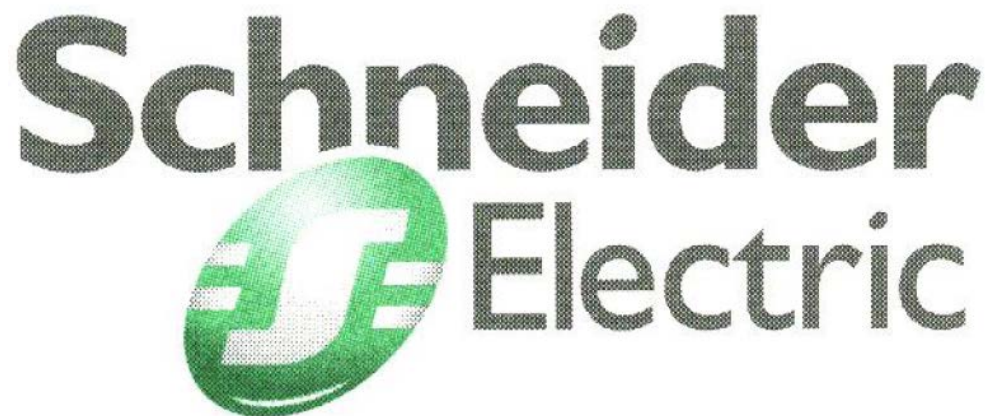


Différentielle transformateur

ANSI 87T

Guide d'aide au paramétrage



Relais de protection Sepam Série 80

Sommaire

1. Fonction différentielle et recalage :	3
1.1 Principe et fonctionnement :	3
1.2 Nécessité du recalage :	5
1.3 Utilisation des courants recalés :	7
2. Réglage du « Seuil Ids » :	8
2.1 Principe :	8
2.2 Réglage du seuil :	9
3. Différentielle à pourcentage :	10
3.1 Principe :	10
3.2 Réglage de la courbe à pourcentage :	11
4. Principes de retenues :	11
4.1 Problèmes liés aux harmoniques :	11
4.2 Choix de la retenue auto-adaptative ou classique :	12
5. Principe et réglage du seuil haut :	14
5.1 Principe :	14
5.2 Réglage :	14
6. Réglage de la retenue classique :	15
6.1 Taux de H2 :	15
6.2 Taux de H5 :	15
6.3 Retenue globale :	15
7. Retenue à l'enclenchement :	15
8. Retenue sur perte TC :	16
9. Explications complémentaires sur la retenue auto-adaptative :	16
10. Dimensionnement des TC :	17
10.1 Marche exceptionnelle et régleur en charge :	17
10.2 Dimensionnement :	18

Annexes :

Puissance nominale	20
Indice Horaire	21
Insensibilité aux défauts terre externes	24
Note sur la fonction max	25
Calcul d'incertitude du seuil bas et de la pente Id/It	26
Outil de calcul pour le seuil bas	32
Outil de calcul pour la pente Id/It	33
Transformateurs sec enrobés	34
Transformateurs immergés	35
Réseau de Neurones Artificiels	36

Différentielle transformateur

Code ANSI 87T

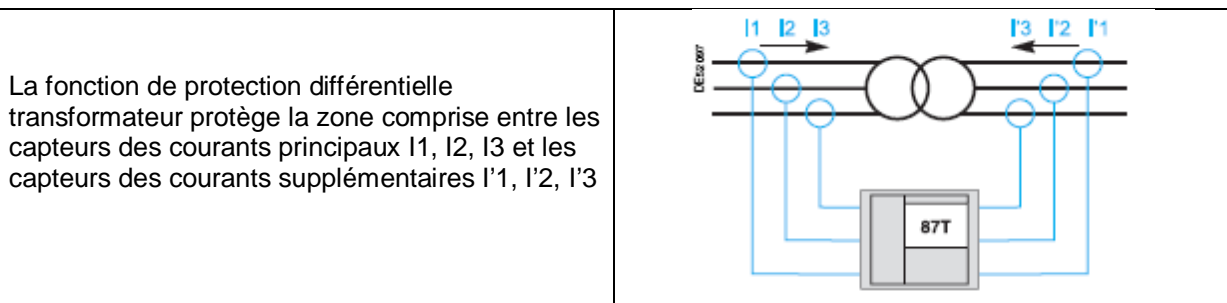
Guide d'aide au paramétrage

1. Fonction différentielle et recalage :

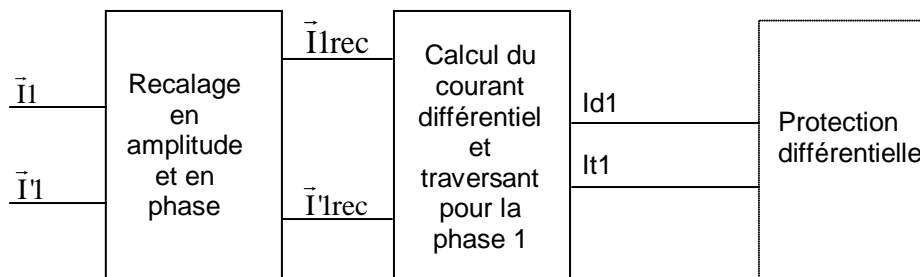
1.1 Principe et fonctionnement :

Une protection différentielle est utilisée pour protéger une zone comprise entre des capteurs de courant principaux et secondaires. Elle est ici utilisée pour protéger les transformateurs de quelques MVA à plusieurs dizaines de MVA contre les défauts internes (interne à la zone protégée comprise entre les deux jeux de TC).

Le principe d'une protection différentielle consiste à comparer deux courants d'une même phase qui normalement sont égaux. Si le courant qui rentre dans la zone protégée n'est pas égal au courant sortant de cette zone, la différence des courants des extrémités de la zone protégée donne la mesure du courant de défaut. Pour la protection d'un transformateur les choses sont légèrement différentes car les courants primaires et secondaires sont nécessairement différents en amplitude à cause du rapport de transformation et différents en phase en fonction du mode de couplage du transformateur. Il faut donc mettre en forme les courants primaires et secondaires de chaque phase pour qu'ils soient égaux en fonctionnement normal. Il est donc nécessaire de recalcer en amplitude et en phase ces courants.



