

Cahier Technique N°8

Protection des transformateurs de puissance



MICROENER

SOMMAIRE

AVANT PROPOS :	5
TRANSFORMATEUR MONOPHASE :	6
Rappel des notions de base :	6
Schéma équivalent du transformateur:	8
Transfert d'impédance:	9
AUTOTRANSFORMATEUR (MONOPHASE):	11
TRANSFORMATEUR TRIPHASE:	12
Différents types de transformateurs triphasés	12
Méthode d'étude des transformateurs triphasés:	14
Schéma monophasé équivalent:	14
Méthode de Boucherot:	14
Essais du transformateur:	14
Le couplage des transformateurs triphasés:	16
Courant d'enclenchement :	18
PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :	19
Protection de surcharge (F49T - 260):	20
Equation thermique:	20
Définition de la constante de temps :	20
Protection à maximum de courant (F50-51-50N-51N) :	23
Détection de court-circuit entre phases (F50) :	23
Détection de surcharge et court-circuit entre phases secondaire (F51):	25
Détection de court-circuit entre phase et terre (F50N) :	27
Protection générale de terre (F51N) :	29
Protection différentielle (F87T) :	30
Principe :	30
Caractéristique de déclenchement :	31
Détection d'harmoniques 2 & 5 :	33
Protection Seuil haut:	34
Protection différentielle homopolaire (F87REF) :	35
Principe :	35
Principe de la protection différentielle haute impédance :	36
Protection de surexcitation (F24) :	39
Protection directionnelle en cas de fonctionnement en parallèle de transformateur (F67-67N) :	41
Exemples d'application :	41
Exemple 1 :	42
Exemple 2 :	43
Choix de l'angle du directionnel :	45
Défaut entre phases (F67) :	45
Défaut phase - terre (F67N) :	45
Protection de masse cuve (F51C) - Technique EDF :	46
PROTECTION DES TRANSFORMATEURS HTA/BT	47
Transformateur unique alimentant le jeu de barres BT :	47
Neutre mis directement à la terre :	47
Neutre isolé de la terre :	48
Réseau parfaitement isolé :	49
Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :	49

Plusieurs transformateurs en parallèles alimentant le jeu de barres BT :	49
Neutre mis directement à la terre :	50
Neutre isolé de la terre :	52
Réseau parfaitement isolé :	52
Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :	52
Neutre de l'enroulement primaire HTA à la terre :	53
Neutre de l'enroulement primaire HTA isolé	56
REGULATEUR :	57
Rappel :	57
Principe :	58
Fonctions associées à l'absence de défaut sur le réseau :	58
Fonctions associées à la régulation tension :	59

MICROENER

Scé Technique : 01 48 15 09 03
Fax : 01 43 05 08 24

**Les Cahiers Techniques de
MICROENER**

**PROTECTION DES
TRANSFORMATEURS**

Cahier N°8

Rev. **A**
Page 4 sur 61

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES TRANSFORMATEURS</p>	<p>Cahier N°8</p> <hr/> <p>Rev. A Page 5 sur 61</p>
--	--	--

AVANT PROPOS :

Rappel des effets électromagnétiques du courant alternatif:

- * Un courant alternatif crée un champ magnétique dans l'espace voisin qu'il parcourt.
- * Ce champ magnétique est caractérisé par un vecteur induction β , sinusoïdale de même fréquence que le courant et en phase avec lui.

$$\beta = \mu_0 \times \mu_r \times H$$

$$\mu_0 = 4 \pi 10^{-7} \text{ H m}^{-1} = \text{perméabilité de l'air}$$

μ_r = perméabilité relative.

- * Un circuit, placé dans un champ magnétique créé par un courant alternatif est traversé par un flux d'induction φ .

Ce flux φ est proportionnel à l'induction β du champ magnétique, sinusoïdal de même fréquence que le courant et en phase avec lui.

$$\varphi = \beta S$$

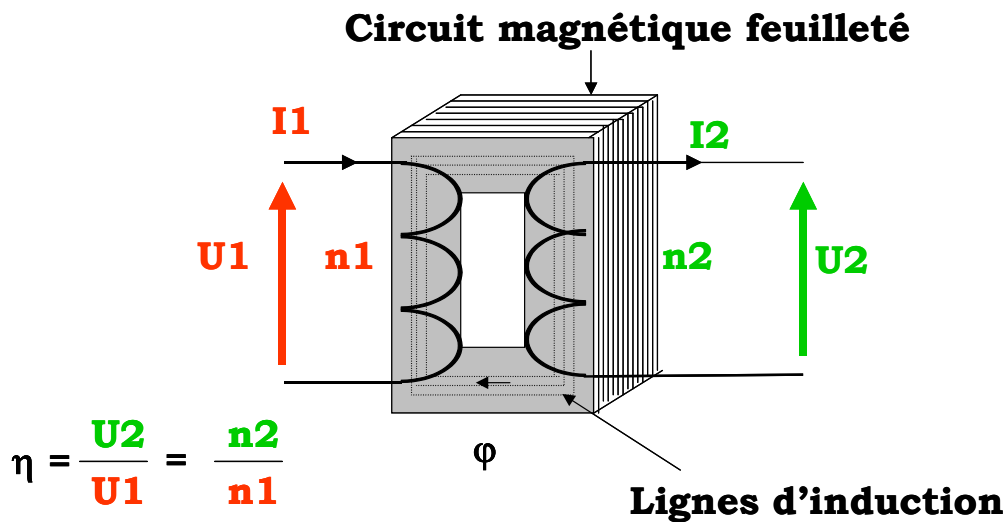
S = section

- * Le flux φ engendre une force électromotrice d'induction:

$$e = - d\varphi / dt$$

et une force électromotrice d'auto-induction:

$$e = - L di / dt$$

TRANSFORMATEUR MONOPHASE :**Rappel des notions de base :****a) Conservation de puissance (aux pertes près):**

$$P = P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1 = U_2 I_2 \cos \varphi_2$$

$$I_1 / I_2 = U_2 / U_1 = n_2 / n_1$$

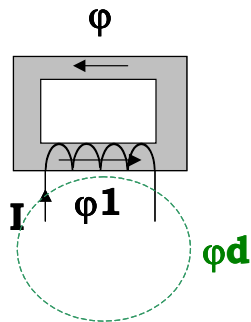
b) Flux d'induction en fonction courant I:

$$N_i = (1 / \mu_0 \mu_r) \times (1 / S) \varphi$$

où

n = nombre de spires

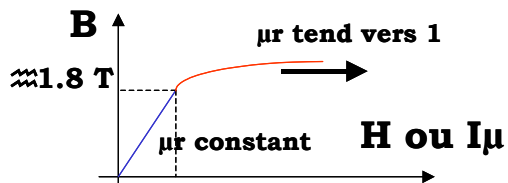
 μ_0 = perméabilité de l'air = $4 * \pi * 10^{-7} \text{ Hm}^{-1}$ μ_0 = perméabilité de l'air. μ_r = perméabilité relative.S = section (m²) du circuit magnétique. φ = flux d'induction (Weber / m²).

c) Coefficient d'Hopkinson:

ϕ_d = flux de dispersion (se refermant dans l'air)

$$\phi_1 = \phi + \phi_d$$

$KH = (\phi + \phi_d) / \phi$ (KH de l'ordre de 1.001 à 1.005 ($KH = 1$ = tore parfait)).

d) Perméabilité relative:

μ_r de l'ordre de 500 à 1000 pour matériaux utilisés (tôles Si).

e) Induction:

$$\beta = V / (n \omega S) = k V / \omega$$

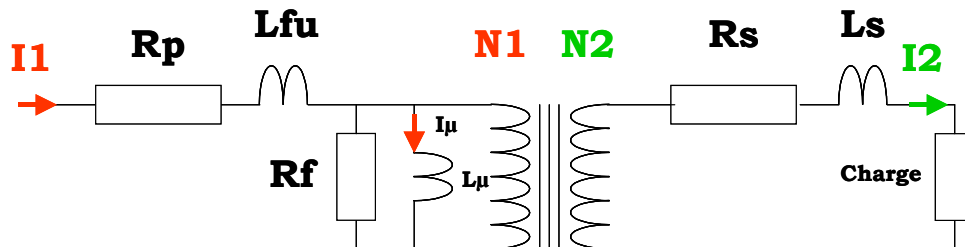
k est un coefficient de construction qui tient compte de la section et du nombre de spires.

où

V = tension appliquée

ω = pulsation du courant = $2 \pi F$

La détection de surexcitation («overfluxing») sera faite par un relais mesurant V / F (anciennement F59/81, maintenant F24).

Schéma équivalent du transformateur:

- R_p = résistance du primaire.
- L_{fu} = réactance de fuite du primaire.
- L_μ = réactance magnétisante.
- R_f = résistance équivalente des pertes fer (par courants de Foucault et hystérésis)*
- R_s = résistance du secondaire.
- L_s = réactance de fuite du secondaire.

➤ **Remarques sur la résistance équivalente des pertes fer R_f :**

Pour un matériau donné, une fréquence donnée et une épaisseur donnée, les pertes fer sont égales à :

$$P_f = k_f \times \beta_m^2$$

où

P_f = pertes fer (en w)

k_f = poids de fer (en kg)

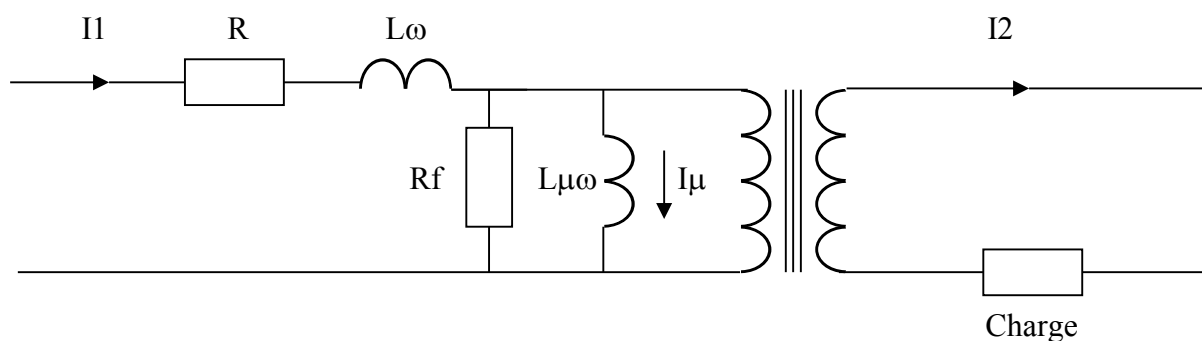
Pour 1 kg, $\beta_m = 1$ T, $F = 50$ Hz

La tôle au Silicium industriellement employée à un P_f compris entre 0.6 et 2 w/kg

Transfert d'impédance:

Compte tenu de l'égalité des puissances une impédance Z_s située au secondaire d'un transformateur de rapport n peut être remplacée par une impédance Z_p située au primaire :
 $Z_p = Z_s / n^2$

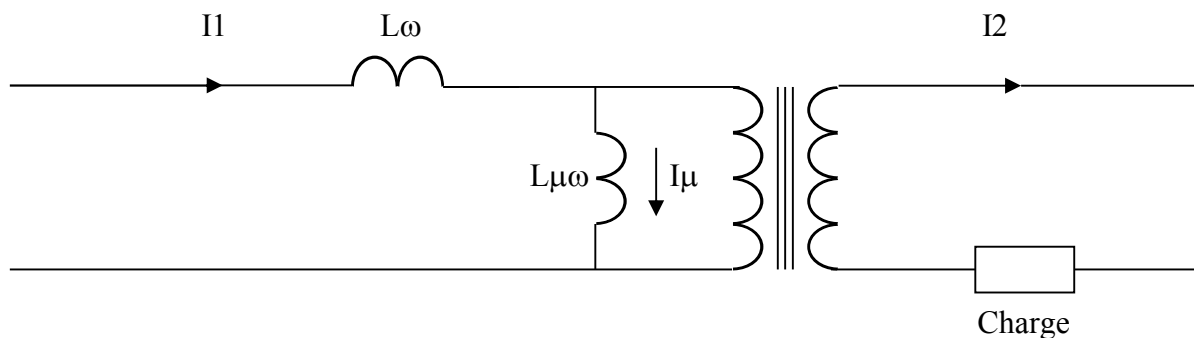
Le schéma devient:



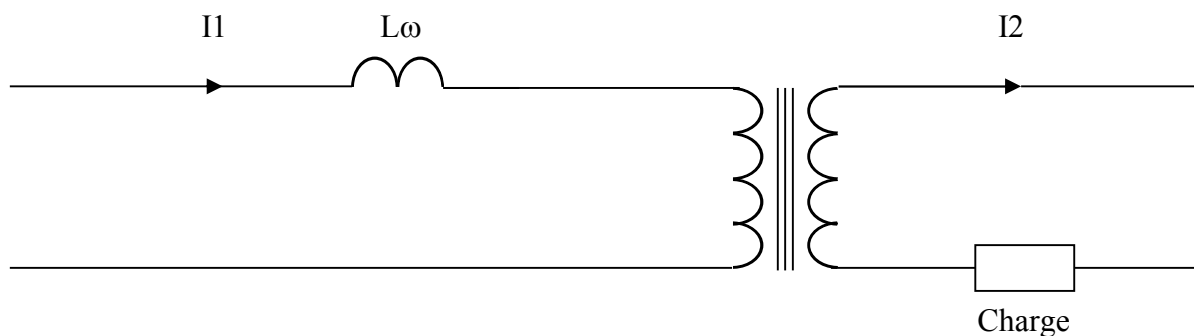
$$R = R_p + (R_s / n^2)$$

$$L\omega = L_p\omega + (L_s\omega / n^2)$$

En négligeant R et R_f , le schéma devient:

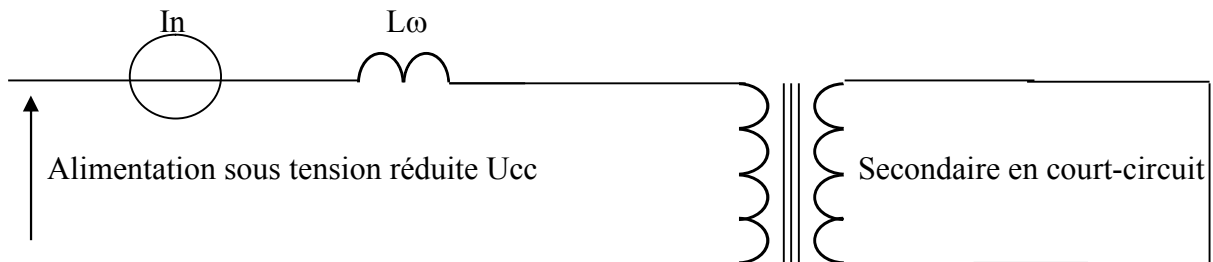


Lorsque le transformateur n'est pas saturé I_μ est très faible de quelques % et peut donc être négligé, le schéma très simplifié devient alors:



où $L\omega$ est la réactance de fuite.

