	730	600	8400	6500	5400	4600	
630	1200	940	800	680	560	8700	6750	5600	4800	
800	1400	1150	930	800	650	10500	8400	7000	6000	
1000	1700	1400	1100	940	770	13000	10500	9000	7600	
1250	2100	1750	1350	1150	950	16000	13500	11000	9500	6
1600	2600	2200	1700	1450	1200	20000	17000	14000	12000	
2000	3100	2700	2100	1800	1450	26000	21000	18000	15000	
2500	3500	3200	2500	2150	1750	32000	26500	22000	18500	

* à 75°C pour Un ≤ 24 kV

Exemple : un transformateur de 800 kVA a, de niveau de pertes AA' (8400 W en charge et 1400 W à vide) suivant l'ancienne norme correspond à un niveau C_kE₀ équivalent suivant la nouvelle norme.

Par contre les niveaux A₀, B₀, A_k sont propres à la nouvelle norme et n'étaient pas définis dans l'ancienne.

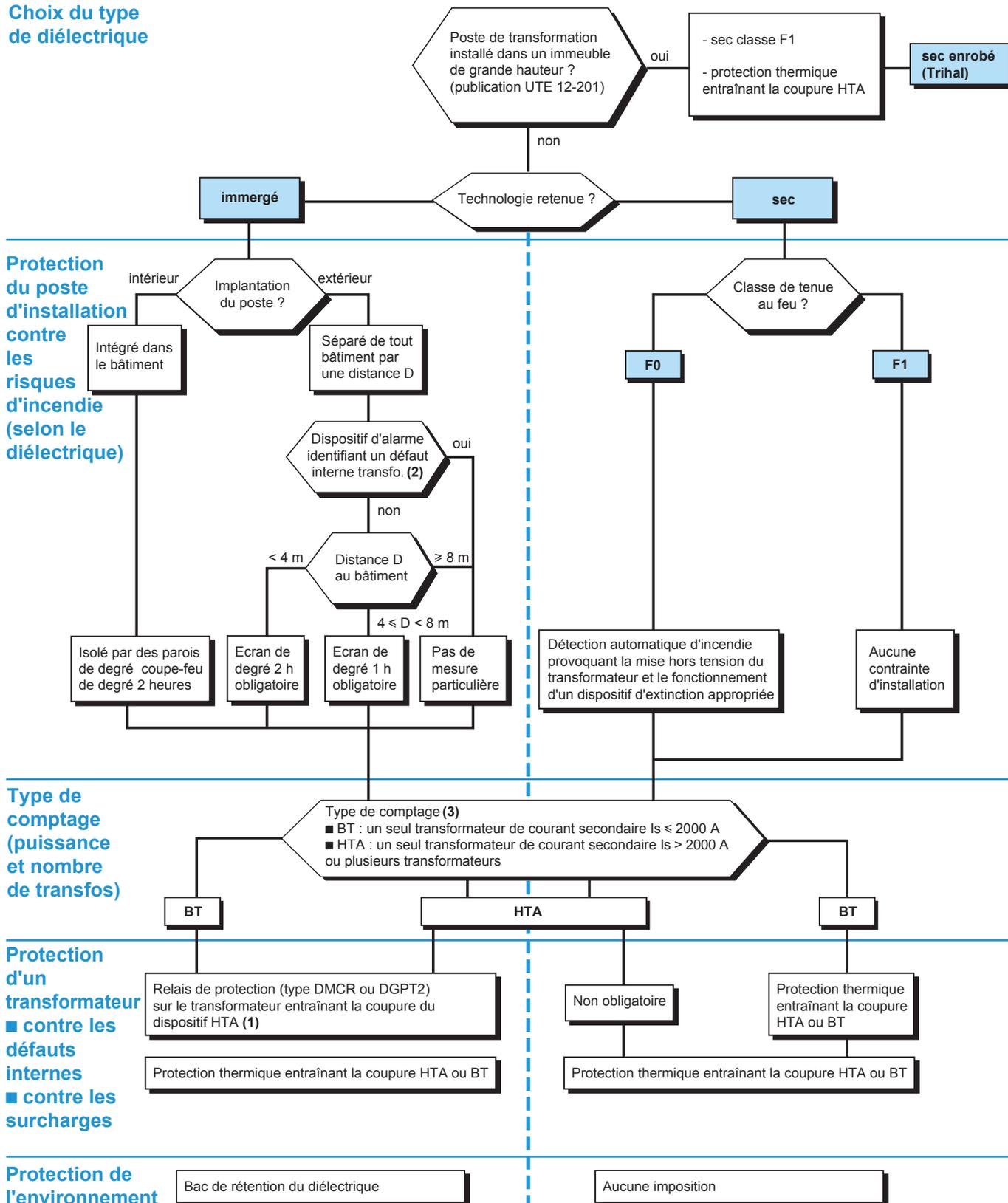
Réglementation participant au choix

Les paramètres essentiels de choix du transformateur sont :

- installation en immeuble de grande hauteur (IGH)
- type de technologie souhaitée
- puissance du transformateur
- transformateur installé à l'intérieur ou l'extérieur du bâtiment d'exploitation
- type de comptage
- utilisation ou non d'un relais de protection type DMCR ou DGPT2, et, sinon local intérieur avec ou sans parois coupe-feu de degré 2 heures.

Le logigramme de la page B96 décrit les conditions à respecter en fonction de ces paramètres.

Transformateurs

Choix d'un transformateur
Contraintes réglementairesChoix du type
de diélectrique

(1) Le texte de la NF C 13-100 : précise "dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission anormale de gaz au sein du diélectrique et assurant la mise hors tension du transformateur." En pratique un relais de protection de type DMCR ou DGPT2 associé à une bobine déclenchant l'ouverture de du dispositif de coupure de la cellule HTA de protection transformateur (type QM ou DM1) assure cette fonction. Sinon, en l'absence de ce dispositif il faut recourir à des dispositions "lourdes" avec rétention du liquide + lit de cailloux. L'ouverture de la protection HTA peut être réalisée soit par une bobine à manque de tension (type MN) avec une source auxiliaire, soit par bobine à émission de courant (type MX).

(2) La norme NF C 13-100 permet de considérer que, pour les postes préfabriqués d'extérieur, l'utilisation d'un dispositif d'alarme identifiant que l'origine du défaut peut être lié à un risque d'incendie, c'est-à-dire que le déclenchement de la protection amont HTA résulte du dispositif décrit en (1) (relais type DMCR ou DGPT2), affranchit des contraintes liées aux distances $D < 8 \text{ m}$.

(3) La valeur $I_s < 2000 \text{ A}$ correspond à 1250 kVA/20 kV, 1000 kVA / 15 kV, 630 kVA en 10 kV, 400 kVA en 5,5 kV.

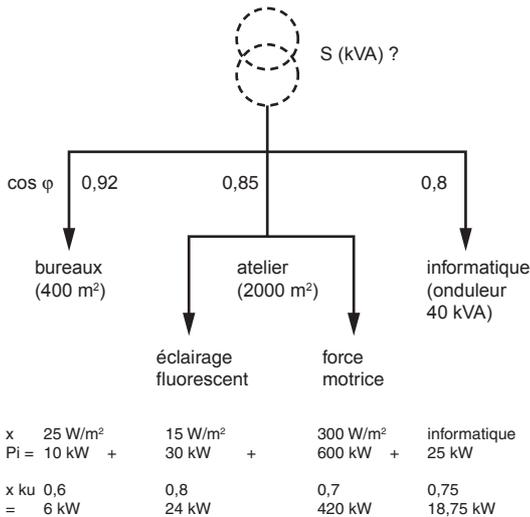
Détermination de la puissance optimale

Surdimensionner un transformateur est pénalisant financièrement, mais le sous-dimensionner peut avoir des conséquences sur le fonctionnement de l'installation et le vieillissement du transformateur.
La puissance optimale nécessite de connaître les cycles de fonctionnement de l'installation.