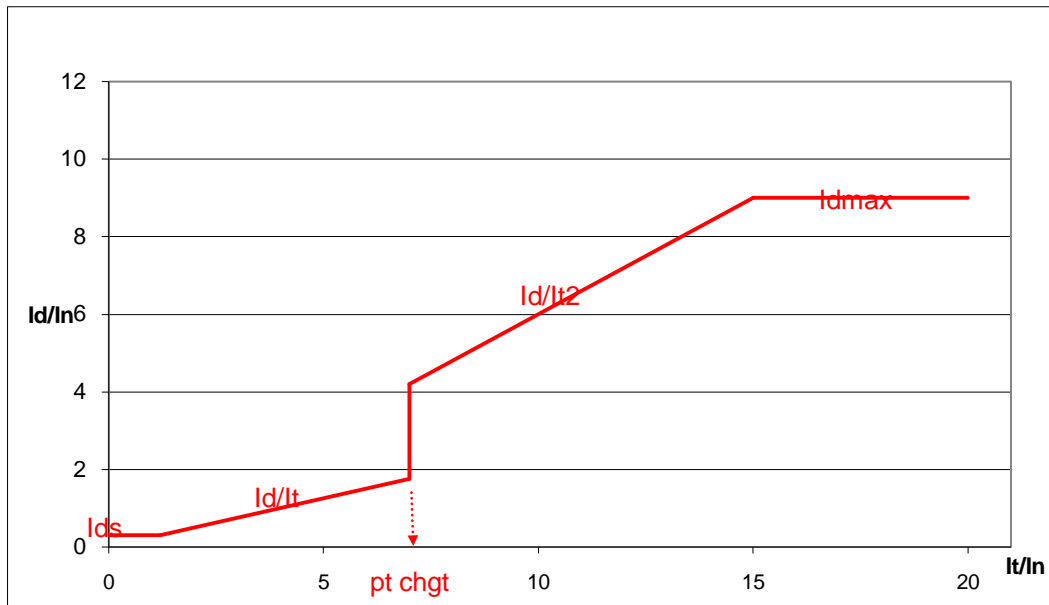
Suivant la convention de mesure des courants, représentée sur le schéma ci-dessus et respectant le câblage préconisé, les courants différentiel I_{d1} et traversant I_{t1} de chaque phase sont calculés à partir des courants recalés \bar{I}_{rec} et \bar{I}'_{rec} correspondants.



(Le schéma de principe ci-dessus est également valable pour les trois phases)

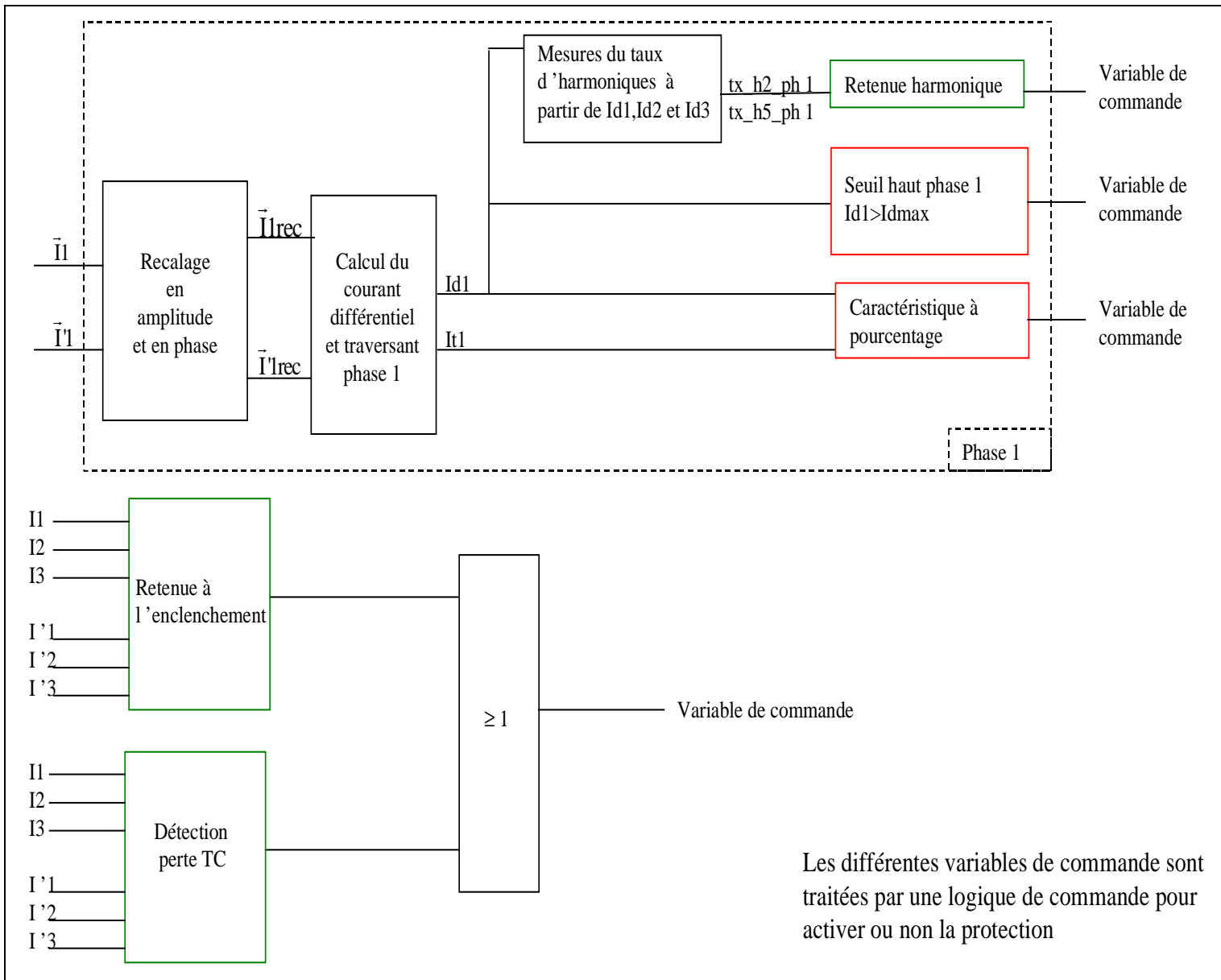
La protection différentielle est excitée si le courant différentiel d'au moins une phase est supérieur au **seuil de fonctionnement** réglable défini par :