Pour la déterminer, le schéma suivant est réalisé:



Le transformateur, dont le secondaire est en court-circuit, est alimenté sous tension réduite, soit U_{cc} la tension pour obtenir un courant égal au courant nominal du transformateur:

Le rapport U_{cc} / U_n est la tension de court-circuit et s'exprime en %.

➤ **Exemple:**

Un transformateur de 220 kV, de puissance 50 MVA, nécessite pour obtenir au primaire un courant de 1 31.2 A (le secondaire étant en court-circuit) une tension primaire de 22 kV.

La tension de court-circuit est de $22 / 220 = 10\%$

L'impédance équivalente du transformateur (égale à sa réactance de fuite) est égale à

$$Z_{tr} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n)$$

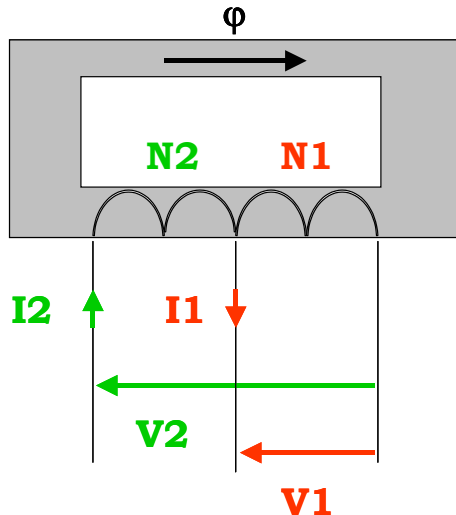
Pour un résultat de Z_{tr} en Ω , U_n doit être exprimé en kV et S_n en MVA.

Dans l'exemple:

$$Z_{tr} = 10/100 \times (220^2 / 50) = 96.8 \Omega$$

Ce qui signifie qu'un transformateur avec une tension de court-circuit de 10%, alimenté sous U_n et dont le secondaire est en court-circuit verra au primaire un courant de $1 / (10/100) =$

10 I_n (en négligeant l'impédance de source).

AUTOTRANSFORMATEUR (MONOPHASE):

Le principe de l'autotransformateur est le même que celui du transformateur, la différence porte sur l'enroulement commun (n_1) aux deux tensions.

Il n'y a donc pas d'isolement entre primaire et secondaire, ceci explique que l'utilisation en est réservée à des niveaux de tension proches (ex: 400/220 kV ou 150/90 kV).

L'autotransformateur requiert moins de cuivre donc plus économique, ceci explique que l'utilisation en est réservée à des fortes puissances (ex: 400 MVA).

Comme pour le transformateur de puissance:

$$U_2 / U_1 = n_2 / n_1 = \text{rapport de transformation}$$

$$P = P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1 = U_2 I_2 \cos \varphi_2$$

$$I_1 / I_2 = U_2 / U_1 = n_2 / n_1$$

TRANSFORMATEUR TRIPHASE:

Ce sont évidemment les modèles utilisés, les modèles monophasés étant réservés à la traction électrique (ex: 90/25 kV ou 400/25 kV en France).

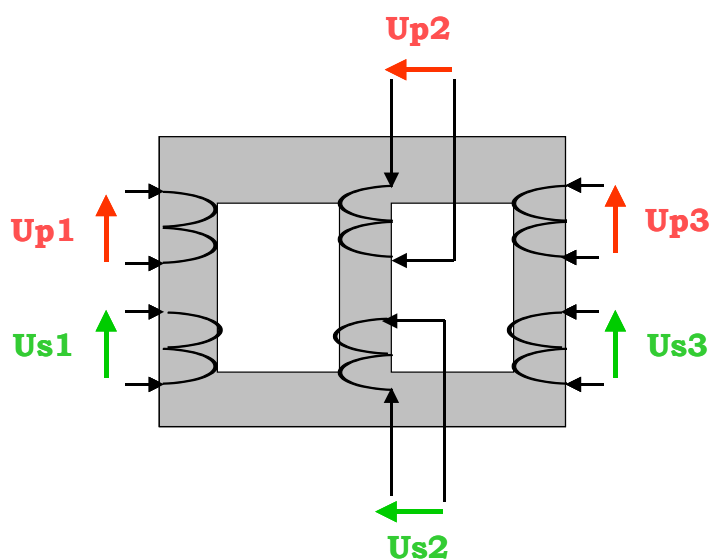
Différents types de transformateurs triphasés

Plusieurs types sont utilisés:

a) 3 Transformateurs monophasés:

Ce type de transformateur est assimilable à un transformateur à «flux libre».

b) Transformateur triphasé à 3 colonnes (3 noyaux):

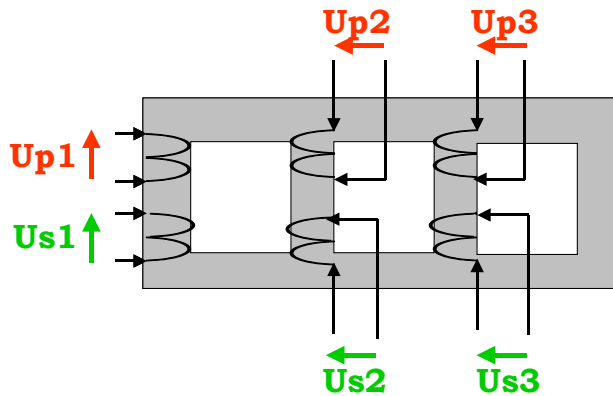


Ce type est dit à «flux forcé»:

En régime équilibré $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = 0$

En régime déséquilibré $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 \neq 0$

Ce flux résiduel doit se refermer dans une grande réluctance.

c) Transformateur triphasé à 4 colonnes (4 noyaux):

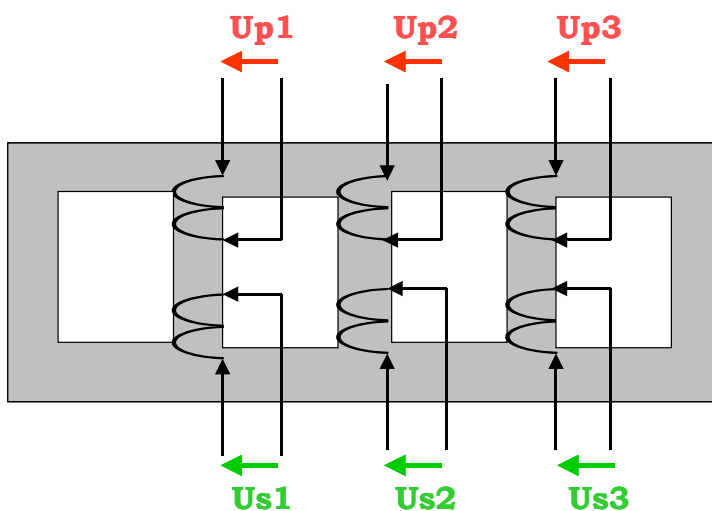
Ce type est dit à «flux libre»:

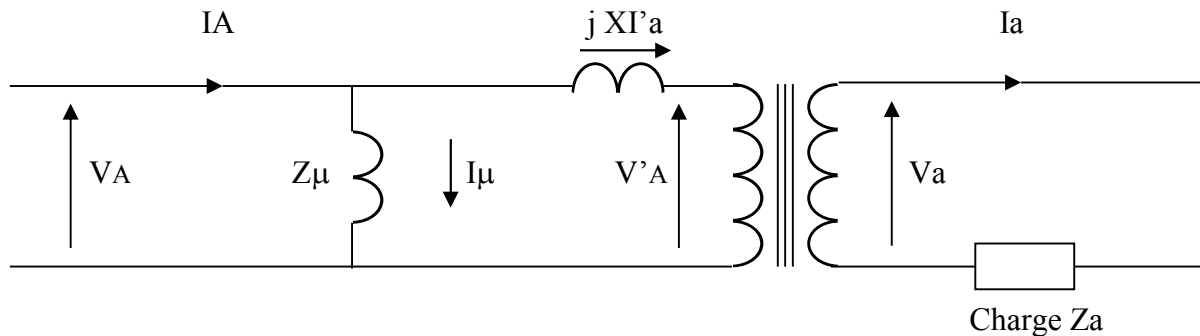
En régime équilibré $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = 0$

En régime déséquilibré $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 \neq 0$ et le retour se fait par la 4^{ème} colonne (ce flux résiduel se referme dans une petite réluctance).

d) Transformateur triphasé à 5 colonnes (5 noyaux):

Principe identique à 4 colonnes



Méthode d'étude des transformateurs triphasés:**Schéma monophasé équivalent:**

$$V_A = \text{tension phase - neutre } (U / \sqrt{3})$$

Méthode de Boucherot:

$$V_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) / I_1 \text{ ou } U_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) / (I_1 \sqrt{3})$$

$$I_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) / V_1 \text{ ou } I_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) / (V_1 \sqrt{3})$$

Nota:

Le calcul peut être mené en monophasé ou triphasé mais il devra être homogène (valeurs monophasées entre elles ou triphasés entre elles).

Essais du transformateur:**a) L'essai du transformateur à vide permet de définir:**

- le rapport de transformation V_2 / V_1 .
- l'impédance de magnétisation avec un Ampèremètre (A), un Voltmètre (V), un Wattmètre (P_0 mono).

$$R_f = V_1^2 / P_0$$

$$X_\mu = L_\mu \omega = V_1^2 / Q_0$$

$$Q_0 = \sqrt{(V_1 I_1)^2 - P_0^2}$$

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES TRANSFORMATEURS</p>	<p>Cahier N°8</p> <hr/> <p>Rev. A Page 15 sur 61</p>
--	--	---

b) L'essai du transformateur en court-circuit permet de définir:

- la réactance de fuite (en négligeant R):

$$V1 / VN = U_{cc} \text{ (en \%)}$$

$$X_{tr} = L_f \omega = (U_{cc} / 100) \times (U_n^2 / S_n)$$

où V1 est la tension qu'il faut appliquer au primaire (le secondaire étant en court-circuit) pour obtenir au primaire un courant égal au courant nominal.

L'impédance directe d'un transformateur Z_{dtr} et l'impédance inverse Z_{itr} (égale à Z_{dtr}) se calcule à partir de U_{cc}.

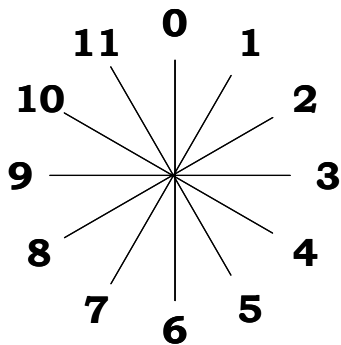
L'impédance homopolaire d'un transformateur Z_{otr} fait intervenir U_{cc}, le couplage du transformateur, le type de transformateur (nombre de colonnes permettant le retour du flux résiduel), les possibilités de rebouclage des défauts à la terre (voir chapitre dans généralités).

Nota:

Le calcul peut être mené en monophasé ou triphasé mais il devra être homogène (valeurs monophasées entre elles ou triphasés entre elles).

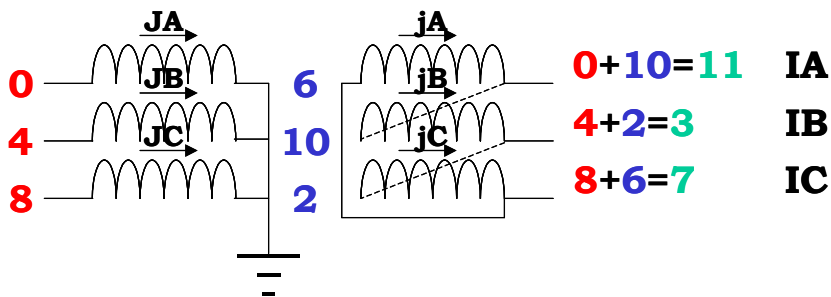
Le couplage des transformateurs triphasés:

Le raisonnement ci-après est valable quel que soit le couplage (méthode horaire) :



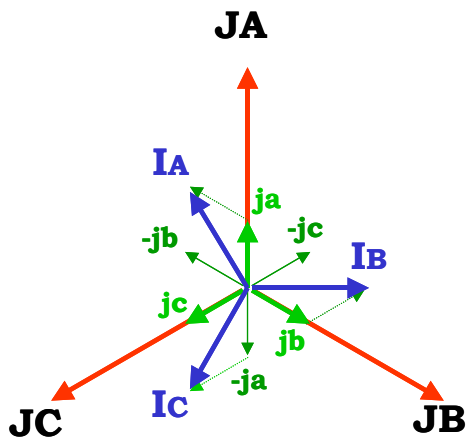
➤ Exemple:

Couplage Yd11



0 – 4 – 8 côté phase devient (opposé fuseau horaire) des 2 côtés neutre 6 – 10 – 2

Composition vectorielle des courants



 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES TRANSFORMATEURS</p>	<p style="text-align: center;">Cahier N°8</p> <hr/> <p>Rev. A Page 17 sur 61</p>
--	--	---

❖ **Conclusion:**

Déphasage de 30° entre JA et IA (JA en retard de 30° sur IA ou IA en avance de 30° sur JA d'où l'appellation: couplage Yd11).