On détermine la puissance appelée S_a (kVA) d'après la puissance installée et l'utilisation des récepteurs.
On la compare à la puissance S_c (kVA) du pic de consommation de l'année.

Exemple : puissance du transformateur devant alimenter l'ensemble suivant. Nous supposons par simplification que toutes les charges sont assimilables à des charges linéaires (sinon il faut raisonner avec les facteurs de puissance FP et non les $\cos\phi$).

- bureaux (400 m²), $\cos\phi = 0,92$
- atelier (2000 m²), $\cos\phi = 0,85$
- local informatique protégé par onduleur 40 kVA de $\cos\phi = 0,8$ et rendement de 0,9. L'onduleur alimente une puissance de 25 kW.



Importance du dimensionnement

Il est important de déterminer la puissance optimale d'un transformateur car :

- surdimensionner entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles ; mais la réduction des pertes en charge peut être très importante.
- sous-dimensionner entraîne un fonctionnement quasi permanent à pleine charge et souvent en surcharge avec des conséquences en chaîne :
 - rendement inférieur (c'est de 50 à 70 % de sa charge nominale qu'un transformateur a le meilleur rendement)
 - échauffement des enroulements, entraînant l'ouverture des appareils de protection et l'arrêt plus ou moins prolongé de l'installation
 - vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur ; la CEI 60354 signale qu'un dépassement permanent de la température maximale du diélectrique de 6 °C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés.

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur, il faut connaître le cycle de fonctionnement de l'installation alimentée : puissance appelée simultanément ou alternativement par les récepteurs dont les facteurs de puissance peuvent varier de façon importante d'un récepteur à l'autre et selon l'utilisation.

Méthode de dimensionnement

Première partie

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée sur le réseau. On calcule successivement :

- la puissance installée P_i , somme des puissances actives en kW des récepteurs de l'installation
- la puissance utilisée P_u , c'est-à-dire la partie de cette puissance réellement utilisée en tenant compte des coefficients :
 - d'utilisation maximale des récepteurs (car ils ne sont pas en général utilisés à pleine puissance)
 - de simultanéité par groupes de récepteurs (car ils ne fonctionnent pas en général tous ensemble)
- la puissance appelée S_a correspondant à P_u (car la puissance assignée des transformateurs est une puissance apparente en kVA) en tenant compte :
 - des facteurs de puissance
 - des rendements.

Deuxième partie

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année, la valeur P_c (kW) du pic de puissance maximale consommée et sa durée et la puissance apparente correspondante S_c (kVA).

Choix final

La comparaison entre S_a et S_c et les aspects économiques décident de la puissance à retenir.

Première partie : bilan des puissances P_i (kW) installée, P_u (kW) utilisée, S_a (kVA) appelée

Liste des récepteurs de l'installation :

Prendre en compte tous les récepteurs installés sans oublier les prises de courant sur lesquelles peuvent être raccordés des récepteurs mobiles.

Calcul de la puissance installée P_i (kW)

La somme des puissances actives (kW) des récepteurs listés précédemment donne la valeur de la puissance installée.

Si ce calcul n'est pas réalisable, notamment pour un poste de transformation desservant plusieurs utilisateurs (ateliers et bureaux), le tableau qui suit donne des ordres de grandeur statistiques de puissance installée suivant les types d'installation (voir aussi normes NF C 63-410 et NF C 15-100).

Exemple (fig. ci-contre) : $P_i = 10 + 30 + 600 + 25 = 665$ kW.

Tableau pour calcul approché de la puissance installée

type de distribution	type d'exploitation	puissance installée estimée
éclairage fluorescent	bureaux (1)	25 W/m ²
	ateliers (1)	15 W/m ² -hauteur plafond 6 m 20 W/m ² -hauteur plafond 9 m
force motrice	bureaux	25 W/m ²
	atelier peinture	350 W/m ²
	atelier chaudronnerie	450 W/m ²
	atelier usinage	300 W/m ²
	atelier montage	70 W/m ²
	atelier expédition	50 W/m ²
	traitement thermique	700 W/m ²
	chauffage	23 W/m ² (ateliers)
	conditionnement air	22 W/m ² (bureaux)
	compresseur d'air pompe	4 W/m ²

(1) Dans le cas le plus courant d'une installation d'éclairage compensée ($\cos\phi = 0,86$)

Transformateurs

Détermination de la puissance optimale (suite)

Tableau de coefficients de simultanéité équipements industriels ou tertiaires

éclairage	1
(attention : à vérifier pour les lampes à décharge)	
ventilation	1
conditionnement d'air	1
fours	1
prises de courant	0,25
(cas où 6 prises sont sur le même circuit)	
machines-outils	0,75
compresseurs	0,75
équipements ménagers	
éclairage	1
chauffage électrique	1
conditionnement d'air	1
chauffe-eau (sauf si la mise sous tension n'a lieu qu'à certaines heures)	1
appareils de cuisson	0,7
ascenseur et monte-charge	
à 1 seul moteur (1)	1
à 2 moteurs (1)	0,75
moteurs suivants (1)	0,6

(1) Pour les moteurs, le courant à prendre en considération est le courant assigné du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Facteur d'utilisation maximale et/ou de simultanéité

La puissance installée est supérieure à la puissance réellement utilisée. Pour connaître cette dernière il faut appliquer aux puissances des récepteurs ou groupes de récepteurs des coefficients tenant compte de leur fonctionnement :

- facteur d'utilisation maximale ($k_u \leq 1$) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée.
- facteur de simultanéité ($k_s \leq 1$) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionnent pas forcément simultanément. Déterminer des facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et des conditions d'exploitation. On ne peut donc pas donner de valeurs précises applicables à tous les cas. Les normes CEI 60439-1 et NF C 15-100 donnent quelques précisions sur ces facteurs, indiquées dans le tableau ci-contre.

Calcul de la puissance utilisée P_u

La somme des diverses puissances affectées des coefficients précédents donne la puissance utilisée P_u (kW), qui est une partie de la puissance installée.

$$P_u \text{ (kW)} = \sum P_r \times K_u \times K_s$$

Elle peut parfois être estimée directement par expérience.

Exemple (page précédente) : avec les valeurs de K_u indiquées,

$$P_u = 6 + 24 + 420 + 18,75 = 468,5 \text{ kW (70 \% de la puissance installée 664 kW)}$$

Calcul de la puissance appelée S_a

Les puissances des récepteurs P_r , corrigées éventuellement des coefficients K_u et K_s , qui ont conduit à P_u sont des puissances actives en kW.

Les puissances appelées correspondantes S_r sont des puissances apparentes en kVA. Elles s'obtiennent à partir des valeurs P_r par :

$$S_r \text{ (kVA)} = \frac{P_r \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

où η est le rendement du récepteur et $\cos \varphi$ son facteur de puissance.

La puissance appelée est la somme des diverses valeurs de S_r . Mais, à la différence des kW qui s'ajoutent arithmétiquement, il s'agit ici de modules de grandeurs vectorielles d'angle φ , qui doivent être sommées vectoriellement.

$$S_a \text{ (kVA)} = \sqrt{S_r^2 \text{ (kVA)}^2}$$

Exemple (page précédente) : Il faudrait calculer les angles correspondant à chaque $\cos \varphi$ (ex : pour 0,92 $\varphi_1 = 23^\circ$, pour 0,85 $\varphi_2 = 32^\circ$, etc.) et faire la sommation vectorielle (ex : vecteur de module 6 kW et d'angle 23° + vecteur de module 24 kW et d'angle 32° + etc.)