- un seuil haut de courant différentiel sans élément de retenue (I_{dmax})
- une caractéristique à pourcentage comprenant deux pentes (I_d/I_t et I_d/I_{t2}) et un seuil bas (I_{ds})



La stabilité est garantie par les **éléments de retenue** suivants :

- une retenue harmonique (pour les phénomènes d'enclenchement et de surexcitation)
- une retenue à l'enclenchement du transformateur
- une retenue sur perte TC



Note : le schéma de principe pour la fonction de la phase 1 (cadre en pointillé) est identique pour chacune des trois phases.

1.2 Nécessité du recalage :

Les courants primaires et secondaires sont différents **en amplitude** à cause du rapport de transformation et différents **en phase** à cause du couplage du transformateur.

Il faut donc mettre en forme ces courants pour pouvoir comparer les signaux. A partir de la **puissance nominale** et des tensions nominales le Sepam calcule le rapport de transformation et recale en amplitude. L'indice horaire du transformateur est lui utilisé pour recalculer en phase les courants.

▪ Recalage au secondaire du transformateur (enroulement 2) :

Le recalage en amplitude et en phase de l'enroulement 2 dépend donc de l'indice horaire du transformateur. La norme CEI 60076-1 suppose que l'indice horaire est donné pour un transformateur connecté à une source dont l'ordre de rotation des phases est 123. Sepam utilise cette valeur d'indice horaire que le réseau soit de type 123 ou 132. Il n'est donc pas nécessaire de compléter cet indice à 12 pour un réseau de type 132.

Le tableau suivant donne les diagrammes vectoriels et les formules de recalage en fonction de l'indice horaire du transformateur pour des réseaux dont la rotation des phases est de type 123.

Indice horaire	Enroulement 1	Enroulement 2	Recalage	Indice horaire	Enroulement 1	Enroulement 2	Recalage
0			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_1}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_2}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_3}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$	6			$\vec{I}'_{1rec} = -\frac{\vec{I}_1}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = -\frac{\vec{I}_2}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = -\frac{\vec{I}_3}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$
1			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$	7			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$
2			$\vec{I}'_{1rec} = -\frac{\vec{I}_2}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = -\frac{\vec{I}_3}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = -\frac{\vec{I}_1}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$	8			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_2}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_3}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_1}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$
3			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$	9			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$
4			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_3}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_1}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_2}{In2} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$	10			$\vec{I}'_{1rec} = -\frac{\vec{I}_3}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = -\frac{\vec{I}_1}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = -\frac{\vec{I}_2}{In2} + \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In2}$
5			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$	11			$\vec{I}'_{1rec} = \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_3}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{2rec} = \frac{\vec{I}_2 - \vec{I}_1}{\sqrt{3} In2}$ $\vec{I}'_{3rec} = \frac{\vec{I}_3 - \vec{I}_2}{\sqrt{3} In2}$

- Recalage au primaire du transformateur (enroulement 1) :

Le recalage de l'enroulement 1 est toujours le même quelque soit l'indice horaire du transformateur.

$$\vec{I}_{1rec} = \frac{\vec{I}_1}{In1} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In1}$$

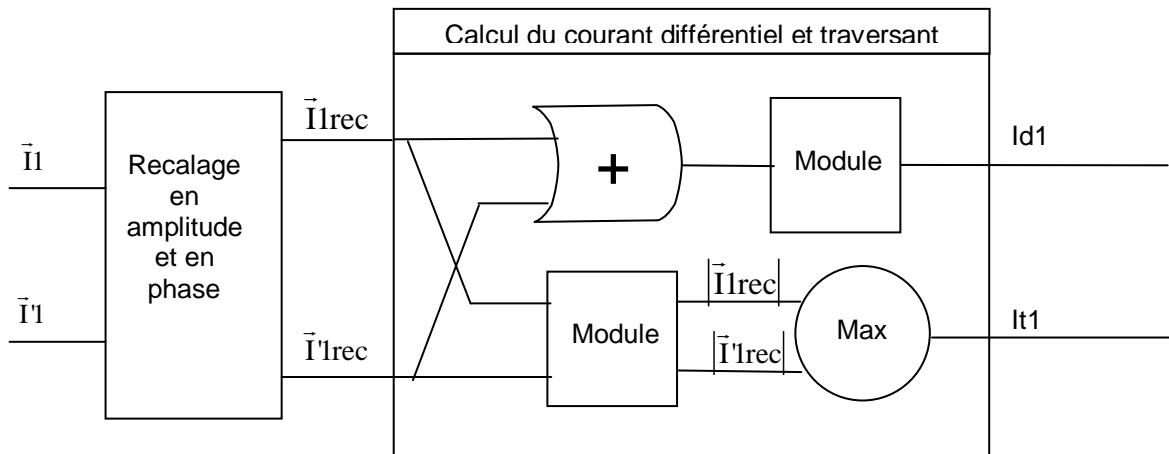
$$\vec{I}_{2rec} = \frac{\vec{I}_2}{In1} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In1}$$

$$\vec{I}_{3rec} = \frac{\vec{I}_3}{In1} - \frac{\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3}{3In1}$$

Note : ce recalage supprime la composante homopolaire des courants afin [d'insensibiliser la protection aux défauts à la terre externes](#) à la zone protégée.

1.3 Utilisation des courants recalés :

Pour chaque phase, le Sepam calcule le courant différentiel et le courant traversant à partir des courants recalés.