Même déphasage pour les tensions.

La mise en triangle fait que $IA = ja - jb = ji\sqrt{3}$ (en faisant $ji = ja = jb$), de même $IB = jb - jc = ji\sqrt{3}$ (en faisant $ji = jb = jc$), de même $IC = jc - ja = ji\sqrt{3}$ (en faisant $ji = jc = ja$).

En cas d'utilisation de transformateurs courant de rattrapage, il sera nécessaire d'en tenir compte.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 18 sur 61

Courant d'enclenchement :

La mise sous tension d'un transformateur de puissance provoque un appel de courant très important («inrush current»), qui est composé de fréquence fondamentale et d'harmonique (2 notamment).

La courbe enveloppe des crêtes du courant d'enclenchement s'écrit:

$$i(t) = I_0 \times e^{-t/T_e}$$

I_0 = courant crête maximum à l'enclenchement.

T_e = constante de temps à l'enclenchement.

Les valeurs sont pratiquement les mêmes que l'enclenchement ait lieu le transformateur à vide ou en charge.

Par contre les valeurs sont très différentes suivant que l'enclenchement se fasse côté Primaire ou côté Secondaire.

➤ Exemple:

Données constructeur pour un transformateur HTA/BT de puissance nominale de 1 MVA:

Enclenchement côté HTA: $I_0 / I_n = 10$, $T_e = 0.35$ s.

Enclenchement côté BT: $I_0 / I_n = 20$, $T_e = 0.23$ s.

Si l'on souhaite faire une détection de court-circuit à $t = 0.05$ s, le courant d'enclenchement pour cette valeur de t sera:

Enclenchement côté HTA:

$$i(0.05s) = 10 \times e^{-0.05/0.35} = 8.67 I_n$$

Enclenchement côté BT:

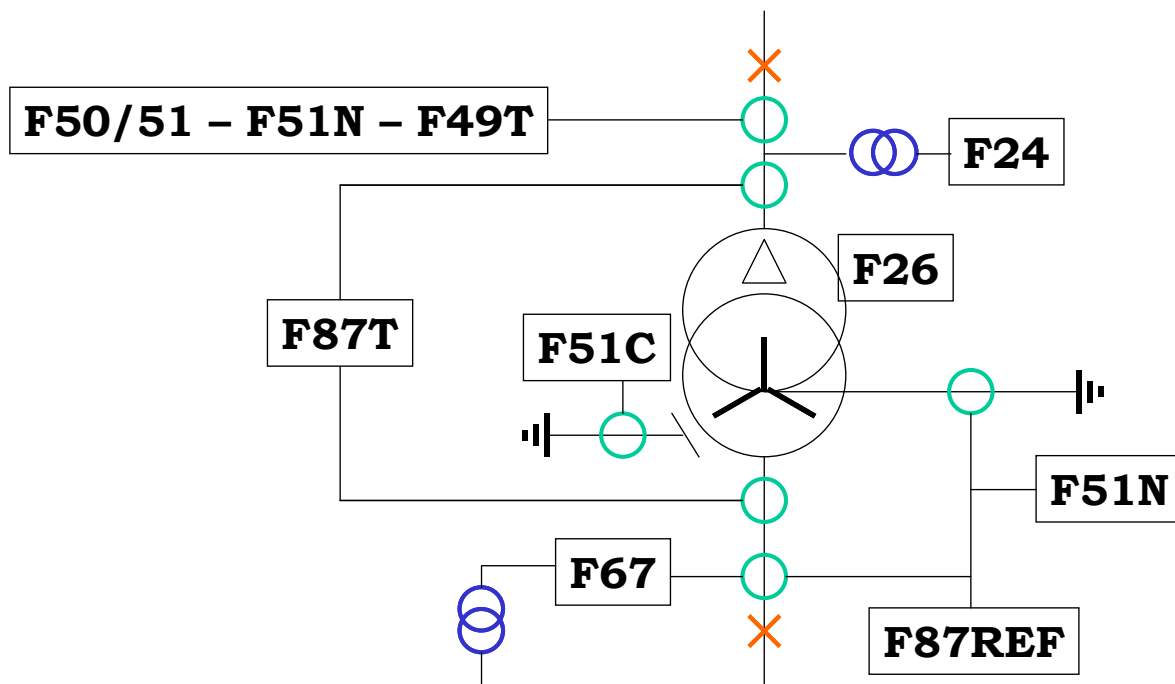
$$i(0.05s) = 20 \times e^{-0.05/0.23} = 16.09 I_n$$

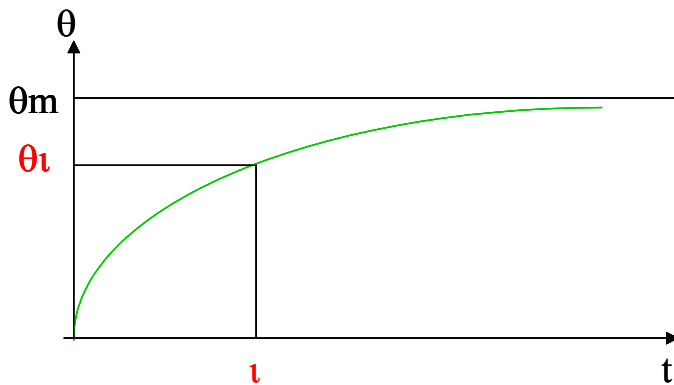
En prenant un coefficient de sécurité de 1.5, une protection de court-circuit devra être réglée à $13 I_n$ (pour tenir compte de ce phénomène) si l'enclenchement se fait côté HTA et à $24 I_n$ si l'enclenchement se fait côté BT.

Le réglage, de toute façon, devra aussi tenir compte de la non-détection d'un défaut côté secondaire du transformateur de puissance (calcul à partir de U_{cc} , U_n , S_n , S_{cc}).

PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :

Ne sont pas traités, les relais de dégagement gazeux type «Buchholz», les thermostats, les pressostats, les dispositifs de régulation de la tension (régleur en charge) qui équipent les transformateurs de cette puissance.



Protection de surcharge (F49T - 260):**Equation thermique:**

τ = constante de temps du transformateur (en s).

θ_m = température maximum après stabilisation des échanges thermiques (en °).

G = Poids de la pièce (en kg).

P = Puissance dépensée (en w).

$$\theta = \theta_m (1 - e^{-t/\tau})$$

$$\theta_t = 0.632 \theta_m$$

$$\tau = 417 \times (G \times \theta_m) / P$$

Définition de la constante de temps :

Lorsqu'un transformateur reçoit un nombre de w donné pendant une durée indéterminée, il atteint 63.2 % de sa température d'équilibre au bout d'une durée de chauffage égale à sa constante de temps (résolution de l'équation thermique en faisant $\tau = t$).

Une protection thermique (F49) est un élément permettant de reproduire les conditions thermiques du transformateur par un système d'analogie (I^2t) avec mémoire des états précédents.

Cette protection se précise en «constante de temps thermique moyenne», (système thermique complexe à plusieurs éléments: cuivre + fer + refroidissement).

Un seuil de pré-alarme (à 90-95% de θ_m) doit être prévu pour action.

Cette protection ne tient pas compte de la température ambiante, sa valeur maximum sera prise en compte (en général 40°C), de manière à ce que les isolants ne puissent jamais atteindre la température limite.

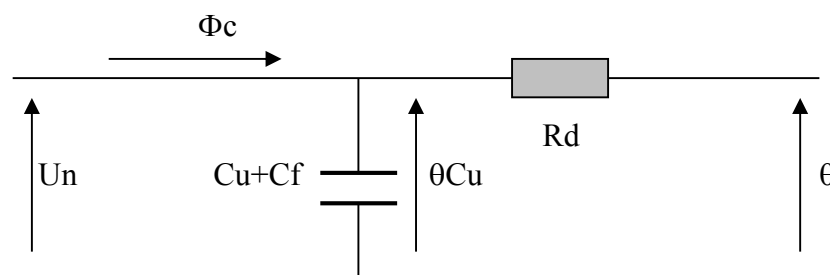
De même une solution simplifiée par une mesure ampèremétrique à 2 seuils associés à 2 temporisations ne tient compte ni de l'état thermique précédent ni de la température ambiante.

Nota:

Un transformateur à 2 régimes de refroidissement (air libre et refroidissement forcé) comportera 2 constantes thermiques correspondant à chaque régime.

➤ **Schéma de l'image thermique :**

Le schéma thermique équivalent simplifié est le suivant:



Dans lequel:

Φ_c = flux de chaleur par effet joule = $f(i^2)t$.

$Cu+Cf$ = capacité calorifique moyenne (Cuivre + Fer).

Rd = résistance de fuite thermique moyenne : isolant + milieu ambiant (air ou fluide).

L'échauffement est de la forme:

$$\theta = \theta_m (1 - e^{-t/T_e}) * (I/I_n)^2$$

Dans lequel:

θ = température à l'instant t .

θ_m = température maximale nominale (lorsque $I = I_n$ en permanence).

t = temps de calcul.

T_e = constante de temps thermique à l'échauffement.

I = courant à l'instant t .

I_n = courant nominal du transformateur.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 22 sur 61

Cette solution image présente l'inconvénient d'être un «compromis» sans surveiller les points chauds

Lorsque le transformateur est équipé de sondes Platine (Pt100 = 100 Ω à 0°C) dont la résistance varie en fonction de la température, une surveillance supplémentaire peut être effectuée (260).

Un montage en pont (sonde 3 fils préférable pour se désensibiliser de l'influence de la résistance de liaison sondes-relais qui peut atteindre plusieurs centaines de mètres) permet de détecter les valeurs critiques.

Compte tenu du temps de variation de la température (phénomène lent), une mesure cyclique est acceptable.

Cette solution permet de surveiller les points chauds et de connaître la température de fonctionnement du transformateur.

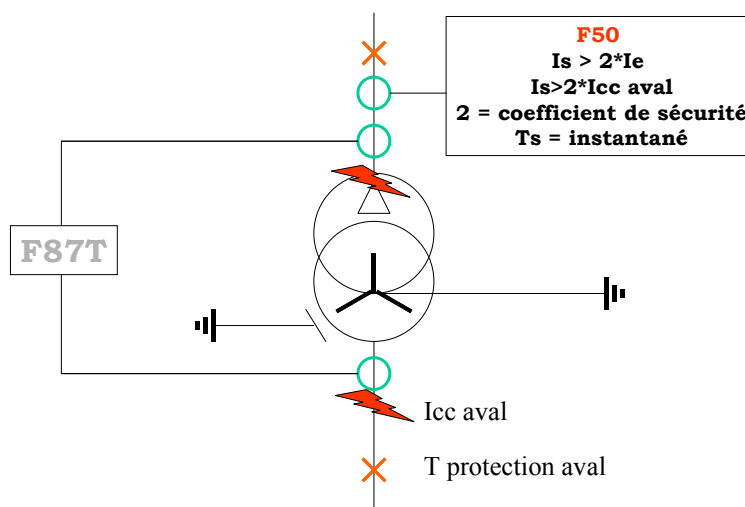
ACTION: A DEFINIR PAR L'EXPLOITANT (ainsi que le coefficient de sécurité avec minimum de 5%).

Protection à maximum de courant (F50-51-50N-51N) :

Cette protection vient en secours de la protection différentielle (F87T), de la protection différentielle homopolaire (F87REF) et des protections du réseau.

Détection de court-circuit entre phases (F50) :

Cette fonction détectera les court-circuits entre phases «Amont» (au primaire du transformateur).



- Ce seuil sera réglé au-dessus du courant d'enclenchement (voir chapitre 4.4).

➤ **Exemple:**

Transfo 1 MVA, $I_o / I_n = 10$, $T_e = 0.35$ s les résultats de l'exemple au chapitre 4.4 donnent
 $i_e = 8.67 I_n$ et $I_r = 13 I_n$.

- Ce seuil sera réglé au-dessus du courant de court-circuit maximum pour un défaut au secondaire du transformateur (mais mesuré côté primaire).

➤ **Exemple:**

Transfo 1 MVA, $U_n = 20$ kV, $U_{cc} = 8\%$ alimenté par un réseau de puissance de court-circuit maximum $S_{cc} = 1000$ MVA, rapport de TC = 30/1 A.

Calcul du courant de court-circuit secondaire :

Impédance directe minimum de source:

$$Z_{ds\text{mini}} = 20^2 / 1000 = 0.4 \Omega$$

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 24 sur 61

Impédance directe du transformateur:

$$Z_{dtr} = 0.08 \times (20^2 / 1) = 32 \Omega$$

Impédance directe totale :

$$Z_{dt} = Z_{dsmini} + Z_{dtr} = 0.4 + 32 = 32.4 \Omega$$

$$\text{Courant de court-circuit } I_{cc} \text{ secondaire (valeur 20 kV)} = 20 / (\sqrt{3} \times 32.4) = 356 \text{ A.}$$

$$\text{Courant nominal primaire } I_n = 1000 / (\sqrt{3} \times 20) = 28.87 \text{ A.}$$

$$\text{Courant de court-circuit } I_{cc} = 356 / 28.87 = 12.3 I_n$$

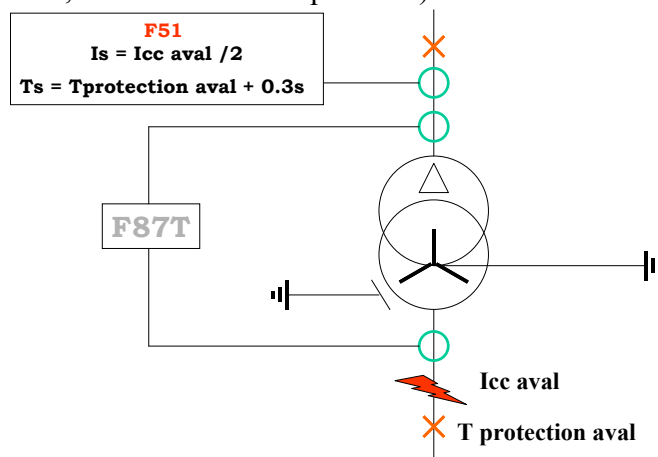
Avec un coefficient de sécurité de 1.5

$$\text{Réglage du seuil de court-circuit: } I_r = 12.3 \times 1.5 = 18.5 I_n$$

Cette condition de réglage (18.5 I_n) est plus contraignante que la condition d'enclenchement (13 I_n), la valeur de 18.5 I_n sera retenue comme valeur de réglage.