Approximation dans le calcul de la puissance appelée S_a

Une sommation arithmétique donne un ordre de grandeur suffisant compte tenu :

- des approximations déjà faites (valeurs statistiques et facteurs d'utilisation)
- des valeurs faibles et voisines des angles correspondant aux $\cos \varphi$.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

Ceci revient à appliquer aux diverses valeurs $P_r \times K_u \times K_s$ les coefficients :

- $\frac{1}{\eta}$ du au rendements des récepteurs
- $\frac{1}{\cos \varphi}$ du au facteur de puissance.

Ce dernier coefficient s'applique :

- directement s'il n'est pas envisagé de compensation de l'énergie réactive
- pour la valeur du $\cos \varphi$ obtenu après compensation si une compensation est prévue.

Exemple (page précédente) : en supposant les rendements déjà pris en compte dans les valeurs statistiques utilisées :

$$S_a = \frac{6}{0,92} + \frac{24+420}{0,85} + \frac{18,75}{0,8} = 553 \text{ kVA}$$

ce qui conduirait a priori à un transformateur de 630 kVA minimum.

Autre approximation possible

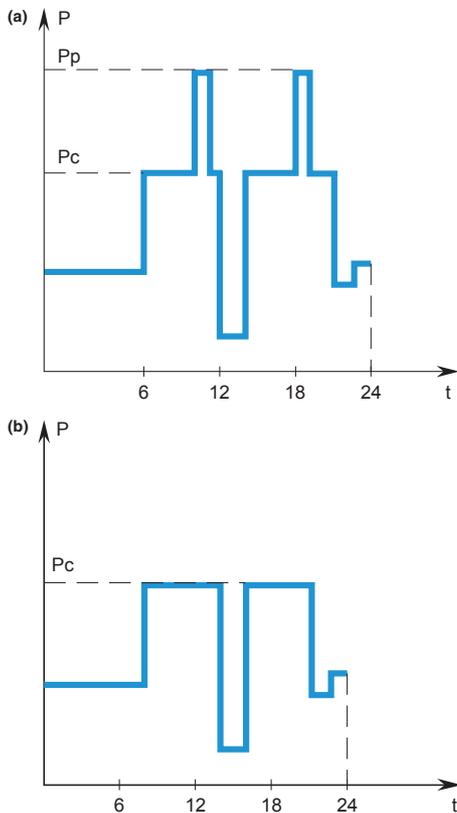
Moyennant certaines précautions et une expérience d'installation similaire il peut être suffisant d'appliquer à la valeur de P_u un rendement global et un facteur de puissance global $\cos \varphi_T$ pour l'installation.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)}}{\cos \varphi_T}$$

Exemple (page précédente) : l'approximation 553 kVA correspond à :

$$553 = \frac{468,5}{\cos \varphi_T} \text{ d'où } \cos \varphi_T = 0,85$$

Des systèmes évolués de mesure (exemple les centrales de mesure Power Logic System) permettent de connaître les courbes de fonctionnement des installations.



Exemples de courbes de fonctionnement d'installation.

Deuxième partie : pic de puissance Pc (kW) puissance maximale consommée, Sc (kVA) puissance maximale appelée

Tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année

Le but est d'estimer le pic de consommation et de le comparer à la valeur trouvée précédemment. Pour cela :

- déterminer la journée la plus chargée de l'année, c'est-à-dire celle où, en plus des récepteurs habituels, viennent s'ajouter des appareils de chauffage et/ou de climatisation à leur charge maximum

- découper cette journée en tranches horaires et faire pour chacune le bilan de la puissance des récepteurs fonctionnant simultanément. D'où une courbe de fonctionnement de l'installation (exemple figures ci-contre).

La lecture de ces courbes donne la puissance maximale consommée Pc.

Il lui correspond une puissance appelée en Sc(kVA) qui dépend du cos φ global de l'installation sur la tranche horaire correspondante.

Pour une installation existante dont on veut changer le transformateur ou faire évoluer la puissance, les centrales de mesure Power Logic System permettent l'enregistrement direct et l'analyse de ces données.

Exemple

On a trouvé précédemment $P_u = 468,5$ kW et $S_a = 553$ kVA.

Si pour la journée la plus chargée on trouve une pointe de 520 kW sur une durée 8 heures, en supposant que cos φ global soit de 0,9 sur cette période :

$$S_c = \frac{520}{0,9} = 578 \text{ kVA}$$

Puissance maximale appelée à retenir

Si la puissance maximale consommée correspond à un pic passager de courte durée (ex : pic Pp courbe (a)), il est possible de la considérer comme une surcharge passagère. Dans le cas d'une durée plus longue (ex : Pc courbe (b)) il faut s'assurer que cette valeur est compatible avec les surcharge cyclique journalières (voir courbes de surcharges admissibles page ci-contre).

Exemple

$S_a = 553$ kVA et $S_c = 578$ kVA

Un transformateur 630 kVA sera chargé toute l'année à $553/630 \approx 0,88$. Cette valeur est un peu forte (0,8 souhaitable).

Néanmoins, la pointe d'appel, de $\frac{S_c}{S_a} = \frac{578}{553} = 4,5\%$ pendant 8 h est compatible

avec les surcharges cycliques admissible.

Si l'on avait trouvé 15 % pendant 8 h, la surcharge n'était pas admissible et il aurait fallu un transformateur plus puissant.

Choix final de la puissance du transformateur

Le choix final (voir type et puissances des transformateurs disponibles au chapitre B) doit prendre en compte les éléments suivants :

- sûreté de fonctionnement : si l'installation ne comprend qu'un seul transformateur, il peut être prudent de surcalibrer la puissance Sa de l'ordre de 25 %.
- influence de la température : conformément à la CEI 60076, la méthode de calcul précédente n'est valable que lorsque la température ambiante ne dépasse pas 30°C en moyenne journalière et 20°C en moyenne annuelle avec un maximum de 40°C. Au-delà, nous consulter pour déclasser le transformateur.
- extension ultérieure : si elle est prévue, en tenir compte dans la détermination de la puissance Sa.
- facteur de puissance : il doit être ramené à 0,928 pour éviter les pénalités appliquées par le distributeur d'énergie :

$$S_{KVA} = \frac{P_{kW}}{0,928}$$

Noter, à ce sujet, que la puissance déterminée pour le transformateur s'exprime en kVA (puissance apparente) alors que la puissance souscrite auprès du distributeur d'énergie s'exprime en kW (puissance active).

Noter également que l'abonné dispose d'un délai (en principe un an) pour modifier son contrat avec le distributeur d'énergie pour une installation nouvelle.

Les transformateurs peuvent admettre des surcharges brèves ou cycliques, compatibles avec leur charge habituelle.

Prise en compte des surcharges

Pour ne pas provoquer un vieillissement prématuré du transformateur les surcharges brèves ou prolongées que l'on peut admettre doivent être compensées par une charge «habituelle» plus faible. Les courbes qui suivent permettent de déterminer les surcharges journalières ou brèves admissibles en fonction de la charge habituelle du transformateur.

Le chiffre en regard de la flèche précise, pour chaque courbe de surcharge, le rapport souhaitable entre la charge habituelle et la puissance nominale pour pouvoir tolérer la surcharge indiquée par la courbe.

Les courbes sont données pour la température ambiante normale qui correspond selon la CEI 60076 à :

- température ambiante de fonctionnement : -25 °C à +40 °C
- température ambiante moyenne mensuelle du mois le plus chaud : 30 °C
- température ambiante moyenne annuelle : 20 °C.