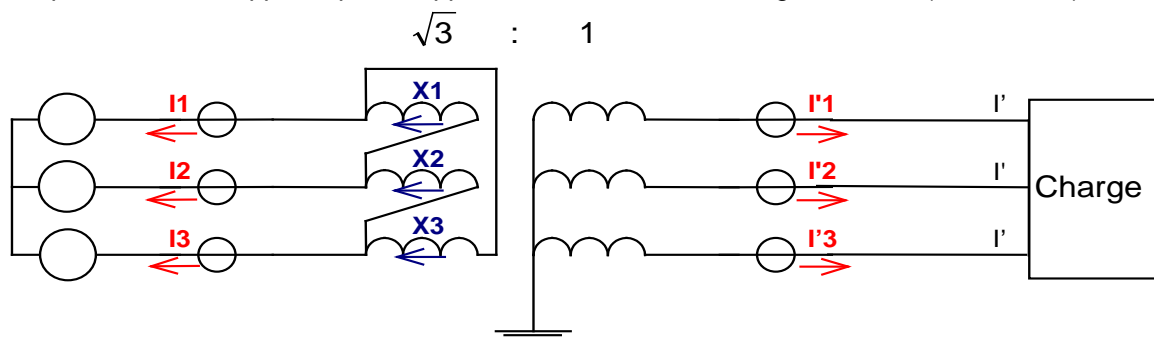


Les courants différentiel et traversant par phases sont ainsi définis formellement par les formules suivantes:

Courant différentiel : $Idi = |\vec{I}_{irec} + \vec{I}'_{irec}|$ pour la phase i

Courant traversant : $Iti = \max(|\vec{I}_{irec}|, |\vec{I}'_{irec}|)$ pour la phase i (cf [note sur la fonction max](#))

Illustrons les équations de recalage par une application à un transformateur Dyn11. Prenons un transformateur relié à une charge qui impose un courant secondaire de module I' . Par soucis de simplification, on suppose que le rapport de transformation est égal à l'unité, (soit $Un=U'n$).



Note: le schéma précédent fait apparaître les vecteurs en gras (I_1, I'_1, X_1, \dots)

<p>Courants secondaires :</p> $\bar{I}'_1 = I'$ $\bar{I}'_2 = I' \cdot a^2$ $\bar{I}'_3 = I' \cdot a$	<p>Recalage des courants secondaires :</p> $\bar{I}'_{1rec} = \frac{(1-a) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ <p>(Indice Horaire=11) \rightarrow $\bar{I}'_{2rec} = \frac{(a^2-1) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I_n}$</p> $\bar{I}'_{3rec} = \frac{(a-a^2) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I_n}$
---	---

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{X}_1 - \bar{X}_3 & \bar{X}_1 &= -\bar{I}'_1 & \bar{I}_1 &= \bar{I}'_3 - \bar{I}'_1 \\ \bar{I}_2 &= \bar{X}_2 - \bar{X}_1 & \bar{X}_2 &= -\bar{I}'_2 & \text{d'où } \bar{I}_2 &= \bar{I}'_1 - \bar{I}'_2 \\ \bar{I}_3 &= \bar{X}_3 - \bar{X}_2 & \bar{X}_3 &= -\bar{I}'_3 & \bar{I}_3 &= \bar{I}'_2 - \bar{I}'_3 \end{aligned}$$

<p>Courants primaires :</p> $\bar{I}_1 = (a-1) \cdot I' \quad \bar{I}_1 = \frac{(a-1) \cdot I}{\sqrt{3}}$ $\bar{I}_2 = (1-a^2) \cdot I' \quad \text{soit } \bar{I}_2 = \frac{(1-a^2) \cdot I}{\sqrt{3}}$ $\bar{I}_3 = (a^2-a) \cdot I' \quad \bar{I}_3 = \frac{(a^2-a) \cdot I}{\sqrt{3}}$	<p>Recalage des courants primaires :</p> $\bar{I}_{1rec} = \frac{(a-1) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n} + \frac{1}{3 \cdot I_n} \left(\frac{(a-1) \cdot I}{\sqrt{3}} + \frac{(1-a^2) \cdot I}{\sqrt{3}} + \frac{(a^2-a) \cdot I}{\sqrt{3}} \right)$ $\bar{I}_{2rec} = \frac{(1-a^2) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ $\bar{I}_{3rec} = \frac{(a^2-a) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ <p style="text-align: right;">$= 0$</p>
--	---

Or $\frac{I}{I'} = \frac{I_n}{I'_n} = \sqrt{3}$ soit $\frac{I}{I_n} = \frac{I'}{I'_n}$

Le courant différentiel est calculé par : $I_{di} = |\bar{I}'_{irec} + \bar{I}'_{irec}|$

- Phase 1 : $\bar{I}'_{1rec} = \frac{(1-a) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I'_n}$ et $\bar{I}'_{1rec} = \frac{(a-1) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ D'où $I_{d1}=0$
- Phase 2 : $\bar{I}'_{2rec} = \frac{(a^2-1) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I'_n}$ et $\bar{I}'_{2rec} = \frac{(1-a^2) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ D'où $I_{d2}=0$
- Phase 3 : $\bar{I}'_{3rec} = \frac{(a^2-a) \cdot I'}{\sqrt{3} \cdot I'_n}$ et $\bar{I}'_{3rec} = \frac{(a^2-a) \cdot I}{\sqrt{3} \cdot I_n}$ D'où $I_{d3}=0$

$\rightarrow I_{d1}=I_{d2}=I_{d3}=0$, le courant différentiel est donc nul pour chaque phase.
La protection n'est donc pas excitée en fonctionnement normal.

2. Réglage du « Seuil I_{ds} » :

2.1 Principe :

Le seuil bas est défini comme le courant différentiel maximum existant en fonctionnement normal du transformateur. Les causes de ce courant différentiel sont :

- Les erreurs de mesure des transformateurs de courant
- Les variations de courant dues à l'utilisation d'un régleur en charge
- La présence d'un bobinage auxiliaire (pour l'alimentation d'une sous-station par exemple)

2.2 Réglage du seuil :

Le seuil bas doit être le reflet des erreurs introduites par les différents éléments du transformateur :

- **Les TC et le régleur en charge** : $(1 + \beta) - \frac{1 - \alpha}{1 + b}$, cette valeur correspond à la valeur maximale du courant différentiel créé par les erreurs de mesure des TC et la présence d'un régleur en charge.

$$(1 + \beta) - \frac{1 - \alpha}{1 + b} = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 + b}$$

avec α : erreur de mesure sur les courants primaires du transformateur.