Détection de surcharge et court-circuit entre phases secondaire (F51):

Cette fonction détectera les court-circuits entre phases «Aval» (au secondaire du transformateur, mais mesuré côté primaire).



- Ce seuil sera réglé à la moitié du courant de court-circuit minimum pour un défaut au secondaire du transformateur.

➤ **Exemple :**

Transfo 1 MVA, $U_n = 20$ kV, $U_{cc} = 8$ % alimenté par un réseau de puissance de court-circuit minimum $S_{cc} = 250$ MVA, rapport de TC = 30/1 A.

Calcul du courant de court-circuit secondaire :

Impédance directe maximum de source : $Z_{dsmaxi} = 20^2 / 250 = 1.6 \Omega$

Impédance directe du transformateur : $Z_{dtr} = 0.08 \times (20^2 / 1) = 32 \Omega$

Impédance directe totale : $Z_{dt} = Z_{dsmaxi} + Z_{dtr} = 1.6 + 32 = 33.6 \Omega$

Courant de court-circuit I_{cc} secondaire (valeur 20 kV) = $20 / (\sqrt{3} \times 33.6) = 344$ A.

Courant nominal primaire $I_n = 1000 / (\sqrt{3} \times 20) = 28.87$ A.

Courant de court-circuit $I_{cc} = 344 / 28.87 = 11.9 I_n$

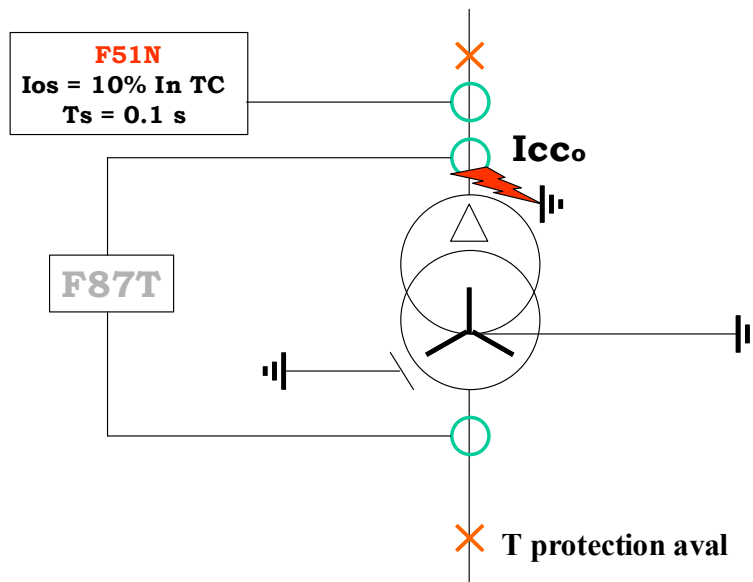
Réglage du seuil de court-circuit: $I_r = 11.9 \times 0.5 = 6 I_n$

La temporisation sera celle de l'arrivée BT (temporisation de la protection immédiatement en aval) majorée d'un écart sélectif de 0.3 s.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 26 sur 61

Nota :

Une temporisation à temps dépendant est bien entendu utilisable et la courbe utilisée devra passer par les points définis en F50 et F51.

Détection de court-circuit entre phase et terre (F50N) :

La détection ne pourra être instantanée (par sécurité temporisation de 0.1 s) que si:

* transformateur à couplage triangle (côté détecté), le transformateur étant alors récepteur homopolaire.

* transformateur à couplage étoile (côté détecté) mis à la terre directement, le seuil sera supérieur au courant de défaut fourni par le transformateur sur défaut extérieur.

➤ **Exemple :**

Transfo 1 MVA, $U_n = 20$ kV, $U_{cc} = 8\%$ alimenté par un réseau de puissance de court-circuit maximum $S_{cc} = 1000$ MVA, rapport de TC neutre = 100/1 A.

Calcul du courant de court-circuit à la terre fourni par le transformateur :

Impédance directe, inverse et homopolaire minimum de source :

$$Z_{dsmini} = Z_{ismini} = Z_{osmini} = 20^2 / 1000 = 0.4 \Omega$$

Impédance directe, inverse et homopolaire du transformateur :

$$Z_{dtr} = Z_{itr} = Z_{otr} = 0.08 \times (20^2 / 1) = 32 \Omega$$

Impédance directe, inverse et homopolaire totale :

$$Z_{dt} = Z_{dsmini} + Z_{dtr} = 0.4 + 32 = 32.4 \Omega$$

$$Z_{it} = Z_{ismini} + Z_{itr} = 0.4 + 32 = 32.4 \Omega$$

$$Z_{ot} = Z_{osmini} + Z_{otr} = 0.4 + 32 = 32.4 \Omega$$

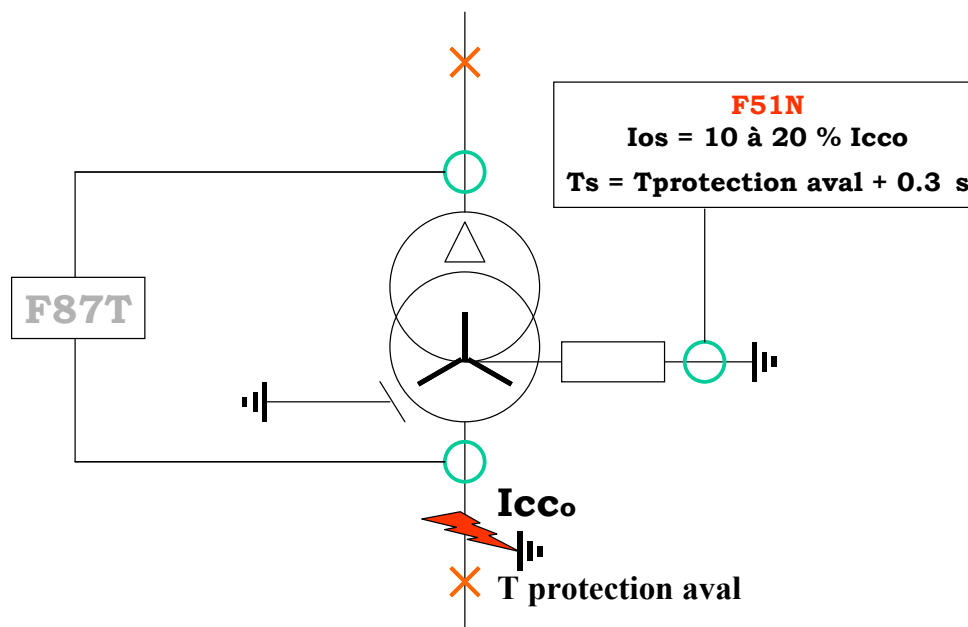
 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES TRANSFORMATEURS</p>	<p style="text-align: center;">Cahier N°8</p> <hr/> <p>Rev. A Page 28 sur 61</p>
--	--	---

Courant de court-circuit I_t à la terre secondaire (valeur 20 kV) = $(20 \times \sqrt{3}) / (3 \times 32.4) = 356 \text{ A}$.

Avec un coefficient de sécurité de 1.5 : $I_r = 356 \times 1.5 = 535 \text{ A}$

Avec un rapport de TC neutre de 100 /1 A, $I_r = 535 / 100 = 5.35 \text{ In}$.

La temporisation sera de 0.1 s pour tenir compte du pianotage des pôles du disjoncteur et des charges dissymétriques des capacités d'enroulement.

Protection générale de terre (F51N) :

Le transformateur, avec neutre mis à la terre, est générateur de courant homopolaire pour l'ensemble du réseau, à ce titre une protection ampèremétrique placée dans le neutre sera sollicitée sur défaut extérieur et pourra servir en secours des protections du réseau.

Le seuil I_o sera réglé de 10 à 20 % de I_n transformateur avec une temporisation de 0.3 s supérieure à celle de la protection immédiatement en aval.

Nota:

En cas de seuil très faible (détection de défaut terre résistant de 0.5 à 1 A), il sera nécessaire de désensibiliser la protection à l'harmonique 3 celle-ci se refermant dans le neutre (les 3 courants I_{AH3} , I_{BH3} , I_{CH3} sont en phases et leur somme non nulle).

ACTION: ARRET D'URGENCE (A.U.) (détections de court-circuits).

Protection différentielle (F87T) :**Principe :**

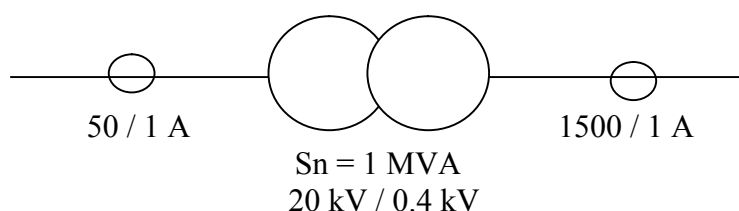
Cette protection compare les courants entrants et sortants du transformateur.

La somme, en absence de défaut, est nulle (sommation de 2 ou 3 entrées si 2 ou 3 enroulements).

Cette protection doit tenir compte des phénomènes liés à son utilisation:

* rattrapage de l'argument dû au couplage du transformateur principal (voir exemple dans chapitre 4.3).

* adaptation des modules à une comparaison en amplitude (les TC des 2 côtés du transformateur ont des valeurs normalisées qui ne correspondent pas rigoureusement à I_{np} et I_{ns}).

➤ Exemple :**Calcul des courants :**

En 20 kV:

$$I_{tr} = 1000 / (20 \times \sqrt{3}) = 28.87 \text{ A}$$

$$\text{Avec un TC de rapport } 50 / 1 \text{ A, } I_{np \text{ BT}} = 28.87 / 50 = 0.577 \text{ A}$$

En 0.4 kV:

$$I_{tr} = 1000 / (0.4 \times \sqrt{3}) = 1443.4 \text{ A}$$

$$\text{Avec un TC de rapport } 1500 / 1 \text{ A, } I_{ns \text{ BT}} = 1443.4 / 1500 = 0.962 \text{ A}$$

La protection devra comparer $I_{np} = 0.577 \text{ A}$ et $I_{ns} = 0.926 \text{ A}$ et les ajuster au calibre différentiel du relais (1 A par exemple).

Pour cela le courant d'entrée I_{np} sera majoré par $1 / 0.577 = 1.73$ et I_{ns} par $1 / 0.962 = 1.08$

Nota : Dans les protections modernes le rattrapage en module et argument est intégré dans la protection.

* En régime de fonctionnement stable, le seuil de sensibilité devra tenir compte:

- des courants mesurés d'un seul côté (courant magnétisant < 3%).

* En régime de fonctionnement stable, le seuil de sensibilité devra tenir compte des erreurs provoquées par:

- erreurs différentielles des TC (< 10%)

- erreur propre de la protection (< 5%)

- présence éventuelle d'un régleur en charge qui fait varier un seul courant (primaire ou secondaire suivant sa position).

Caractéristique de déclenchement :

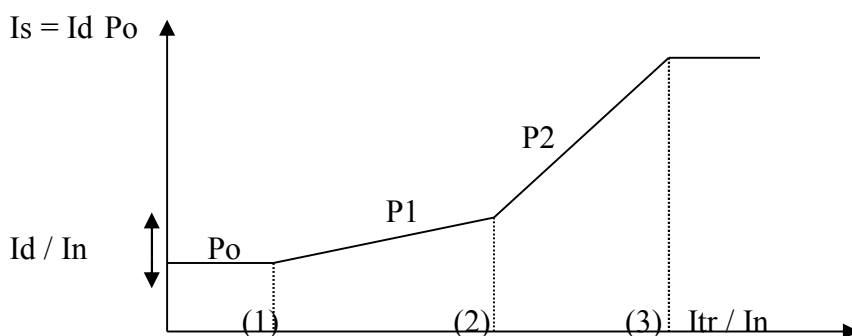
Pour supprimer les risques de déclenchements intempestifs dûs à la saturation éventuelle des TC d'un seul côté, sur défaut traversant, la caractéristique devra être à pourcentage:

Le seuil est relevé en fonction du courant traversant:

Grande sensibilité pour courant de défaut faible.

Stabilité (sensibilité moindre pour augmentation du courant traversant).

Courant traversant $I_{tr} = (I_{npr} + I_{nstr}) / 2$



Valeurs de réglages conseillées:

Id / In sans régleur en charge = 20%

Id / In avec régleur en charge = 30 à 40% (suivant le nombre de prises)

(1) Itr / In de 0 à 0.5, Pente P = 0

(même seuil ampèremétrique changement de pente à Itr/In = 0.5).

(2) Itr / In de 0.5 à 2.5, Pente P = 20%

(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à Itr/In = 2.5).

(3) Itr / In de 2.5 à 12, Pente P = 50%

(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à Itr/In = 12).

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8 Rev. A Page 32 sur 61
---	---	---

$I_{tr}/I_n > 12$, Pente $P = 0$ (même seuil ampèremétrique, 12 est la valeur maximum du courant traversant pour $U_{cc} = 8.5\%$).