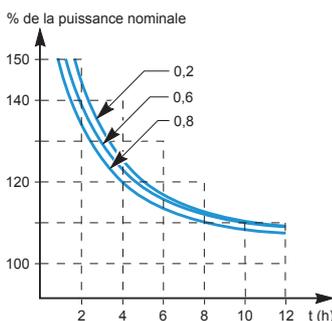
Dans le cas d'une température ambiante maximum différente de 40 °C et communiquée au constructeur, le transformateur est calculé en conséquence et les courbes restent alors valables.

Surcharges cycliques journalières

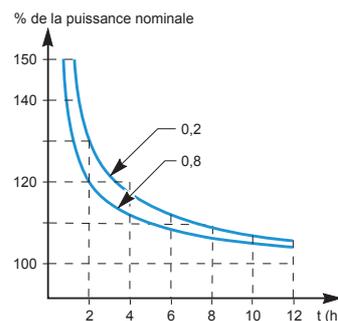
Suivant la température ambiante du local dans lequel sera installé l'unité de transformation une surcharge journalière importante et prolongée peut être admise sans (systématiquement) compromettre la durée de vie du ou des transformateurs en parallèle. Les courbes de surcharges cycliques journalières ci-dessous correspondent aux conditions de température ambiante de la CEI 60076, indiquée plus haut.

Service cyclique journalier

Charges et surcharges temporaires admissibles en % de la puissance nominale



Transformateurs immergés



Transformateurs secs enrobés

Exemple :

Pour un transformateur immergé chargé toute l'année à 80 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,8 une surcharge journalière admissible d'environ 120 % pendant 4 heures ou encore, 135 % pendant 2 heures.

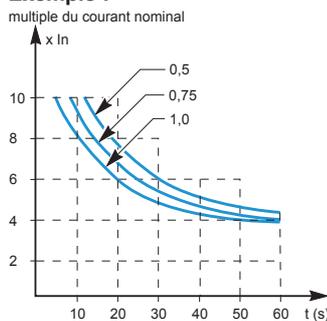
Surcharges brèves

De même lors des manœuvres des récepteurs, des surcharges brèves mais très importantes peuvent apparaître (par exemple : démarrage de moteur). Elles sont également admissibles sous réserve qu'elles ne dépassent pas les limites indiquées par les courbes ci-contre.

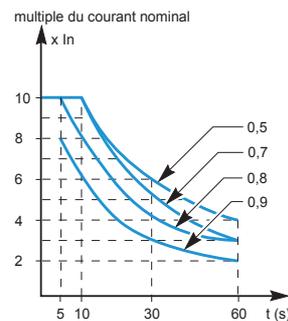
Surcharges brèves admissibles

Valeurs approximatives de la charge en multiple du courant nominal.

Exemple :



Transformateurs immergés



Transformateurs secs enrobés

Pour un transformateur sec chargé toute l'année à 70 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,7 une surcharge brève admissible d'environ 10 pendant 10 secondes ou encore, 5,2 In pendant 30 secondes.

Transformateurs en parallèle

La mise en parallèle de transformateurs impose des précautions (couplages compatibles, tensions de court-circuit identiques...) afin d'optimiser le rendement. La puissance du plus gros transformateur ne doit pas en outre dépasser deux fois celle du plus petit.

Puissance totale

Lorsqu'on utilise plusieurs transformateurs de même puissance en parallèle, la puissance totale disponible est égale à la somme des puissances des appareils. Si les puissances sont différentes, la puissance totale disponible est inférieure à la somme des puissances des appareils couplés. Toutefois la puissance du plus gros transformateur ne doit pas dépasser deux fois celle du plus petit.

Conditions de mises en parallèle

Le courant qui s'établit entre les transformateurs mis en parallèle ne perturbe pas anormalement la répartition des charges sous réserve que :

- les différents appareils soient alimentés par le même réseau
- l'on s'efforce d'avoir entre les bornes secondaires des différents appareils et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques
- le constructeur soit prévenu dès l'offre. Il prendra alors toutes dispositions pour que les différents transformateurs aient :
 - des couplages (triangle étoile, étoile zig-zag, etc.) avec indices horaires compatibles
 - des tensions de court-circuit égales à 10% près
 - une différence des tensions au secondaire des divers appareils, entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre, inférieure à 0,4%.

Pour ces différentes raisons, il est très important qu'il y ait une compatibilité parfaite entre les appareils montés en parallèle.

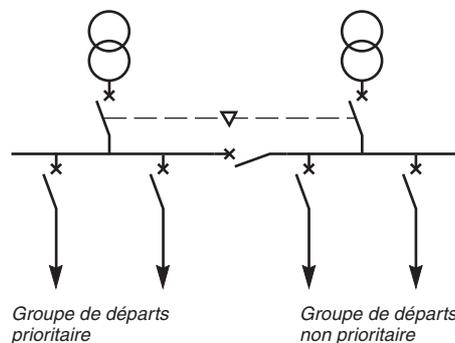
Toutes précisions devront être données au constructeur lors de la consultation concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutile, etc.

Modes d'association

Le choix d'utiliser plusieurs transformateurs plutôt qu'un seul est lié au besoin de disponibilité de l'énergie des récepteurs alimentés. La solution dépend du bilan technico-économique de chaque cas d'installation.

Par exemple, avec deux transformateurs en parallèle, chacun peut fournir la totalité de la puissance nécessaire à l'installation pour suppléer l'autre.

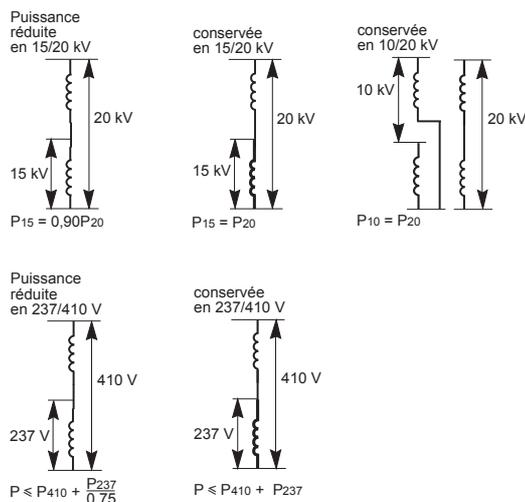
Il est aussi possible d'utiliser des automatismes de délestage pour alimenter seulement les applications prioritaires, ce qui réduit la puissance des unités.



Exemple : transformateurs en parallèle avec système de permutation automatique et hiérachisation des priorités.

Transformateurs

Transformateurs bi-tension et élévateurs



Transformateurs bi-tension

Primaire bi-tension HTA

Si le distributeur d'énergie envisage à terme un relèvement de la tension d'alimentation, il est souhaitable de prévoir un transformateur à double tension d'alimentation. Deux cas peuvent alors se présenter :

- l'utilisateur a besoin dans l'immédiat de la pleine puissance de son appareil. Il doit prévoir un appareil de puissance assignée supérieure ou commander un **appareil à puissance conservée** sous la plus faible des deux tensions
- l'utilisateur ne compte pas utiliser dans un premier temps la puissance totale de son appareil. Il peut alors commander simplement un **appareil à puissance réduite** qui ne donnera sa pleine puissance que lors du relèvement de tension. Il lui suffira alors d'effectuer la modification permettant le changement de tension : par un commutateur manœuvrable hors tension placé sur le couvercle (cas de transformateurs immergés), ou par changement hors tension de barrettes (cas de transformateurs Trihal).

Secondaire bi-tension

Si l'utilisateur a besoin d'alimenter des récepteurs sous des tensions différentes, il peut prévoir un transformateur à double tension d'utilisation.

Deux cas peuvent se présenter :

- l'utilisateur a besoin de la pleine puissance dans l'une ou l'autre des tensions d'utilisation : il prendra un appareil de puissance conservée
 - l'utilisateur n'a pas besoin de la pleine puissance dans la plus petite tension d'utilisation : il prendra un appareil à puissance réduite.
- Dans les deux cas, le débit en 237 V ou en 410 V est simultané. Il y a 7 sorties sur le transformateur (2x3 phases et 1 neutre).