β : erreur de mesure sur les courants phases au secondaire du transformateur.

b : l'étendue des prises du régleur en charge du transformateur.

Type de TC	5P	10P
α, β	5%	10%

Note : le détail des calculs effectués pour obtenir cette formule est disponible dans le document : [Calcul d'incertitude du seuil bas Ids et pente Id/It](#)

- **Le bobinage auxiliaire** : I_{daux} , courant différentiel induit par l'utilisation d'un enroulement auxiliaire sur le transformateur.

$I_{daux} = y\%$ où y est le pourcentage d'enroulement secondaire que représente le bobinage auxiliaire

- **Le courant différentiel induit par le relais**, $I_{drelais}$:

$I_{drelais} = 1\%$, typiquement

- **Le courant magnétisant** du noyau du transformateur crée un courant différentiel, I_{dm} .

$I_{dm} = 3\%$, typiquement

- On prend également une **marge de sécurité** : Typiquement, égale à 5% .

Finalement le seuil I_{ds} est exprimé en pourcentage de I_{n1} et est obtenu par la formule suivante :

$$I_{ds} = (1 + \beta) - \frac{1 - \alpha}{1 + b} + I_{daux} + I_{drelais} + I_{dm} + \text{marge de sécurité}$$

Application Numérique :

Cas d'un transformateur équipé de TC de type 5P20 au primaire et au secondaire, d'un régleur en charge avec une étendue de prise de 10% et d'un enroulement auxiliaire représentant 10% de l'enroulement secondaire.

TC de type 5P au primaire et au secondaire du transformateur, donc $\alpha = \beta = 5\%$.

$$I_{ds} = \frac{0,05 + 0,05 + 0,1 + (0,05 \cdot 0,1)}{1 + 0,1} + 0,1 + 0,01 + 0,03 + 0,05 = 0,376 \text{ soit } I_{ds} = 38\%$$

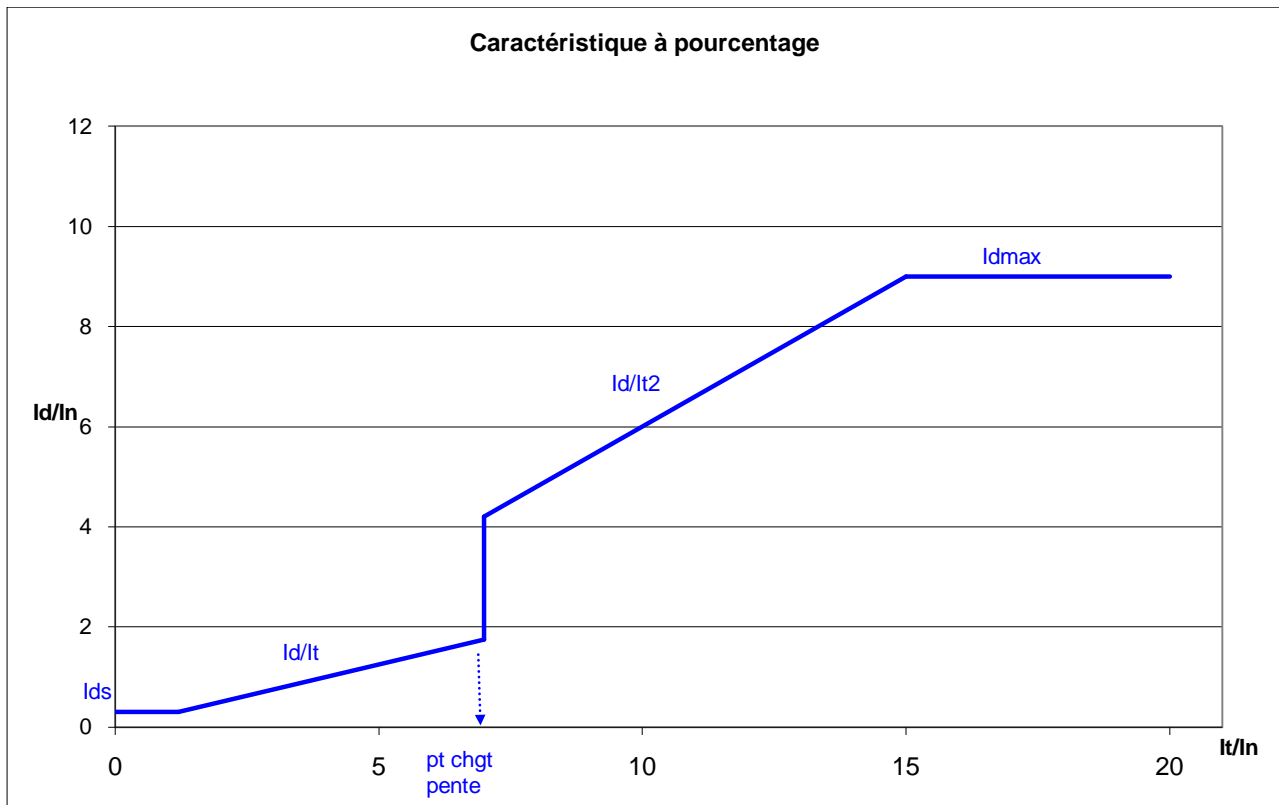
Note : voir l'outil Excel pour le calcul de I_{ds} , [OutilCalcul_I_{ds}.xls](#)

3. Différentielle à pourcentage :

3.1 Principe :

La caractéristique à pourcentage est composée de plusieurs segments définis par :

- Un seuil bas (I_{ds}), défini précédemment
- 2 droites de pentes réglables passant par l'origine (I_d/I_t et I_d/I_{t2})
- un point de changement de pente réglable (pt de chgt pente)
- un seuil haut (I_{dmax})



Afin d'empêcher les déclenchements lors des forts courants de défaut d'origine externe, le Sepam utilise une courbe de protection à pourcentage. En effet, lors d'un défaut externe de forte intensité il y a circulation d'un fort courant traversant. Le courant différentiel dû au transformateur et ses accessoires (TC de mesure, régulateur et enroulement auxiliaire) est également plus important qu'en fonctionnement normal, le seuil I_{ds} est donc dépassé. Cependant la protection ne doit pas déclencher pour autant car le défaut est externe. Ainsi, grâce à la **pente I_d/I_t** , plus le courant traversant sera élevé plus le seuil de déclenchement pour le courant différentiel sera haut, ce qui garantira la stabilité sur défaut externe.