Equations de fonctionnement :

I_s = seuil de fonctionnement du relais.
 I_d = seuil de courant différentiel (réglage).
 I_{tr} = courant traversant.
 I_n = courant nominal.

- (1) $(I_s/I_n) = (I_d/I_n)$
- (2) $(I_s/I_n) = (I_d/I_n) + [(I_{tr}/I_n) - 0.5] \times 0.1$
- (3) $(I_s/I_n) = (I_d/I_n) + [(2.5 - 0.5) \times 0.1] + [(I_{tr}/I_n) - 2.5] \times 0.3$

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 33 sur 61

Détection d'harmoniques 2 & 5 :

L'enclenchement du transformateur (à vide ou en charge) va provoquer un appel de courant (vu du seul côté enclenchement) très important et incompatible avec les seuils différentiels espérés.

La particularité du courant d'enclenchement est de contenir une proportion très importante d'harmonique 2 (harmonique spécifique à l'enclenchement).

Le taux minimum mesuré (donc expérimental) est supérieur à 50%, la protection devra tenir compte de cette harmonique 2 pour «retenir» le déclenchement, un réglage de détection à 20% de Id est conseillé.

Nota:

Le taux maximum mesuré (donc expérimental) d'harmonique 5 à l'enclenchement est toujours inférieur à 5% (voir retenue tension).

Il peut être intéressant de tenir compte d'une information logique d'enclenchement pour augmenter le seuil de blocage sur harmonique (par exemple doubler la sensibilité à partir de 10% de Id).

Cette «sur-sensibilisation» ne devra intervenir que pendant le temps d'enclenchement (calculer par la formule au chapitre 4.4)

➤ **Exemple:**

$I_e / I_n = 10$, $T_e = 0.35$ s, pour arriver à un temps t où $I_e / I_n = 0.1$ le calcul de temporisation donne $t = 1.6$ s.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 34 sur 61

Protection Seuil haut:

Lorsque la protection est verrouillée ou que le défaut est très violent, il est intéressant de déclencher sur un seuil ampèremétrique haut.

Celui-ci sera réglé pour la plus grande valeur entre:

* 1.5 Ie max (1.5 fois la valeur de première crête).

* 1.5 Icc secondaire (1.5 fois la valeur de courant de court-circuit secondaire mesuré au primaire).

➤ **Exemple:**

$I_e / I_n = 6 \Rightarrow$ entraîne $I_r = 6 \times 1.5 = 9 I_n$ avec $U_{cc} = 10\%$ $I_r = (1 / 0.1) \times 1.5 = 15 I_n$

La valeur maximum de $15 I_n$ sera retenue.

Nota:

En pratique compte tenu de la puissance des transformateurs protégés par une protection différentielle, un réglage de $10 I_n$ peut être admis en première approximation (en tenant compte de U_{cc} et de l'impédance de source).

ACTION: ARRET D'URGENCE (A.U.).

Protection différentielle homopolaire (F87REF) :**Principe :**

Les TC sur les phases sont en montage sommateur :

$$I_A + I_B + I_C = I_{R1} = 3 I_o$$

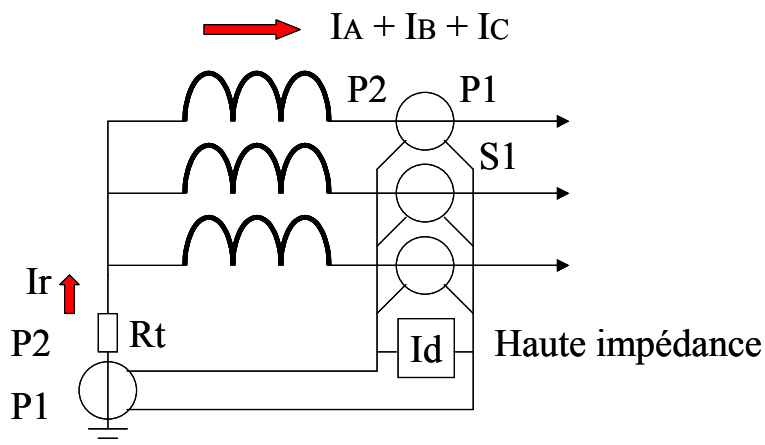
que l'on compare à $I_r \text{ NEUTRE} = 3 I_o$

Lorsque le défaut est extérieur:

$I_{R1} + I_r \text{ NEUTRE} = 0$ (compte tenu du raccordement différentiel entre TC phases et TC neutre).

Lorsque le défaut est intérieur:

$I_{R1} + I_r \text{ NEUTRE} \neq 0$ (compte tenu du raccordement différentiel entre TC phases et TC neutre).



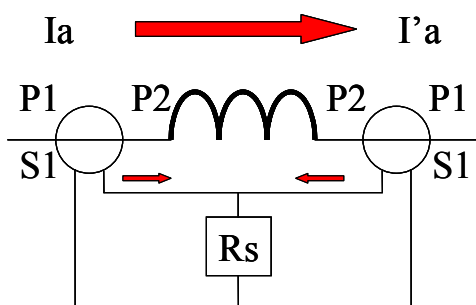
On utilise une protection différentielle à haute impédance par insertion d'une résistance de stabilisation.

Les rapports des TC côtés phase et neutre doivent être impérativement identiques.

Principe de la protection différentielle haute impédance :

La démonstration est faite sur un montage différentiel fictif.

Montage phase par phase: Phase A en référence, phases B & C identiques:



Le raisonnement est fait en tension et non en courant (d'où le terme de «haute impédance»).

Pour mesurer le «courant différentiel» on mesure la tension aux bornes d'une résistance de stabilisation placée dans la branche différentielle.

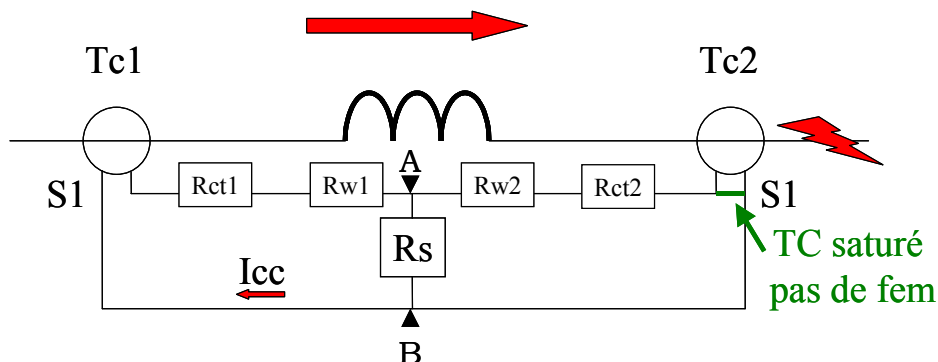
L'ordre de grandeur de R_s est:

$R_s = 50 \Omega$ pour $I_{ns} = 5 \text{ A}$.

$R_s = 250 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 \text{ A}$.

Cette résistance R_s est montée pour s'affranchir d'un déclenchement intempestif sur la saturation d'un TC.

Le Transformateur Courant TC2 est censé être saturé, et est donc réduit à sa résistance de l'enroulement secondaire R_{ct2}



Le cas le plus défavorable est celui où un transformateur TC1 délivre un courant secondaire i_{cc} rigoureusement proportionnel à I_{cc} , alors que le transformateur TC2 est complètement saturé, ne délivre aucune tension et est réduit à sa résistance de l'enroulement secondaire R_{ct2} .

La résistance R_{w1} est la résistance de la filerie entre TC1 et relais.

La résistance R_{w2} est la résistance de la filerie entre TC2 et relais.

Dans ces conditions TC1 devra délivrer une tension U égale à:

$$U = i_{cc} \times (R_{ct1} + R_{w1} + R_{AB})$$

$$R_{AB} = R_s // R_{ct2} + R_{w2}$$

$$R_{AB} = [R_s \times (R_{ct2} + R_{w2})] / [R_s + R_{ct2} + R_{w2}]$$

Compte tenu des valeurs relatives de R_s ($= 250 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 A$), R_{ct2} ($< 10 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 A$), R_w ($< 1 \Omega$):

$$R_{AB} = R_{ct2} + R_{w2}$$

$$U = i_{cc} \times (R_{ct1} + R_{w1} + R_{ct2} + R_{w2})$$

on impose $R_{ct1} = R_{ct2} = R_{ct}$ et $R_{w1} = R_{w2} = R_w$, l'équation s'écrit:

$$U = 2 i_{cc} \times (R_{ct} + R_w)$$

d'où la formule générale des TC Haute Impédance:

$$U = 2 I_{cc} \times (I_{ns}/I_{np}) \times (R_{ct} + R_w)$$

Le relais en tension aux bornes de AB devra être réglé à une valeur supérieure à la tension qui apparaît en cas de saturation d'un TC.

Tension aux bornes de AB:

$$U_{AB} = I_{cc} \times (I_{ns}/I_{np}) \times (R_{ct} + R_w) = i_{cc} \times (R_{ct} + R_w)$$

Tension de réglage du relais

$$U_r = 1.5 U_{AB}$$

Pour limiter l'influence du régime asymétrique, le relais doit être désensibilisé à la composante continue.

Nota:

Le relais raccordé en tension aux bornes de R_s pourra être remplacé par un relais en courant en série avec R_s , le raisonnement est identique.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 38 sur 61

Attention :

En cas de défaut violent il peut apparaître une tension très importante aux bornes de la résistance différentielle R_s , il faut protéger les différents éléments par une varistance, résistance non linéaire etc. La tension qui apparaît est de l'ordre de:

$$V_{pic} = 2 \sqrt{2} \times [2 (R_w + R_{ct}) i_{cc}] \times [((R_s + R_w + R_{ct}) i_{cc}) - ((2 (R_w + R_{ct}) i_{cc}))]$$

$$V_{pic} = 2 \sqrt{2} V_k [((R_s + R_w + R_{ct}) i_{cc}) - V_k]$$

(V_k = tension de coude des TC).

En pratique avec une protection différentielle homopolaire, un tel dispositif n'est pas nécessaire, mais néanmoins le calcul sera effectué pour s'en assurer.

Nota :

Dans ce montage, la valeur du courant magnétisant des 4 TC en parallèle est importante, car l'impédance magnétisante vient shunter R_d et désensibilise la protection par rapport au seuil affiché sur le relais (pas de risque de déclenchement intempestif).

Le courant magnétisant I_μ sera limité à:

$$I_\mu = 10 / 4 = 2.5\% I_r \text{ (si on admet 10\% d'écart entre le seuil affiché et le seuil réel de fonctionnement).}$$

➤ **Exemple :**

Réglage du relais différentiel: $I_r = 0.2 \text{ A}$

$$I_\mu = 0.2 \times 0.025 = 0.005 \text{ A}$$

Le courant magnétisant devra être inférieur à 5 mA pour un courant de 0.2 A.

* Le courant de court-circuit i_{cc} à prendre en compte est le courant de défaut traversant pour lequel la stabilité de la protection est requise

➤ **Exemple :**

$$10 I_n \text{ pour } U_{cc} = 10\%$$

❖ **Réglage conseillé :**

Le courant différentiel sera réglé de 10 à 50% de I_n , la résistance R_s choisie dans les valeurs standards:

* 250 Ω pour $I_{ns} = 1 \text{ A}$

* 50 Ω pour $I_{ns} = 5 \text{ A}$

ACTION: ARRÊT D'URGENCE (A.U.).

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 39 sur 61

Protection de surexcitation (F24) :

Cette protection surveille l'induction de fonctionnement du transformateur («over-fluxing»).

L'induction dans un transformateur est de la forme:

$$\beta = k (E / F)$$

où

k = constante pour un transformateur donné (prenant en compte un coefficient, le nombre de tours, la section).

E = tension appliquée (en référence il est pris Un).

F = fréquence de la tension appliquée (en référence il est pris Fn).

Avec les références ci-dessus le rapport E / F est égal à Un / Fn et s'exprime généralement en «P.U.».

Une augmentation de l'induction de travail du transformateur provoquée par une surtension et/ou un minimum de fréquence entraîne une augmentation du courant magnétisant qui peut entraîner un échauffement préjudiciable.

Le constructeur du transformateur définit aussi les temps de surexcitation admissible en fonction de la valeur U / F en donnant une courbe pour l'état froid du transformateur et une courbe pour le transformateur en charge.

La plage minimum de fonctionnement d'un transformateur est de Un ± 10% et Fn ± 5%, cela signifie que la surexcitation permanente admissible, avec ces valeurs, est de:

$$(Un + 10%) / (Fn - 5%) = 1.16 \text{ P.U.}$$

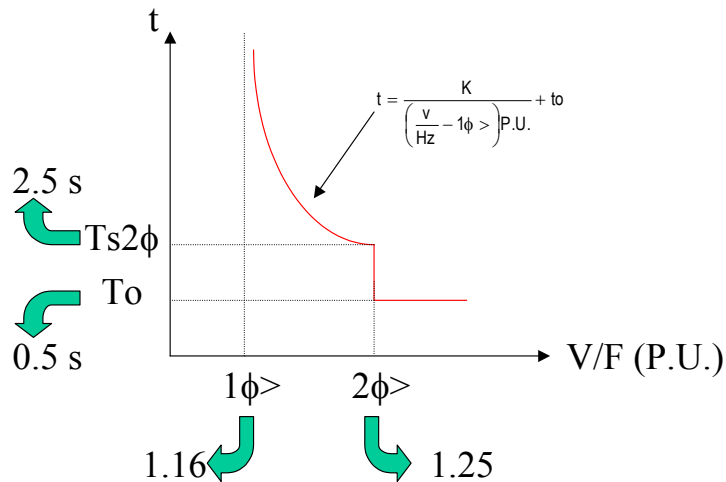
Il n'est pas possible de préciser à priori d'autres points ceux-ci dépendant de:

* β = induction nominale de 1.4 à 1.9 T (tôles au silicium, pour les grandeurs nominales Un et Fn).

* Matériau magnétique utilisé (% de Si et qualité de tôle).