Transformateur élévateur

Un transformateur élévateur élève une tension d'entrée U à une valeur $U' > U$. Ce type de transformateur est utilisé essentiellement pour transformer en HTA une énergie produite par un groupe de secours BT lors :

- d'une coupure intempestive du distributeur
- d'une déconnexion volontaire du réseau (ex : effacement de pointe).

La technologie utilisée est la même que celle du transformateur abaisseur.

Sa particularité provient de la définition du transformateur. Il faut préciser :

- la tension primaire de la source (exemple groupe électrogène 380 ou 400 V)
- la tension secondaire nécessaire à pleine charge, avec le $\cos \varphi$ bien défini (par exemple, s'il faut disposer de 20 000 V en charge à $\cos \varphi = 0,8$, il y a lieu de prévoir une tension HTA de 21 000 V à vide)
- le couplage, qui dans sa formulation (normalisée) doit représenter :
 - en premier, et en majuscule, la plus haute tension
 - en second, et en minuscule, la plus basse tension.
- le courant d'appel, qui en valeur relative peut être plus élevé pour un fonctionnement en élévateur qu'en abaisseur.

Exemple : spécification de transformateur élévateur

YN | d 11 ou D Yn 11

plus haute tension | plus basse tension.

Protection des transformateurs

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il subit toutes les perturbations des réseaux HTA amont (coups de foudre, coupures de ligne, etc.) et BT aval. Il doit être protégé efficacement contre tous les défauts, d'origine externe ou interne, susceptibles de l'endommager.

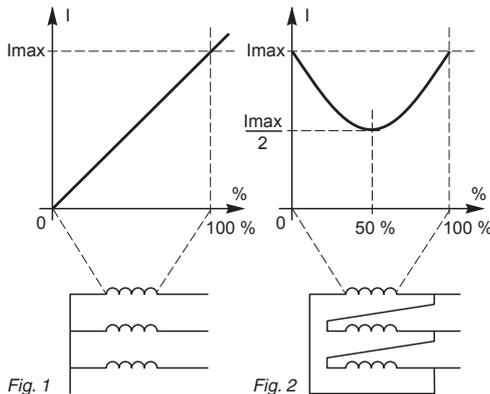
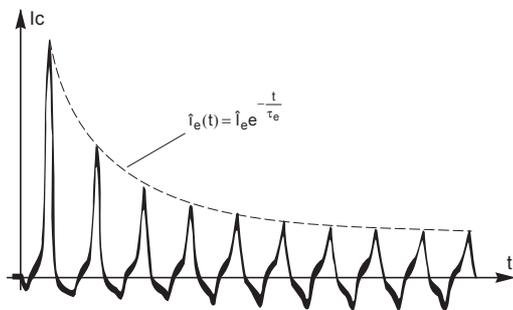


Fig. 1 Amplitude du courant de défaut à la masse (1) couplage étoile
Fig. 2 (2) couplage triangle

La mise sous tension d'un transformateur produit un appel de courant très important dont il faut tenir compte dans les réglages des protections contre les surintensités.



$i(t)$ = valeur crête du courant d'enclenchement
 \hat{I} = valeur crête maximale de la première crête
 τ_e = constante de temps de l'amortissement
La valeur crête maximale \hat{I}_e est définie par rapport à, la valeur crête du courant nominal du transformateur :

$$e = \frac{\hat{I}_e}{\hat{I}_n}$$

Par exemple pour un transformateur Trihal 630 kVA/24 kV :
 • pour $U_{cc} = 4\%$ $\eta_e = 13$ $\tau_e = 200$ ms
 • pour $U_{cc} = 4\%$ $\eta_e = 10$ $\tau_e = 250$ ms

Types de défauts

Les principaux défauts pouvant affecter un transformateur sont les suivants.

Surcharge

Elle peut résulter d'une augmentation du nombre de charges alimentées simultanément et/ou de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. La surintensité de longue durée provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

Court-circuit

Il peut être d'origine :

- interne : défaut entre conducteurs de phases différentes ou entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, il provoque l'émission de gaz de décomposition dont l'accumulation peut être dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts importants pouvant détruire le bobinage, voire la cuve.
- externe : défaut entre phases des liaisons aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques qui peuvent affecter mécaniquement les bobinages et évoluer ensuite en défaut interne.

Défaut à la masse

Ce défaut d'origine interne peut se produire entre le bobinage et le noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux qui peut entraîner la destruction du transformateur et un incendie.

L'amplitude du courant de défaut à la masse dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval et de la position du courant dans le bobinage (figures).

- couplage étoile (1) : le courant varie entre 0 et la valeur maximum selon que le défaut est à l'extrémité neutre ou phase de l'enroulement
- couplage triangle (2), le courant varie entre 50 % et 100 % de la valeur maximum selon que le défaut est au milieu ou à une extrémité de l'enroulement.

Éléments spécifiques liés au fonctionnement

Courant d'enclenchement des transformateurs

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement (fig. ci-contre).

La valeur de la première crête peut atteindre, pour un transformateur HTA/BT enclenché côté HTA, jusqu'à 15 fois la valeur crête du courant assigné. Les valeurs sont plus élevées pour un enclenchement côté BT ou un transformateur BT/BT. Les crêtes s'amortissent suivant une exponentielle dont la constante de temps (0,1 à 0,7 s) dépend de la résistance de l'enroulement et de la charge au secondaire. Ce phénomène résulte de la saturation du circuit magnétique qui amène un courant magnétisant important. La valeur crête du courant est maximale pour un enclenchement au passage à zéro de la tension avec une induction rémanente maximale sur la même phase. La forme de l'onde de courant est riche en harmonique 2.

Ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau. Il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections, qui devront laisser passer la pointe d'enclenchement.

Surfluxage

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque aussi un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique 5.

Principaux dispositifs de protection

Parafoudres HTA de protection contre les défauts amont

Ils protègent contre les défauts sur le réseau du distributeur d'énergie et sont installés à proximité immédiate du transformateur, aux points de raccordement HTA. Cette protection s'impose quand :

- le niveau kéraunique N_k de la région (nombre de jours / an où le tonnerre à été entendu dans la zone du poste) est supérieur à 25
- les manœuvres d'un transformateur faiblement chargé ou en phase de magnétisation restent "occasionnelles" (moins de 10 par an),
- le poste est alimenté par un réseau comprenant des parties aériennes, suivies d'un câble enterré de plus de 20 m de long.

Cellules de protection par fusible ou disjoncteur

Elles réalisent la protection contre les courts-circuits et les surcharges.

Relais de protection (type DMCR ou DGPT2)

Ces appareils de protection spécifiques aux transformateurs immergés signalent toute anomalie. Ils donnent l'alarme et provoquent le déclenchement dès qu'ils détectent un dégagement gazeux ou une élévation de température anormale du diélectrique.

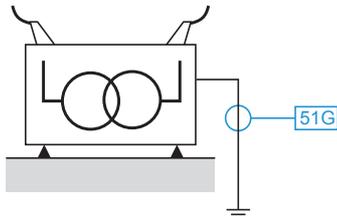
Sondes PTC

Les sondes PTC sont placées entre le circuit magnétique et les enroulements BT des transformateurs secs type Trihal. Elles détectent des seuils de température pour donner l'alarme et provoquer le déclenchement.