Le second segment, I_d/I_{t2} , permet de garantir le non déclenchement de la protection quand un courant de défaut externe fait saturer au moins un TC. En effet si seuls les TC primaires saturent et pas les TC secondaires, cela crée un très fort courant différentiel. Afin de prévenir un déclenchement intempestif dans ces conditions, la caractéristique à pourcentage inclut la pente I_d/I_{t2} .

La courbe I_d/I_{t2} assure donc la stabilité de la protection lors d'un défaut externe à fort courant traversant pendant lequel au moins un des TC sature.

Le réglage du **point de changement de pente** dépend de la capacité des TC à donner une image correcte des courants primaires au cours de défaut externe. Cette zone correspond à la limite de saturation des TC.

3.2 Réglage de la courbe à pourcentage:

▪ Pourcentage Id/It1 :

Le réglage doit être suffisant pour palier les erreurs de mesure sous des courant d'amplitude faible mais significative.

La valeur de la pente Id/It à paramétrer dans le Sepam correspond à la valeur maximale de Id/It. Ceci revient à maximiser Id et minimiser It. Dans le paragraphe précédent nous avons établi :

$I_{ds} = (1+\beta) \cdot \frac{1-\alpha}{1+b} + I_{daux} + I_{drelais} + I_{dm}$ +marge de sécurité, qui correspond au courant différentiel maximum mesuré en fonctionnement normal.

Une série de calculs, disponible dans le document, [Calcul d'incertitude du seuil bas Ids et pente Id/It](#),

montre que la valeur minimale du courant traversant $I_{t\ min} = \frac{1-\alpha}{1+b}$.

On aboutit ainsi à la valeur maximale de la pente:

$$\frac{I_{d\ max}}{I_{t\ min}} = \frac{(1+\beta) \cdot \frac{1-\alpha}{1+b} + I_{daux} + I_{drelais} + I_{dm} + \text{marge de sécurité}}{\frac{1-\alpha}{1+b}}$$

Application Numérique :

Cas d'un transformateur équipé de TC de types 5P20 au primaire et au secondaire, d'un régleur en charge avec une étendue de prise de 10% et d'un enroulement auxiliaire représentant 10% de l'enroulement secondaire.

$I_{ds} = 0,38$ donc $I_{d/It} = 0,38 \cdot \frac{1-0,05}{1+0,1} = 0,44$ soit une pente d'environ 44%.

Note : Voir l'outil Excel pour le calcul de la pente Id/It : [OutilCalcul Id/It.xls](#)

▪ Pourcentage Id/It2 :

La courbe doit être réglée suffisamment haut pour palier le pire des cas où seul les TC d'un côté satureraient et pas les autres. Typiquement cette pente est réglée entre 60 et 70%.

▪ Point de changement de pente :

Cette valeur est réglée classiquement aux alentours de 6 In.

4. Principes de retenues :

Abordons maintenant la partie retenue du schéma de principe.

4.1 Problèmes liés aux harmoniques :

▪ Retenue sur seuil d'harmonique de rang 2 :

L'enclenchement d'un transformateur provoque un courant transitoire très élevé (de 8 à 15 In), il ne traverse que l'enroulement primaire et ne dure que quelques dixième de secondes. Il est donc vu par la protection comme un courant différentiel dont la durée est nettement supérieure au temps de fonctionnement de la protection. Une détection basée uniquement sur la différence entre les courants recalés primaires et secondaires du transformateur provoquerait l'activation de la protection. Il faut donc que la protection soit capable de distinguer un courant différentiel dû à un défaut interne, d'un courant différentiel dû à un enclenchement.

L'expérience a montré que l'onde de courant d'enclenchement contenait au moins 20% d'harmonique de rang 2 (courant à fréquence 100 Hz), alors que ce pourcentage n'est jamais supérieur à 5% lors d'une surintensité due à un défaut interne au transformateur.

Il suffit donc de verrouiller la protection lorsque le pourcentage d'harmonique de rang 2 par rapport au fondamental (courant 50 Hz) est supérieur à 15% afin de bloquer le déclenchement.

Note : Les TC peuvent saturer sur enclenchement du transformateur ou sur défaut externe, dans les deux cas, cette saturation induit une augmentation du taux d'harmonique 2 dans le courant différentiel.

Les valeurs données précédemment pour un réseau 50Hz sont également valables pour un réseau 60Hz.

▪ Retenue sur seuil d'harmonique de rang 5 :

Le courant magnétisant $I_m^{(1)}$ constitue une différence entre les courants primaires et secondaires du transformateur.

(1) : $I_m = I.N + I'$ avec I et I' respectivement courant primaire et secondaire du transformateur

N : le rapport de transformation

Le courant I_m est donc vu comme un courant de défaut pour la protection différentielle bien qu'il ne soit pas dû à un défaut. En régime normal, ce courant magnétisant est très faible et n'atteint pas le seuil de déclenchement de la protection.

Par contre, lors d'une augmentation du rapport V/Hz d'origine externe au transformateur, c'est à dire une surtension ou une diminution de la fréquence, le matériau magnétique du transformateur sature (en général les transformateurs sont dimensionnés pour fonctionner à la limite de la saturation pour la tension nominale d'alimentation) et la valeur du courant magnétisant augmente de façon très significative. Le seuil de fonctionnement de la protection peut alors être atteint.

L'expérience montre que le courant magnétisant dû à cette saturation magnétique possède un taux d'harmonique de rang 5 (courant à fréquence 250 Hz) élevé, au moins 30%.

Pour ce prémunir de déclenchements intempestifs lors de la surtension d'origine externe, il faut détecter la saturation par la présence d'harmonique de rang 5 et verrouiller la protection si le seuil d'harmonique 5 est dépassé.

Pour ce prémunir de déclenchement intempestif lors de surtensions (ou surfluxage) d'origine externe, il suffit donc de verrouiller la protection pour un taux d'harmonique de rang 5 supérieur à 30%.