Le réglage de la protection suivra la courbe machine (sécurité minimum de 5%) en pleine charge communiquée par le constructeur et les courbes à temps dépendant seront préférées.

Diagramme donné à titre d'exemple:



Seuil 1 = $1\Phi>$ réglable de 1 à 2 (ex: 1.16 P.U.).

Seuil 2 = $2\Phi>$ réglable de 1 à 2 (ex: 1.25 P.U.).

$t_{2\Phi}$ = temporisation d'alarme (ex: 2.5 s).

K = coefficient «TMS» de la protection.

Nota:

Lorsque le constructeur du transformateur ne fournit qu'un point ou deux, une détection à temps constant sera retenue.

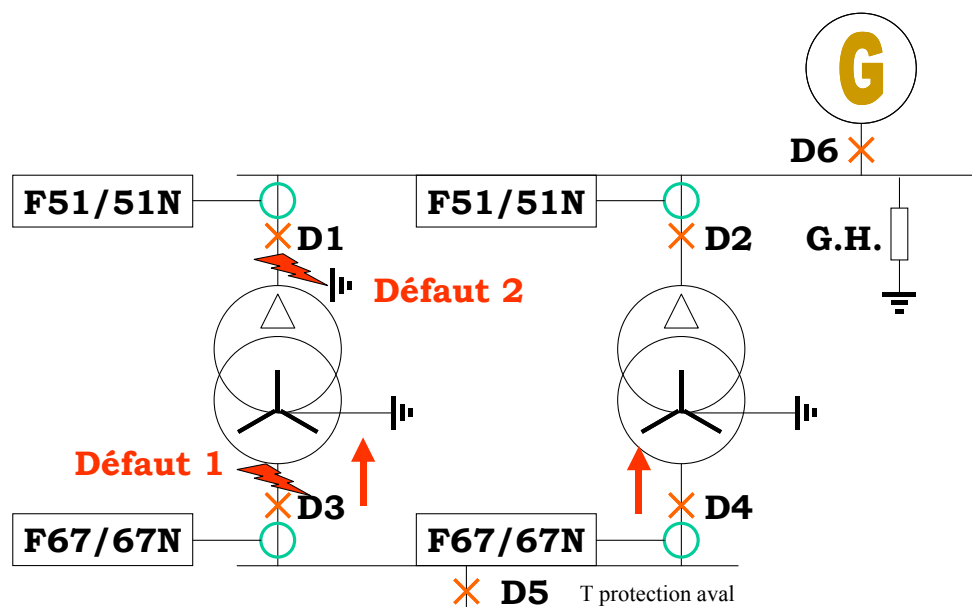
ACTION: ARRET URGENCE.

**Protection directionnelle en cas de fonctionnement en parallèle de transformateur
(F67-67N) :****Exemples d'application :**

Lorsque plusieurs transformateurs débitent sur le même jeu de barres, un défaut se produisant sur un transformateur va être alimenté par les autres transformateurs.

Le transformateur en défaut est récepteur de courant de défaut, les transformateurs sains vont être générateurs de courant de défaut.

Les protections sont orientées pour surveiller les transformateurs.



2 défauts vont être examinés:

- côté secondaire entre transformateur T1 et D3 (ou secondaire transformateur T1):

- * défaut entre phase.
- * défaut phase-terre.

- côté primaire entre transformateur T1 et D1 (ou primaire transformateur T1):

- * défaut entre phase.
- * défaut phase-terre.

Nota : Le transformateur T1 a été choisi arbitrairement, le raisonnement s'applique d'une manière symétrique à T2.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 42 sur 61

Exemple 1 :

Le défaut est situé au point 1:

Les transformateurs T1 & T2 verront le défaut en aval:

* T1 par D6 & D1.

* T2 par D6, D2, D4 & D3.

a) Protection directionnelle phase (F67) :

Le réglage conseillé est de 20% de I_n (le courant en retour en fonctionnement normal est nul).

Le courant de défaut sera pratiquement en quadrature avec la tension ($\varphi = 90^\circ$).

La tension de référence pour la polarisation sera prise au niveau du jeu de barres.

Le déclenchement est instantané en D3 (temporisation de 0.1 s de sécurité, pour éviter les déclenchements intempestifs sur transitoire).

D4 détecte le défaut en amont et ne déclenche pas.

Après ouverture de D3, retombée des protections en D2 & D4.

D1 déclenche après temporisation t_1 correspondant à $t_b + 0.3$ s (t_b = temporisation de la protection associée à D5).

D6 déclenche (en secours de D1) après temporisation t_6 correspondant à $t_b + 0.6$ s (t_b = temporisation de la protection associée à D5).

❖ Conclusion :

Le défaut 1 est éliminé d'une manière sélective par D3 & D1.

b) Protection directionnelle terre (F67N) :

La mise à la terre se fait au niveau des neutres des transformateurs T1 & T2 (côté secondaire).

Chaque transformateur est du point de vue homopolaire(côté secondaire) récepteur (sur défaut interne côté secondaire) ou générateur (sur défaut externe côté secondaire).

Le réglage conseillé est de 10% de I_t (minimum 10% de I_n TC).

Seule l'impédance amont intervient dans la phase du courant de défaut.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 43 sur 61

Le type de mise à la terre définira l'angle de détection (I défaut $\varphi = 90^\circ$ pour une mise à la terre directe ou pour une mise à la terre par réactance dans le neutre, I défaut $\varphi = 45^\circ$ pour une mise à la terre par résistance dans le neutre).

La tension de référence pour la polarisation sera prise au niveau du jeu de barres.

Le déclenchement est instantané en D3 (temporisation de 0.1 s de sécurité, pour éviter les déclenchements intempestifs sur pianotage des pôles ou charge dissymétrique des capacités par rapport à la terre de la cuve du transformateur).

D4 détecte le défaut en amont et ne déclenche pas.

Après ouverture de D3, retombée de la protection en D4.

Les transformateurs T1 & T2 sont à couplage Triangle – Etoile et sont des barrières homopolaires.

Les protections en D1, D2 & D4 ne détecteront pas le défaut à la terre 1, et celui-ci continuera à être alimenté.

Il sera nécessaire que la protection directionnelle terre (F67N) fasse aussi déclencher le disjoncteur D1 («interdéclenchement»).

❖ Conclusion :

Le défaut 1 est éliminé d'une manière sélective par D3 et interdéclenchement par D1.

Exemple 2 :

Le défaut est situé au point 2.

Les transformateurs T1 & T2 verront le défaut en aval:

* T1 par D6 & D1.

* T2 par D6, D2, D4 & D3.

a) Protection ampèremétrique phase (F51) :

Le réglage conseillé est de 160% de I_n (permettant une surcharge du transformateur, valeur conseillée par EDF).

Le déclenchement est instantané en D3 (temporisation de 0.1 s de sécurité, pour éviter les déclenchements intempestifs sur transitoire).

D4 détecte le défaut en amont et ne déclenche pas.

Après ouverture de D3, retombée des protections en D2 & D4.

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES TRANSFORMATEURS</p>	<p>Cahier N°8</p> <hr/> <p>Rev. A Page 44 sur 61</p>
--	--	---

D1 déclenche après temporisation t_1 correspondant à $t_b + 0.3$ s (t_b = temporisation de la protection associée à D5).

D6 déclenche (en secours de D1) après temporisation t_6 correspondant à $t_b + 0.6$ s (t_b = temporisation de la protection associée à D5).

❖ **Conclusion :**

Le défaut 2 est éliminé d'une manière sélective par D3 & D1.

b) Protection ampèremétrique terre (F51N) :

La mise à la terre se fait au niveau du jeu de barres (côté primaire des transformateurs T1 & T2).

Chaque transformateur est du point de vue homopolaire récepteur (couplage triangle côté primaire).

Le réglage conseillé est de 10% de I_t (minimum 10% de I_n TC).

Le déclenchement est instantané en D1 (temporisation de 0.1 s de sécurité, pour éviter les déclenchements intempestifs sur pianotage des pôles ou charge dissymétrique des capacités par rapport à la terre de la cuve du transformateur).

Les transformateurs T1 & T2 sont à couplage Triangle – Etoile et sont des barrières homopolaires.

Les protections en D6, D2, D4 & D3 ne détecteront pas le défaut à la terre 2, mais celui-ci ne sera plus alimenté.

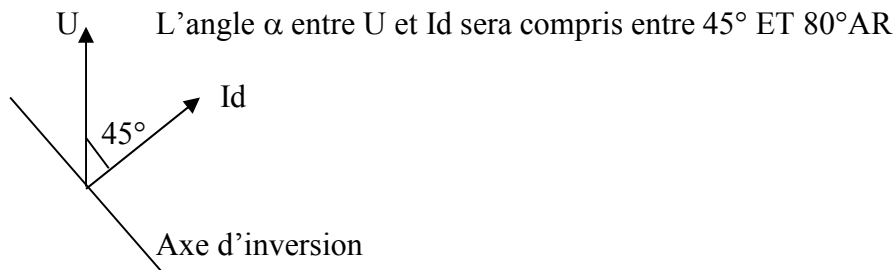
❖ **Conclusion :**

Le défaut 2 est éliminé d'une manière sélective par D1.

Choix de l'angle du directionnel :

Il sera fait référence à un axe d'inversion, d'angle AV et AR et non de $\pm X^\circ$ qui n'ont de signification que pour un constructeur donné (confusion possible entre angle de défaut Ud – Id et angle de déclenchement («maximum tripping torque»))

Défaut entre phases (F67) :



Défaut phase - terre (F67N) :

Mise à la terre par résistance: $\alpha = 0^\circ$

Mise à la terre par résistance + courant capacitif important: $\alpha = 20^\circ$ à 45° AV.

Mise à la terre par impédance purement selfique (réactance): $\alpha = 90^\circ$ AR.

Mise à la terre par impédance selfique + résistance): $\alpha = 45^\circ$ AR (si $X = R$).

Nota:

L'angle pour les défauts phase – terre ne tient compte que de l'argument de l'impédance homopolaire amont et ignore la résistance de défaut (pour α).

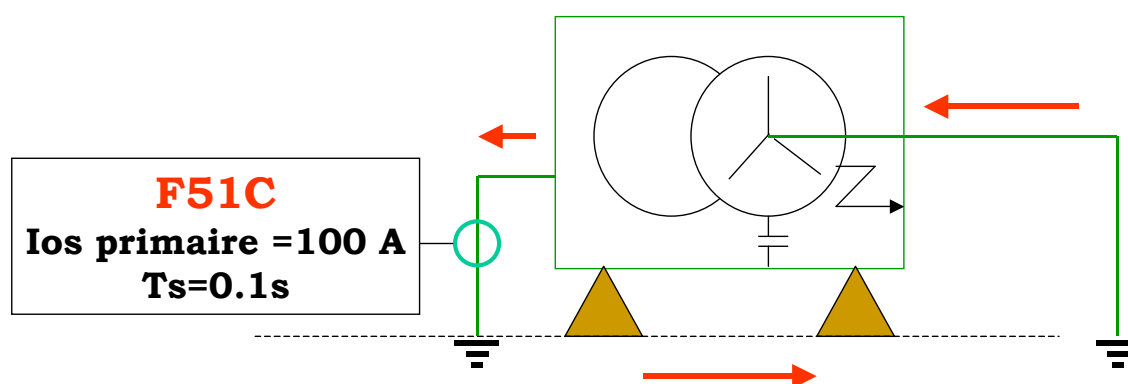
ACTION: ARRET URGENCE.

Protection de masse cuve (F51C) - Technique EDF :

La cuve du transformateur est isolée de la terre au moyen de galets.

Une connexion est établie entre la cuve et la terre de manière à canaliser l'éventuel courant de défaut à la terre.

Dans cette connexion est placée un TC (rapport 50/1 A à 200/1 A) raccordé à une protection ampèremétrique F51C.



La détection est de l'ordre 100 A (défaut isolement uniquement) et la temporisation de 0.1 s (pour éviter les déclenchements intempestifs sur charge des capacités enroulement – cuve).

❖ Inconvénient :

Nécessite un isolement sommaire de la cuve et l'entretien de cet isolement.

ACTION: ARRET URGENCE.

PROTECTION DES TRANSFORMATEURS HTA/BT

Transformateurs HTA/BT de «faible puissance» :

Les transformateurs HTA/BT, dont la puissance est < 500 kVA, sont généralement protégés au primaire par des fusibles.

Le primaire HTA peut être isolé (mise à la terre commune au niveau HTA).

La partie HTA ne sera pas traitée dans le présent chapitre.

La partie BT peut être protégée par disjoncteur et protections.

Le neutre du secondaire BT peut être soit mis à la terre directement (cas le plus fréquent) soit isolé (cas plus rare lorsque le régime IT a été choisi pour permettre la continuité de service et ne pas couper au premier défaut).

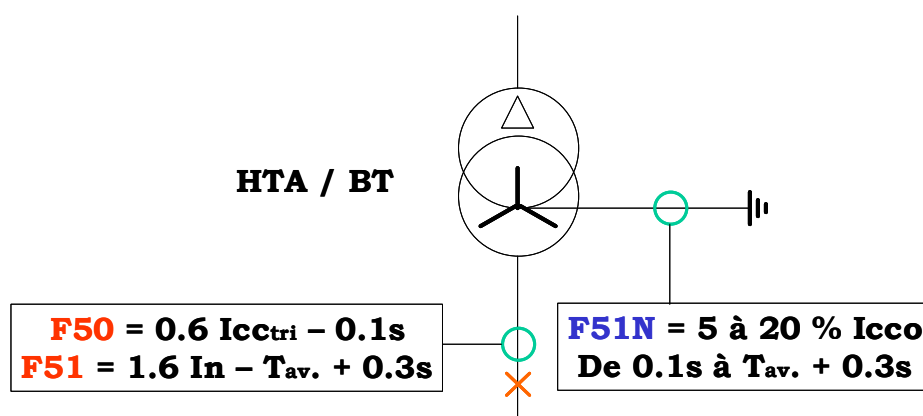
Un jeu de barres BT peut être alimenté par un seul transformateur HTA/BT ou par plusieurs transformateurs HTA/BT débitant en parallèle.