Transformateurs

Protection des transformateurs (suite)

Le choix de la protection dépend du type de technologie et souvent de considérations technico-économiques liées à la puissance. Les relais de protection Sepam intègrent des protections complètes dédiées transformateur



Protection de masse cuve d'un transformateur

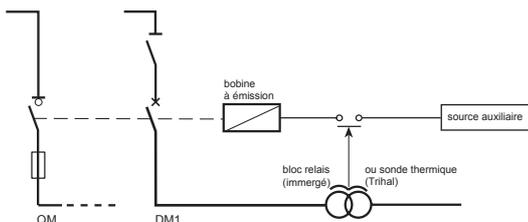
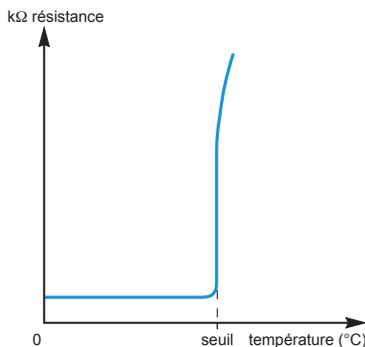


Schéma de principe d'action d'un bloc relais ou d'une sonde sur les protections HTA



Caractéristique d'une sonde PTC
Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé

Protections communes à toutes les technologies

Fonctionnement sans protection amont

Certains transformateurs sont uniquement protégés contre les surcharges ou courts-circuits côté utilisation par un disjoncteur ou des fusibles BT. C'est le cas pour de petites puissances (électrification rurale - postes haut ou bas de poteau). Ceci présente l'inconvénient, en cas de défaut interne, d'amener un déclenchement général de la première protection amont qui voit le défaut.

Protection "masse-cuve"

Cette disposition est recommandée par la NF C13-200 dès que la puissance du transformateur atteint 5 MVA, quelle que soit la technologie utilisée. Une protection à maximum de courant faiblement temporisé (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur. Elle nécessite d'isoler la mise à la masse intempesive par les galets, départ gaine...

Protection par déclencheurs indirects

L'utilisation de transformateurs de courant et de relais appropriés rend cette protection adaptable à toutes les exigences de protections (voir tableau page B105).

L'emploi de réducteurs d'intensité permet en effet :

- d'alimenter les relais par des courants faibles
- de concevoir des relais à larges plages de réglage tant en intensité qu'en temporisation avec combinaison possible de plusieurs fonctions.

Protection spécifique à chaque technologie

Pour les transformateurs immergés, la réglementation française impose des dispositifs prévenant et/ou limitant les conséquences d'un incident (voir page K141).

Transformateurs immergés (type Minera) : bloc relais

La protection des transformateurs contre tout échauffement nuisible est réalisée par un relais (type DMCR ou DGPT2) conforme aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300.

Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide des transformateurs immergés ERT (étanches à remplissage total) : baisse de niveau ou émission de gaz, élévation de pression et de température.

Le relais ferme un contact qui donne un ordre d'ouverture à la cellule de protection (QM ou DM1) du transformateur, assurant la mise hors tension exigée des normes. Cette protection repose sur la détection des anomalies suivantes :

- **dégagements gazeux**, car un incident interne provoque toujours un dégagement gazeux plus ou moins important dû à la décomposition des isolants (liquides ou solides) sous l'action de l'arc électrique.
- **anomalie d'étanchéité** par la signalisation des baisses de niveau du diélectrique avec :

- visualisation par flotteur 1
- action électrique par flotteur 2 en cas d'une baisse importante de niveau.

Nota : le complément de remplissage du transformateur peut être fait facilement par la partie supérieure du bloc relais.

- **pression excessive** dans la cuve par un pressostat à contact électrique pré-réglé en usine à 0,2 bars (conformément à la NF C 13-200).

- **température anormale au sein du diélectrique**. En plus d'une visualisation de la température par thermomètre à cadran, deux thermostats indépendants et réglables assurent, l'un l'alarme (réglage normal à 90 °C) et l'autre le déclenchement (réglage normal à 100 °C).

Transformateurs secs enrobés (type Trihal) : protection thermique Z

La protection des transformateurs secs enrobés contre tout échauffement nuisible peut être assurée, sur demande et en option, par un contrôle de température des enroulements à l'aide de sonde à coefficient de température positif (PTC en anglais). Le principe est le suivant :

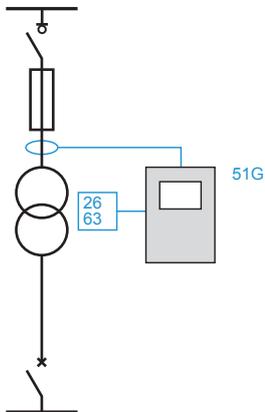
Deux ensembles de 3 sondes PTC sont installés dans la partie active du transformateur : une sonde alarme 1 (150 °C) et une sonde alarme 2 (160 °C) par phase. Elle sont reliées à un convertisseur électronique Z comportant 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sonde. Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé. Cet accroissement est transformé par le convertisseur Z en inversion de contact. Ces sondes sont placées dans un tube-guide, ce qui permet leur remplacement éventuel.

Choix des protections

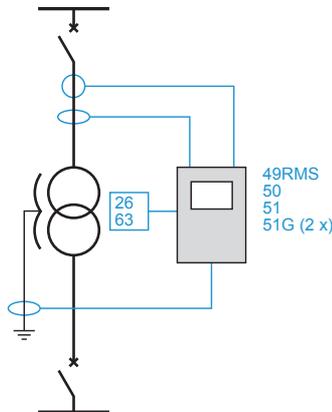
Toutes les protections sont disponibles sur la gamme de relais de protection Sepam.

défait	dispositif de protection adapté	code ANSI	indications de réglage
surcharge	surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	alarme 90 °C - déclenchement 100 °C
	surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	alarme 140 °C - déclenchement 150 °C
	image thermique	49 RMS	seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
	disjoncteur basse tension		seuil $\geq I_n$
court-circuit	fusible		choix du calibre selon la méthode appareilleur
	maximum de courant phase instantanée	50	seuil haut > lcc aval
	maximum de courant à temps indépendant	51	seuil bas < 5 I_n temporisation $\geq T_{aval} + 0,3$ s
	maximum de courant à temps dépendant	51	seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 I_n
	différentiel à pourcentage	87T	pente = 15 % + étendue du réglage seuil mini 30 %
	Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
défait terre	maximum de courant masse cuve	51G	seuil > 20 A, temporisation 0,1 s
	maximum de courant terre	51N/51G	seuil ≤ 20 % I_{max} défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) temporisation 0,1 s si MALT dans le réseau temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
	différentielle de terre restreinte	64REF	seuil 10 % I_n , pas de temporisation
	maximum de courant terre point neutre	51G	seuil < $I_{permanent}$ résistance de limitation
surfluxage	contrôle de flux	24	seuil > 1,05 U_n/f_n temporisation : temps constant 1 heure

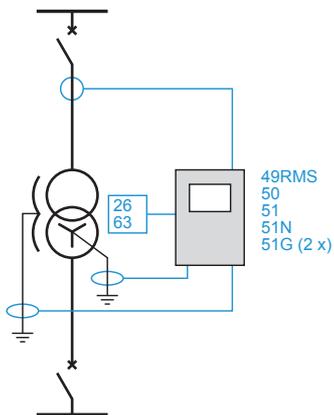
Exemple de protections



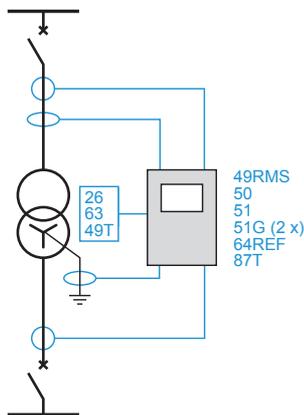
Transformateur faible puissance HT/BT
protection fusible



Transformateur forte puissance HT/BT
protection disjoncteur



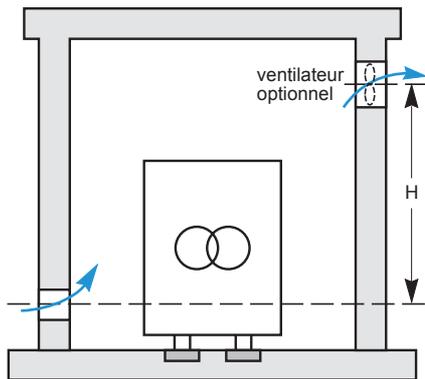
Transformateur faible puissance HT/HT



Transformateur forte puissance HT/HT

Ventilation mode de refroidissement et normes de construction

La ventilation correcte du local transformateur est indispensable : une circulation d'air restreinte engendre une réduction de la puissance nominale de transformateur. La ventilation doit être prévue et étudiée à l'avance en fonction des spécificités du local. Pour les postes d'extérieurs aménagés, Schneider Electric apporte la garantie d'étude et d'essais.