Note : Une surexcitation résultant d'une augmentation du rapport V/Hz entraîne un surfluxage du noyau du transformateur de puissance. Le danger encouru provient d'un processus thermique dans le noyau, ce processus est donc lent. Le transformateur peut donc supporter un surfluxage pendant une certaine durée. Un déclenchement instantané sur ce type de fonctionnement n'est donc pas souhaitable, néanmoins une détection de ce phénomène et une signalisation ou un déclenchement peut être utile.

Dans un tel cas il faut utiliser la fonction ANSI 24 surfluxage (V/Hz) du Sepam.

4.2 Choix de la retenue auto-adaptative ou classique:

Il existe deux fonctions de retenue harmonique, la retenue auto-adaptative et la retenue classique. Le choix de l'une ou l'autre dépend de la **valeur crête du courant d'enclenchement** du transformateur. En effet la retenue auto-adaptative présente le grand intérêt d'adapter elle-même les paramètres définissant la zone de déclenchement. Cependant elle ne fonctionne que pour les courants d'enclenchement transformateur inférieurs à huit fois le courant nominal du transformateur.

La retenue **auto-adaptative** est basée sur un algorithme à [réseau de neurones](#) qui assure la stabilité sur défaut externe en analysant les taux d'harmoniques 2 et 5, les courants différentiels et les courants traversants.

Elle garantit ainsi la stabilité :

- lors de l'enclenchement du transformateur
- lors d'un défaut asymétrique extérieur à la zone et provoquant la saturation des TC
- lors de l'exploitation du transformateur alimenté par une tension excessive (surfluxage)

Selon la valeur du courant d'enclenchement nous pourrions choisir :

Courant d'enclenchement crête : \hat{I}_e	$< \frac{8}{\sqrt{2}} \hat{I}_n = 8 I_n$	$> \frac{8}{\sqrt{2}} \hat{I}_n = 8 I_n$
Type de retenue choisie	Auto-adaptative ou Classique	Classique

Avec, \hat{I}_n est le courant nominal crête
 I_n est le courant nominal du transformateur

Note : Qualitativement il faut savoir que le courant d'enclenchement d'un transformateur sec est plus important que celui d'un transformateur immergé ; et également, que le courant d'enclenchement est d'autant plus important que la puissance du transformateur est faible. (voir graphe $\hat{I}_e/\hat{I}_n = f(P)$).

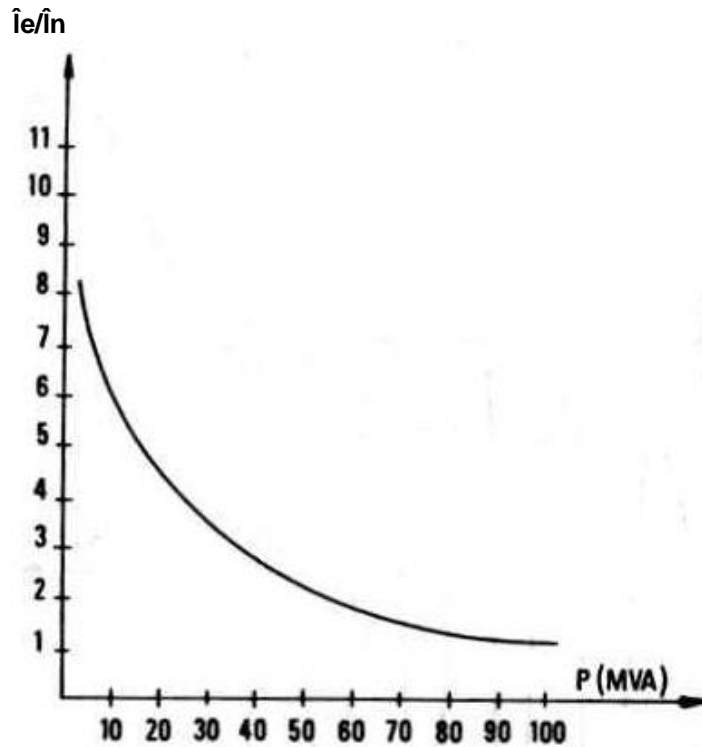


Figure 16.11. Valeur relative du courant d'enclenchement en fonction de la puissance nominale du transformateur pour des tôles à cristaux orientés

En ce qui concerne les transformateurs de distribution, France Transfo publie dans ses fiches techniques les valeurs suivantes:

Pour des [transformateurs secs enrobés TRIHAL](#) de 1000 à 2500kVA (\hat{I}_e valeur crête du courant d'enclenchement, \hat{I}_n valeur crête du courant nominal primaire)

Puissance assignée en kVA	1000	1250	1600	2000	2500
\hat{I}_e/\hat{I}_n (valeurs crête)	10	10	10	9,5	9,5

Pour des [transformateurs immergés](#) de 1000 à 2500kVA (\hat{I}_e valeur crête du courant d'enclenchement, \hat{I}_n valeur crête du courant nominal primaire)

Puissance assignée en kVA	1000	1250	1600	2000	2500
\hat{I}_e/\hat{I}_n (valeurs crête)	10	9	9	8	8

La retenue **classique** est composée d'un seuil d'harmonique 2 par phase et d'un seuil d'harmonique 5 par phase. Le seuil d'harmonique 2 garantit la stabilité de la protection à l'enclenchement du transformateur ainsi qu'à la saturation des capteurs de courant. Le seuil d'harmonique 5 garantit la stabilité de la protection lorsque le transformateur est alimenté par une tension excessive (phénomène de surfluxage).