Compte tenu de la puissance des transformateurs la protection de type «Différentielle homopolaire restreinte» n'est pas utilisée et ne fera donc pas l'objet de commentaires.

Les différents cas vont être étudiés :

Transformateur unique alimentant le jeu de barres BT :

Neutre mis directement à la terre :



La protection BT du transformateur comprendra les fonctions suivantes :

a) Détection de court-circuit (F50) :

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 48 sur 61

Le relais sera réglé pour détecter le courant de défaut minimum biphasé en extrémité d'alimentation BT avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra à 0.6 Icc tri en extrémité d'alimentation, une temporisation de 0.1 s y sera associée.

b) Détection de surcharge (F51) :

Le relais sera réglé pour détecter le courant de surcharge du transformateur HTA/BT avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra à 1.6 In transfo, une temporisation y sera associée correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s.

c) Détection de défaut terre (F51N) :

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter un défaut à la terre correspondant de 10 à 20 % In TC.

Le tore homopolaire permet une meilleure sensibilité si nécessaire (de l'ordre de 3 % avec un minimum de précautions).

Dans le cas où le neutre du transformateur comporterait une impédance de limitation il sera nécessaire de vérifier si le relais doit être désensibilisé à l'harmonique 3 :

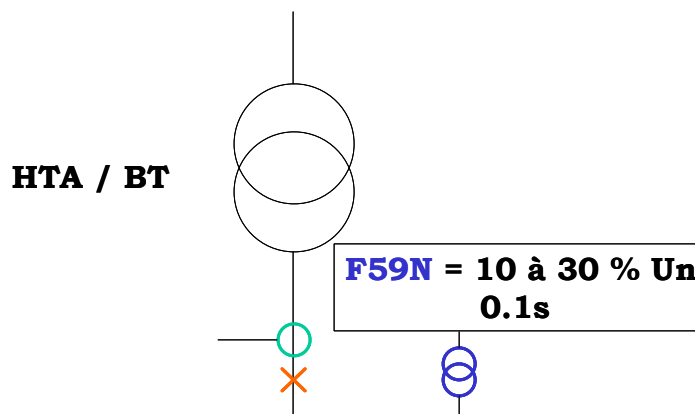
nécessaire si I_t (courant de limitation à la terre) est $< 20\% I_n TC$ ou si seuil $< 5\% I_n TC$.

Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s (avec un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension).

Neutre isolé de la terre :

Les protections de court-circuit et surcharge sont identiques au chapitre 1.1.1 et ne seront pas évoqués.

Pour les protections de détection de défaut terre (F64) 2 cas sont envisageables :



 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 49 sur 61

Réseau parfaitement isolé :

La seule détection possible est la mesure de tension résiduelle (F59N ou F59Vo).
 La mesure est réalisée à partir de 3 TP montés impérativement en étoile et effectuant la mesure : $V_1 + V_2 + V_3 = 3V_0 = V_R$

Un réglage de détection de 10 à 30 % permet de s'affranchir des erreurs pseudo-différentielles des TP, rappelons qu'en cas de défaut phase-terre franc la tension résiduelle $V_r = U_n \times \sqrt{3}$.

Une valeur minimum de 5 % peut être utilisée avec précautions.

Une temporisation de 0.1 s est suffisante, il ne sera pas possible de faire une sélectivité entre départs : un défaut à la terre sur un quelconque départ entraînera le fonctionnement de la protection générale de terre (F59N ou F59Vo).

Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :

Ce cas couvre la mise à la terre par BPN (rare en BT) et la présence de câbles de longueur importante.

Rappelons que le courant de défaut produit par les câbles est égal à

$$I_t = 3I_{co} = 3 I_c = [3 (U/\sqrt{3}) C\omega] \text{ A/km}$$

Dans lequel :

C est la capacité de service du câble, en absence de valeur prendre $C = 0.25 \mu\text{F}$.

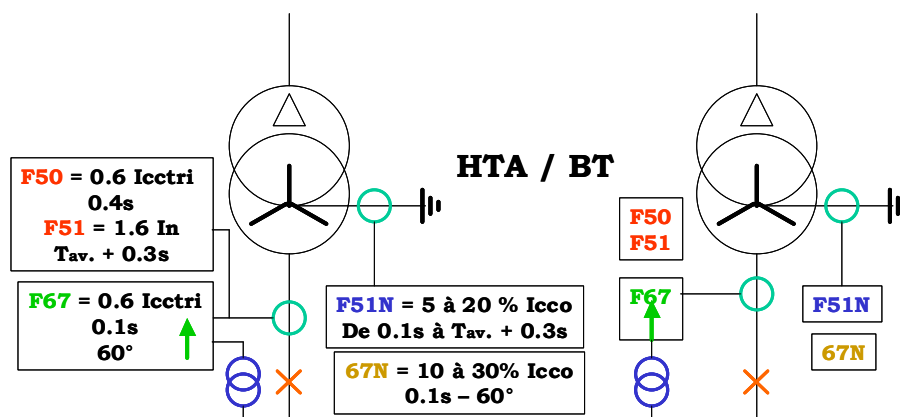
Du point de vue homopolaire, le transformateur est considéré comme récepteur et la protection sera assurée par un relais de courant résiduel (F51N) réglée à 10% de I_n TC, associée à une temporisation de 0.1 s

Plusieurs transformateurs en parallèles alimentant le jeu de barres BT :

Un défaut affectant un transformateur ou sa liaison BT sera alimenté par le transformateur en défaut et par les autres transformateurs sains.

Un défaut affectant un départ BT sera alimenté par chaque transformateur.

Les remarques précédentes sont valables pour les défauts phase-phase et phase-terre.

Neutre mis directement à la terre :

La protection BT du transformateur comprendra les fonctions suivantes :

d) Détection de court-circuit sur réseau BT et autre transformateur en défaut (F50) :

Le relais sera réglé pour détecter le courant de défaut minimum biphasé en extrémité d'alimentation BT avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra à 0.6 Icc tri en extrémité d'alimentation, une temporisation de 0.4 s y sera associée.

e) Détection de court-circuit sur le transformateur en défaut (F67) :

Le relais directionnel sera réglé pour détecter le courant de défaut minimum biphasé en «milieu du transformateur HTA/BT » avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra à 0.6 Icc tri en limite de milieu de transformateur, une temporisation de 0.1 s y sera associée.

Ce relais sera directionnalisé par les tensions du jeu de barres, l'angle caractéristique choisi en fonction des impédances du transformateur et de la liaison.

En général un angle de 60° convient (attention à l'interprétation de l'angle caractéristique suivant les constructeurs).

f) Détection de surcharge (F51) :

Le relais sera réglé pour détecter le courant de surcharge du transformateur HTA/BT avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra à 1.6 In transfo, une temporisation y sera associée correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s.

g) Détection de défaut terre sur réseau BT et autre transformateur en défaut (F51N) :

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 51 sur 61

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter un défaut à la terre correspondant de 10 à 20 % I_n TC.

Le tore homopolaire permet une meilleure sensibilité si nécessaire (de l'ordre de 3 % avec un minimum de précautions).

Dans le cas où le neutre du transformateur comporterait une impédance de limitation il sera nécessaire de vérifier si le relais doit être désensibilisé à l'harmonique 3 :

nécessaire si I_t (courant de limitation à la terre) est $< 20\% I_n$ TC ou si seuil $< 5\% I_n$ TC.

Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s (avec un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension).

h) Détection de défaut terre sur le transformateur en défaut (F67N) :

Le relais directionnel sera réglé pour détecter le courant de défaut à la terre reçue par le transformateur en défaut.

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter un défaut à la terre correspondant de 10 à 20 % I_n TC.

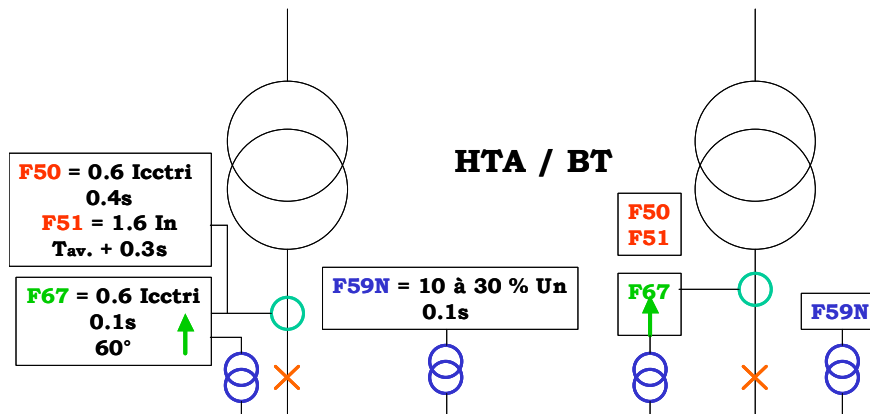
Le tore homopolaire permet une meilleure sensibilité si nécessaire (de l'ordre de 3 % avec un minimum de précautions).

Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension.

Ce relais sera directionnalisé par la tension résiduel du jeu de barres obtenue à partir de 3 TP montés impérativement au primaire en étoile, le secondaire étant soit en étoile soit en triangle ouvert.

L'angle caractéristique sera choisi en fonction des impédances homopolaires amont et devra donc tenir compte du type de mise à la terre (direct ou par résistance) et de la présence éventuelle de câbles.

En général un angle de 60° convient pour une mise à la terre directe, ce qui est généralement le cas (attention à l'interprétation de l'angle caractéristique suivant les constructeurs).

Neutre isolé de la terre :

Les protections de court-circuit et surcharge sont identiques au chapitre 6.1.1 et ne seront pas évoqués.

Pour les protections de détection de défaut terre (F64) 2 cas sont envisageables :

Réseau parfaitement isolé :

La seule détection possible est la mesure de tension résiduelle (F59N ou F59Vo).

La mesure est réalisée à partir de 3 TP montés impérativement en étoile et effectuant la mesure : $V_1 + V_2 + V_3 = 3V_0 = V_R$

Un réglage de détection de 10 à 30 % permet de s'affranchir des erreurs pseudo-différentielles des TP, rappelons qu'en cas de défaut phase-terre franc la tension résiduelle $V_R = U_n \times \sqrt{3}$.

Une valeur minimum de 5 % peut être utilisée avec précautions.

Une temporisation de 0.1 s est suffisante, il ne sera pas possible de faire une sélectivité entre départs : un défaut à la terre sur un quelconque départ entraînera le fonctionnement de la protection générale de terre (F59N ou F59Vo).

Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :

Ce cas couvre la mise à la terre par BPN (rare en BT) et la présence de câbles de longueur importante.

Rappelons que le courant de défaut produit par les câbles est égal à

$$I_t = 3I_{co} = 3 I_c = [3 (U/\sqrt{3}) C\omega] \text{ A/km}$$

Dans lequel :

C est la capacité de service du câble, en absence de valeur prendre $C = 0.25 \mu\text{F}$.

Du point de vue homopolaire, le transformateur est considéré comme récepteur et la protection sera assurée par un relais de courant résiduel (F51N) réglée à 10% de I_n TC, associée à une temporisation de 0.1 s

➤ **Remarques :**

Cette solution n'est envisageable qu'après calcul, le courant de défaut à la terre I_t devant être au minimum le double du seuil de réglage du seuil de détection.

L'emploi d'un tore homopolaire permet d'accroître la sensibilité mais n'est réaliste que si l'on dispose de câbles.

En pratique en BT, seule la mesure de tension résiduelle (F59N ou F59Vo) risque d'être réaliste.

Les transformateurs HTA/BT, dont la puissance est $> 630 \text{ kVA}$, sont généralement protégés au primaire par des protections agissant sur un disjoncteur.

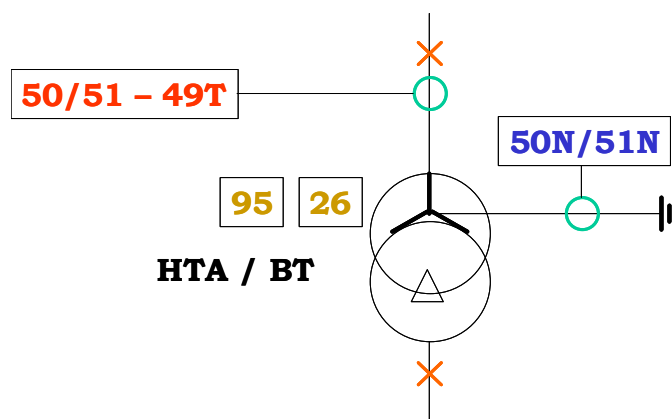
Le primaire HTA peut être isolé (mise à la terre commune au niveau HTA) ou mise à la terre par le neutre côté HTA du transformateur HTA/BT.

Deux cas seront étudiés :

- Neutre de l'enroulement primaire HTA à la terre (le couplage BT dans ce cas étant en triangle).

Neutre de l'enroulement primaire HTA isolé (ou couplage triangle, la mise à la terre du réseau HTA a lieu en un autre point, le secondaire BT étant généralement à la terre sauf dans le cas du schéma IT).

Neutre de l'enroulement primaire HTA à la terre :



 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8 Rev. A Page 54 sur 61
---	---	---

La protection HTA du transformateur comprendra les fonctions suivantes :

Détection de dégagement gazeux type Buchholz :

Il s'agit d'un dispositif ne faisant pas intervenir les grandeurs électriques, il équipe pratiquement tous les transformateurs à isolement liquide de $S_n > 630$ kVA.

i) Relais de Surcharge :

La principale cause de la réduction de vie d'un transformateur de puissance est la surcharge prolongée.