Principe de ventilation

Ventilation

Dans le cas général du refroidissement naturel (AN), la ventilation du poste a pour but de dissiper par convection naturelle les calories produites par les pertes totales du transformateur en fonctionnement, ainsi que pour tous les équipements en service dans le local.

Une bonne ventilation comportera un orifice d'entrée d'air frais dans le bas du local et un orifice de sortie d'air situé en haut, sur la paroi opposée du local.

Il faut noter qu'une circulation d'air restreinte engendre une réduction de la puissance nominale de transformateur.

Une ventilation forcée du local est nécessaire en cas de température ambiante supérieure à 20 °C, de local exigu ou mal ventilé, de surcharges fréquentes.

L'extracteur sera positionné en partie haute et pourra être commandé par thermostat.

Le dimensionnement des ventilations doit être adapté aux pertes du transformateur, des autres équipements du local et aux pertes de charges qui interviennent entre l'entrée et la sortie d'air. Il devra être pris en compte dès la conception du local.

Pour les postes préfabriqués d'extérieurs aménagés Schneider Electric vous apporte les garanties d'études et d'essais de ventilation adaptés.

Symboles du mode de refroidissement

Le mode de refroidissement d'un transformateur est défini par 4 lettres dont la signification est résumée par le tableau ci-dessous.

première lettre : fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements

O huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu ≤ 300 °C

K liquide isolant avec point de feu > 300 °C

L liquide isolant à point de feu non mesurable

deuxième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement interne

N circulation naturelle par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements

F circulation forcée à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements

D circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins

troisième lettre : fluide de refroidissement externe

A air

W eau

quatrième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement externe

N convection naturelle

F circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Exemples :

Un transformateur dans l'huile minérale Minera avec :

- refroidissement naturel est de type ONAN
- ajout de ventilateurs sur les radiateurs devient de type ONAF
- fonctionnement possible avec ou sans ventilateur est de type ONAN/ONAF*.

Un transformateur sec enrobé Trihal avec :

- refroidissement naturel est du type AN.
- ajout de ventilateurs devient de type AF.
- fonctionnement possible avec ou sans ventilateur est précisé de type AN/AF (1).

(1) Dans ce cas la puissance du transformateur en ONAN ou AN est inférieure à celle en ONAF ou AF.

Références des normes de construction

Le tableau ci-après donne les normes pour les transformateurs standards destinés au marché Français hors EDF, ou à l'exportation vers des pays avec spécifications Françaises. Les spécifications techniques HN-52-S 20/52-S 23... qui sont des documents de normalisations propres à EDF ne sont pas citées ici.

Les normes définissent et indiquent de nombreux paramètres caractérisant les spécificités du transformateur demandé, entre autres :

- les symboles de refroidissement, identifiant rapidement la technologie utilisée
- les niveaux d'isolement
- les conditions normales de service
- les limites d'échauffement, etc.

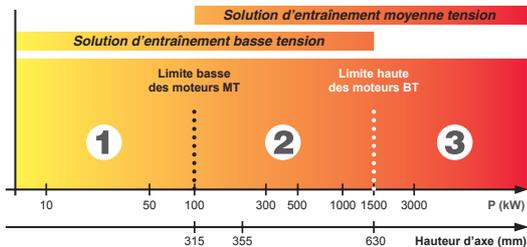
type de transformateur	normes applicable
transformateurs immergés (type Minera)	
puissance : 50 à 2500 kVA tensions : HTA ≤ 36 kV 213 \leq BT ≤ 1100 V	NF EN 50 464-1, CEI 60076
puissance : ≥ 3150 kVA tensions : HTA > 36 kV 213 \leq BT ≤ 1100 V et autres cas	CEI 60076
transformateurs secs enrobés (type Trihal)	NF EN 50 464-1, CEI 60076

Les normes des transformateurs secs enrobés (type Trihal) ont été harmonisées aux niveaux Européen et Français.

La norme NF C 52-726 définit ainsi des types de risques et des classes de comportement correspondant à des essais précis.

type de risque	classes d'exigences
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2

Au dessus de 350 kW il devient avantageux d'utiliser des moteurs HTA.
Ces moteurs sont alimentés sous des tensions qui s'échelonnent de 2,2 kV à 13,8 kV.
Au dessus de 1500 kW on n'utilise que des moteurs HTA.



P < 100 kW
Pour des puissances inférieures à 100 kW, seuls les moteurs BT existent :
● 95% du parc mondial des moteurs
● gammes de moteurs standard.

100 kW < P < 1500 kW
C'est la zone de recouvrement des solutions BT et HTA. D'une manière générale, plus la puissance mise en jeu est importante plus la solution HTA présente des avantages.

P > 1500 kW
Pour des puissances supérieures à 1500 kW, seuls les moteurs HTA existent :
● tensions de 2,2 kV à 13,8 kV,
● gammes de moteurs non standard.

Le moteur asynchrone triphasé à cage d'écureuil représente 80 % des moteurs HTA du fait de

- sa simplicité et sa robustesse
- sa possibilité de démarrage direct
- son adaptation à la plupart des charges.

Tension d'alimentation

Au-dessus de 100 kW, on trouve aussi bien des moteurs BT que des moteurs HTA. La puissance des moteurs BT est limitée par la valeur du courant qui devient importante lorsque la puissance augmente, ce qui rend coûteux le dimensionnement du moteur, de l'appareillage, des câbles, etc.
Ex : un moteur de 1500 kW en 690 V appelle, en régime établi, environ 1500 A.
Au dessus de 350 kW, et/ou si la longueur de la ligne d'alimentation est importante (chute de tension, pertes), il devient avantageux d'utiliser des moteurs HTA. Ces moteurs, généralement triphasés, sont alimentés sous les tensions normalisées : 2,2 - 3 - 3,3 - 5 - 5,5 - 6 - 6,6 - 7,2 - 13,8 kV en 50 Hz.
Le schéma ci-contre résume les zones d'utilisation des moteurs en BT ou HTA.

Normes et décrets

Installation

L'installation de moteurs HTA doit répondre à la norme NF C 13-200, et aux textes et décrets relatifs aux ouvrages dans lesquels ils sont installés.

Construction

- Pour les moteurs HTA, à la différence des moteurs BT, où le besoin d'interchangeabilité a conduit à une rationalisation, il n'y pas véritablement de standard, chaque constructeur proposant ses gammes de moteurs.
- Pour les démarreurs de moteurs HTA la norme est la CEI 60470 "Contacteurs pour courant alternatif haute tension et démarreurs moteur à contacteurs".

Comparatif des principaux types de moteurs

Les moteurs asynchrones à cage sont d'application quasi universelle. Leurs caractéristiques de couple conviennent pour la plupart des applications en particulier machines telles que : pompes centrifuges, compresseurs, groupes convertisseurs, machines-outils et ventilateurs. Toutefois, ces moteurs ont un facteur de puissance relativement bas, de l'ordre de 0,8 à 0,9 à pleine charge, et qui décroît à faible charge. Aussi, pour une puissance installée en moteurs asynchrones importante, il est nécessaire de prévoir une compensation de puissance réactive.

types de moteurs	caractéristiques, avantages et inconvénients	applications
moteurs asynchrones à cage	<ul style="list-style-type: none"> ● grande robustesse due à la simplicité de construction ● démarrage direct par le réseau possible (rotor à induction) ● faible variation de la vitesse en charge ● puissance réactive absorbée importante à faible charge nécessitant souvent une compensation. 	<ul style="list-style-type: none"> ● utilisation quasi universelle ● usage intensif ● atmosphère agressive ou dangereuse
moteurs synchrones	<ul style="list-style-type: none"> ● technologie identique à celle des alternateurs ● vitesse constante et régulière indépendante de la charge ● maîtrise du couple (par le courant d'excitation) ● bon rendement et bon facteur de puissance ● régime transitoire important 	<ul style="list-style-type: none"> ● puissance supérieure à 2 000 kW

Type de démarrages et démarreurs moteurs HTA

Les démarreurs moteurs HTA Motorpact proposent une solution complète et compacte pour les principaux types de démarrages des moteurs HTA :

- Le démarrage direct sous pleine tension : Motorpact FNVR
- Le démarrage statorique sous tension réduite :
 - par gradateur de tension : Motorpact SoftStart
 - par autotransformateur : Motorpact RVAT

Le démarrage par variateur de vitesse spécifique représente un coût d'investissement plus élevé.

Choix d'un type de démarrage

Le mode de démarrage du moteur a un impact sur :

- le courant de démarrage
- le couple disponible durant la phase de démarrage
- la répétitivité des démarrages dans le temps
- le temps de démarrage.

Le mode de démarrage doit prendre en compte :

- le niveau de sollicitation thermique acceptable par le moteur
- le niveau de sollicitation mécanique acceptable par le moteur
- le système d'accouplement et la charge entraînée.

Si le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau d'alimentation et la puissance du moteur est inférieur à 10, un soin particulier doit être apporté au choix du mode de démarrage et à la coordination de l'ensemble des protections.

Après avoir choisi un mode de démarrage, on doit vérifier que le temps de démarrage est compatible avec les matériels utilisés et que les perturbations induites sur le réseau HTA sont acceptables. Le tableau page suivante résume les caractéristiques des principaux types de démarrages.

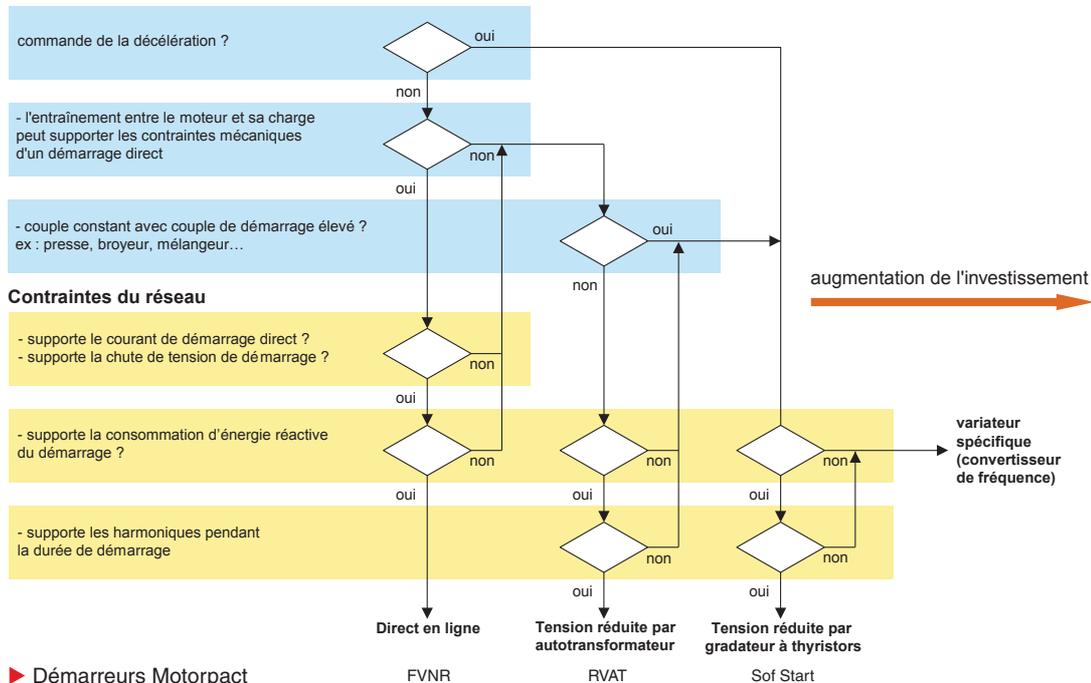
Démarrers et protections de moteurs HTA

Organigramme d'aide au choix du mode de démarrage

besoins de l'application	caractéristiques de l'application	mode de démarrage	commande par disjoncteur	contacteur	avantages / inconvénients
process permanent ou quasi-permanent démarrages ≤ 1/jour	machines nécessitant un fort couple de démarrage	direct	1	1	simplicité et investissement réduit, mais au démarrage : ● couple important ● appel de courant important ● fortes contraintes mécaniques
démarrages fréquents > 1/jour	moteurs à faible appel de courant de faible puissance	direct		1	
démarrages fréquents à faible couple (pompes, ventilateurs, compresseurs)	machines démarrant sous faible couple	statorique par réactance (self) ou par gradateur à thyristors		2	réduction du couple et de l'appel de courant au démarrage (ajustage possible)
optimisation des caractéristiques au démarrage à couple réduit nécessaire au démarrage	l'intensité au démarrage réduite tout en conservant le couple	statorique par auto-transformateur		3	optimisation du couple et de l'appel de courant au démarrage (ajustable possible)

Organigramme d'aide au choix du mode de démarrage

Contraintes de l'application



► Démarrers Motorpack

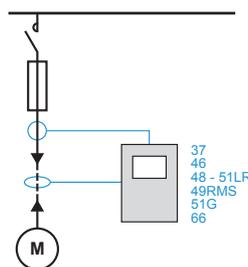
Les relais Sepam permettent de répondre aux besoins de protections des moteurs HTA. Ils intègrent les protections des plus simples aux plus complètes de la codifications ANSI (voir page B32).

Protection des moteurs HTA

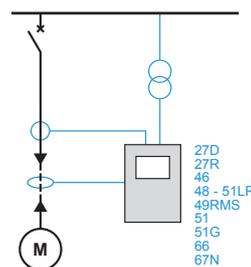
Les moteurs doivent être protégés essentiellement contre :

- les défauts liés à la charge entraînée (ex : surcharge, démarrage long)
 - les défauts de l'alimentation (ex : baisse de tension, perte ou déséquilibre de phases)
 - les défauts internes (court-circuit entre phases, défaut à la masse, échauffement).
- Toutes ces protections peuvent être associées dans les relais Sepam dédiés aux applications moteurs.

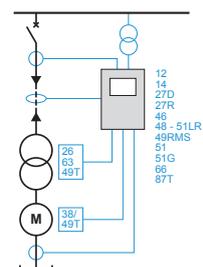
Exemples



Moteur asynchrone commandé par contacteur-fusible
Exemple : pompe de 100 kW



Moteur asynchrone commandé par disjoncteur
Exemple : ventilateur de 250 kW



Groupe bloc : moteur asynchrone / transformateur
Exemple : broyeur 1 MW