Celle-ci peut être détectée par :

- Dispositif de mesure de température par l'intermédiaire de sondes (F26 θ), les températures d'alarme et déclenchement sont réglés en fonction de la classe de l'isolant (défini par une lettre ex : classe A = fonctionnement à 100°C max, ce qui signifie que la température maximum ne peut dépasser cette valeur, mais que tout dépassement de cette valeur réduira la durée de vie du transformateur).
- Dispositif par image thermique (F49), un système image reproduit la charge appliquée au transformateur, le dispositif est défini par la constante de temps thermique.

Pour ce type de relais l'alarme doit être réglé de 85 à 90% et le déclenchement de 95 à 100%.

j) Détection de court-circuit (F50) :

Le relais sera réglé pour détecter le courant de court-circuit (défaut minimum biphasé) côté HTA du transformateur.

Compte tenu d'un coefficient de sécurité de 2, ce réglage correspondra à 0.5 I_{cc} tri mini HTA (avec impédance de source maximum).

Une vérification sera effectuée pour vérifier que ce seuil est supérieur au double du courant de défaut I_{cc} tri maxi BT (avec impédance de source minimum), une temporisation de 0.1 s y sera associée.

k) Détection de surcharge et court-circuit BT (F51) :

Le relais sera réglé pour détecter les courants de court-circuit BT et la surcharge du transformateur HTA/BT avec un coefficient de sécurité, ce réglage correspondra au minimum à 1.6 I_n transfo et à la moitié du courant de court-circuit I_{cc} tri mini BT (avec

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 55 sur 61

impédance de source maximum), une temporisation t_y sera associée correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s.

Une vérification sera effectuée pour vérifier que ce seuil I_s est compatible avec la surcharge autorisée du transformateur de puissance et supérieur au double du courant d'enclenchement du transformateur à la valeur de la temporisation t

$$-t/\tau_e$$

$$I_e = I_o e$$

$$I_s > I_e$$

l) Détection de défaut terre, seuil haut (F50N) :

Il est possible dans certains cas de détecter les défauts à la terre violent provenant obligatoirement d'un défaut interne au transformateur.

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter les défauts à la terre correspondant au double du courant de défaut produit par le transformateur.

➤ Exemple :

Un transformateur à couplage étoile (mis directement à la terre) / triangle de tension

$U_{cc} = 6\%$ participera schématiquement au courant de défaut terre pour $1/0.06 I_n$ soit $16.7 I_n$,

un réglage de seuil à $33.3 I_n$ n'entraînera le fonctionnement du relais que pour un défaut à la terre intérieure au transformateur.

Une temporisation de 0.1 s sera associée pour éviter les déclenchements intempestifs.

m) Détection de défaut terre (F51N) :

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter un défaut à la terre correspondant de 10 à 20 % I_n TC.

Le tore homopolaire permet une meilleure sensibilité si nécessaire (de l'ordre de 3 % avec un minimum de précautions).

Dans le cas où le neutre du transformateur comporterait une impédance de limitation il sera nécessaire de vérifier si le relais doit être désensibilisé à l'harmonique 3 :

nécessaire si I_t (courant de limitation à la terre) est $< 20\% I_n$ TC ou si seuil $< 5\% I_n$ TC.

Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s (avec un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension).

Nota :

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 56 sur 61

Le coefficient de sécurité pris à 2 dans les recommandations de réglage ci-dessus peut être réduit à 2 dans la mesure où les différents éléments techniques intervenants techniques sont parfaitement connus.

Neutre de l'enroulement primaire HTA isolé

(Mise à la terre du réseau HTA par un autre point).

Les protections recommandées sont identiques au chapitre 2, excepté pour les protections de défaut à la terre.

Le transformateur de puissance, est du point de vue homopolaire récepteur, la protection F50N n'a pas de raison d'être (le transformateur ne participe pas à l'alimentation du courant de défaut terre), la protection F51N sera conservée :

Détection de défaut terre (F51N) :

La mesure de courant résiduel se fera soit par l'intermédiaire d'un tore placé dans le neutre, soit par l'intermédiaire des 3 TC ($I_1 + I_2 + I_3 = I_r$).

Le relais sera réglé pour détecter un défaut à la terre correspondant de 10 à 20 % I_n TC.

Le tore homopolaire permet une meilleure sensibilité si nécessaire (de l'ordre de 3 % avec un minimum de précautions).

Dans le cas où le neutre du transformateur comporterait une impédance de limitation il sera nécessaire de vérifier si le relais doit être désensibilisé à l'harmonique 3 :

nécessaire si I_t (courant de limitation à la terre) est $< 20\% I_n$ TC ou si seuil $< 5\% I_n$ TC.

Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 57 sur 61

REGULATEUR :

Rappel :

Le régulateur tension (90) n'est pas un relais de protection mais un dispositif d'exploitation.

Son rôle est de donner des ordres à un régleur en charge, équipant le transformateur de puissance, de changer de prise (ordre : augmenter ou ordre : diminuer) de manière à maintenir un niveau de tension à l'utilisation constant.

Le régleur peut être à commande linéaire (durée de l'ordre de modification proportionnelle à l'importance de la modification de tension) ou à commande par pas (pas correspondant à un échelon constant de modification de tension).

Dans le cas d'une commande par pas, le régulateur tension peut être soit à caractéristique à temps dépendant (plus la modification de tension à opérer, plus le temps d'attente est court)

soit à caractéristique à temps constant (le temps d'attente est indépendant de la valeur de modification de tension à opérer).

Le cas le plus fréquent est le régleur en charge à commande par pas avec un régulateur tension à caractéristique à temps constant.

Nota : Le transformateur de puissance peut disposer de prises de réglage utilisable seulement à vide, elles servent au réglage de la tension à la mise en service et ne sont plus modifiables en charges (prises dites «fixes»), le régulateur tension est inutilisable dans ce schéma.

Il est prévu pour fonctionner sur un réseau sain (sans défaut) ce qui définira un certain nombre de fonctions pour s'assurer de ce critère.

➤ Exemple : régleur en charge au secondaire (peut être aussi au primaire)

Le rapport de transformation est donné pour la prise milieu (m) ou la prise la plus utilisée, le transformateur étant à vide (par exemple).

ex : transformateur de rapport 220/20 kV à 7 prises de 2 %.

Lorsque la tension au primaire est 220 kV, la tension au secondaire est :

sur la prise - 3, tension secondaire $U_s = 20 - (3 \times 2\%) = 18.8 \text{ kV}$

sur la prise - 2, tension secondaire $U_s = 20 - (2 \times 2\%) = 19.2 \text{ kV}$

sur la prise - 1, tension secondaire $U_s = 20 - (1 \times 2\%) = 19.6 \text{ kV}$

sur la prise m, tension secondaire $U_s = 20 - (0 \times 2\%) = 20 \text{ kV}$

sur la prise + 1, tension secondaire $U_s = 20 + (1 \times 2\%) = 20.4 \text{ kV}$

sur la prise + 2, tension secondaire $U_s = 20 + (2 \times 2\%) = 20.8 \text{ kV}$

sur la prise + 3, tension secondaire $U_s = 20 + (3 \times 2\%) = 21.2 \text{ kV}$

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8 Rev. A Page 58 sur 61
---	---	---

Principe :

Après s'être assuré que le réseau est sain, le régulateur tension compare la tension mesurée à une valeur de consigne.

Lorsque cette tension mesurée reste dans les limites de la fourchette réglée, la «balance voltmétrique» ne donne aucun ordre.

Si la modification de tension, provoquée par une modification de charge, est confirmée pendant un temps donné (temporisation réglable pour éviter des ordres successifs contradictoires), le régulateur donne un ordre (ordre : augmenter ou ordre : diminuer) de modification de prise au régleur en charge.

Fonctions associées à l'absence de défaut sur le réseau :

Il est évident qu'un ordre ne doit être donné que si le réseau ne présente pas d'anomalie (ex : ne pas donner l'ordre au régulateur tension de démarrer un cycle lorsque la tension mesurée n'est que de 60 %).

Un certain nombre de critères devront être vérifiés en permanence :

Critères de base :

Vérification que la tension est dans le domaine garantie de fourniture, pour se faire :

n) Fonction minimum de tension triphasée (F27) :

Si le domaine de garantie de fourniture est $U_n - X\%$, le seuil sera réglé à $U_n - (X\% + 10\%)$,

une temporisation de 1 s sera associée pour permettre à la protection sélective de fonctionner.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 59 sur 61

o) Fonction maximum de tension triphasée (F59) :

Si le domaine de garantie de fourniture est $U_n + X\%$, le seuil sera réglé à $U_n + (X\% + 10\%)$,
 une temporisation de 1 s sera associée pour permettre à la protection sélective de fonctionner.

❖ Critères complémentaires :

Vérification que le réseau n'est pas en défaut, pour se faire :

p) Fonction maximum de courant triphasée (F51) :

Une baisse de tension peut être consécutive à une surcharge, la fonction maximum de courant devra s'assurer que la charge est normale.
 Le seuil en courant devra être réglé à 1.2 Intransfo et la temporisation réglée à $t_b + 0.3$ s ;
 t_b est la temporisation la plus en amont des protections du transformateur (plus grande valeur).

q) Fonction minimum de courant (F37) :

Une augmentation de tension peut être consécutive à un délestage de charge, la fonction minimum de courant devra s'assurer que la charge n'est pas inférieure à un minimum «normal».
 Le seuil en courant devra être réglé à 0.2 Intransfo et la temporisation réglée à $t_{ré} + 0.3$ s ;
 $t_{ré}$ est la temporisation la plus importante du réenclencheur des départs.

Fonctions associées à la régulation tension :

Le régleur en charge du transformateur est prévu avec un certain nombre de prises (généralement de 9 à 21) et le pas entre les prises généralement compris entre 1 et 2 %.

Un transformateur de tension TP prend la référence du niveau à réguler (position non impérative).

r) Fonction tension de référence (U_b) :

La valeur de la tension de référence peut être

- soit la tension du secondaire du TP ex : 100 V
- soit une tension qui est la moyenne entre le niveau le plus haut de la tension (proche du transformateur de puissance) et le niveau le plus bas de la tension (éloigné du transformateur de puissance).

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 60 sur 61

➤ **Exemple :**

réseau 20 kV, TP 20000/100 V, niveau de tension le plus haut (sur la prise milieu) : 20 kV,

niveau de tension le plus bas (sur la prise milieu) : 18 kV, la tension de référence sera :
 $[1 \times 20000 / (20000 + 18000) / 2] \times 100 = 105 \text{ V}$.

Avec cette valeur de référence le niveau de tension le plus haut sera : $20 \times (105/100) = 21 \text{ kV}$ et au niveau de tension le plus bas : $18 \times (105/100) = 18.9 \text{ kV}$

s) Fonction insensibilité de régulation tension (ΔU) :

C'est la zone de tension dans laquelle le régulateur tension ne réagit.

Elle ne dépend que du pas entre les prises, soit p% ce pas, le réglage de la fourchette d'insensibilité préconisé est $0.8 \times p$

ex : pas de prise = 1.25%

le réglage de ΔU sera de $1.25 \times 0.8 = 1\%$

Attention à ne pas trop réduire ΔU pour tenter d'améliorer la tension, il existerait un ordre séquentiel permanent «augmenter – diminuer» sans possibilité d'obtenir l'équilibre.

Suivant les constructeurs ΔU correspond soit à une tension différentielle soit à une bande (rapport 2 entre les 2).

Pour éviter de donner des ordres trop répétés (donc usant mécaniquement le régleur en charge), le régulateur disposera des fonctions :

t) Fonction retombée de l'insensibilité de régulation tension (ΔR) :

Il s'agit d'une hystérésis pour éviter une oscillation autour du point de consigne.

➤ **Exemple**

ΔU réglé à 1%, la tension oscille entre 0.9% et 1.1%

Le réglage de ΔR devra être compris entre $0.1 \Delta U$ et $0.3 \Delta U$

u) Fonction temps d'attente (to ou inhibition) :

C'est le temps pendant lequel la sous-tension ou sur-tension doit durer avant que le régulateur ne donne son ordre de changement de prise.

En pratique une temporisation de 20 à 30 s est requise, ce réglage peut être affiné en cours d'exploitation de manière à obtenir le meilleur compromis entre la qualité du niveau de tension et l'usure prématurée du régleur en charge par manœuvres trop fréquentes.

v) Fonction temps d'attente après un cycle ($tp<$ et $tp>$) :

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS	Cahier N°8
		Rev. A Page 61 sur 61

Après un premier ordre donné par le régulateur tension, il se peut qu'à l'exécution de celui-ci par le régleur en charge la modification ne soit pas suffisante, dans cette configuration plutôt qu'attendre un nouveau temps correspondant à t_0 (ci-dessus) un autre temporisateur devra permettre un ordre plus rapide.
En pratique une temporisation de 5 à 10 s est requise.

w) Fonction durée de l'impulsion de commande du régleur en charge :

Le temps minimum de l'impulsion de commande du régleur en charge est précisé par le constructeur du régleur en charge.
En général un temps de 0.1 à 0.5 s est suffisant.
Un temps de réglage trop long peut amener une réalimentation du système et le passage intempestif d'une nouvelle prise.

x) Fonction compensation de la liaison (facultative) :

La liaison entre le transformateur et l'utilisation, si elle est importante, peut entraîner une chute de tension due à la puissance active et à la puissance réactive consommée par la ligne.
Cette consommation de puissance active ne dépendra que de la résistance de la liaison et du courant traversant la liaison ; la consommation de puissance réactive ne dépendra que de la réactance de la liaison et du courant traversant la liaison.
Il peut être intéressant que le régulateur corrige la tension de référence en compensant les pertes actives et réactives de la liaison.

Le régulateur devra donc tenir compte du courant préférentiellement triphasé, de la résistance de liaison et de la réactance de liaison.



MICROENER

49 rue de l'Université - 93160 Noisy le Grand - Tél : +33 1 48 15 09 01 - Fax : +33 1 43 05 08 24
info@microener.com - www.microener.com