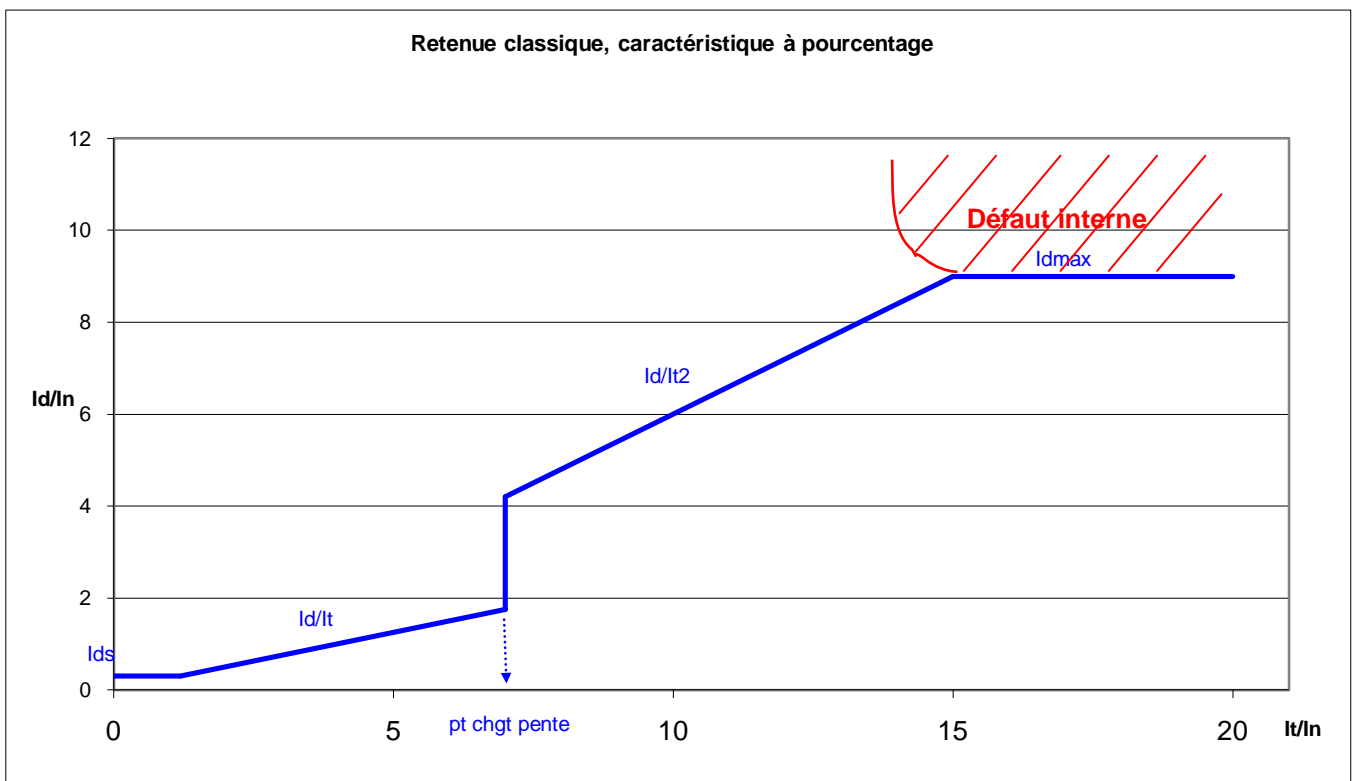
5. Principe et réglage du seuil haut :

5.1 Principe:

Le seuil haut permet de détecter un défaut interne à la zone protégée par élévation du courant différentiel (ce défaut peut par exemple être un défaut aux bornes primaires du transformateur). Si le courant différentiel dépasse une valeur seuil, fixée préalablement (I_{dmax}), la protection déclenche en un temps plus court qu'une protection sur maximum d'intensité. De plus il n'y a aucun élément de retenue sur ce seuil haut, c'est à dire qu'une fois activée, aucune retenue n'a d'effet sur lui.

5.2 Réglage :

Un défaut interne à la zone produit des courants différentiels et traversants importants, on se situe donc dans la partie supérieure droite de la caractéristique à pourcentage.



Dans le cas d'une **retenue classique**, on choisit de toujours **activer le seuil haut** car il garantit le déclenchement pour les forts courants traversants et différentiels créés par des défauts internes.

Dans le cas de la retenue **auto-adaptative**, l'activation du seuil haut peut **dépendre de la mise en service ou non de la retenue sur perte TC**. (cf paragraphe [9.Explications complémentaires sur la retenue auto-adaptative](#))

Lorsqu'il est actif, le seuil haut est réglé au-dessus du courant d'enclenchement avec une marge de 40% typiquement pour que la protection ne déclenche pas à l'enclenchement du transformateur.

$$I_{d \max} = 140\% \cdot \frac{\hat{I}_e}{\hat{I}_n} \quad \text{soit} \quad I_{d \max} = 1,4 \cdot \frac{\hat{I}_e}{\hat{I}_n}$$

6. Réglage de la retenue classique :

6.1 Taux de H2 :

Le taux de H2 est typiquement réglé entre 15 et 25%. Une valeur usuelle étant 15%.

Deux points sont à noter :

Si les TC saturent à l'enclenchement, le taux de H2 mesuré dans le courant différentiel augmente .

Si la longueur de câble au secondaire est importante cela peut réduire le taux d'harmoniques 2 en dessous de 15%. Dans un tel cas il est à prévoir de réduire le seuil de H2.

6.2 Taux de H5 :

Le taux de H5 est typiquement réglé entre 25 et 35%. Une valeur typique étant 30%.

6.3 Retenue globale :

Pour chacune des retenues harmoniques H2 et H5 il est possible d'activer ou non la retenue globale. Quand la retenue globale est activée, le déclenchement de **toutes** les phases est retenu si **l'un des trois** taux d'harmoniques 2 est supérieur ou égal au seuil.

Quand la retenue globale n'est pas activée, le déclenchement de **la** phase est retenu si **le** taux d'harmoniques 2 de **cette** phase est supérieur ou égal au seuil.

Il en est de même pour le fonctionnement de la retenue sur harmonique 5.

Il est conseillé d'appliquer les réglages suivants :

La retenue globale est activée pour la retenue sur harmonique de rang 2.

La retenue globale est désactivée pour la retenue sur harmonique de rang 5.

7. Retenue à l'enclenchement :

▪ **Certaine technologie moderne de transformateur** donne lieu à un courant d'enclenchement dont le taux d'harmonique de rang 2 est très faible (inférieur à 15%) et donc indétectable par le Sepam.

▪ D'autre part si **plusieurs transformateurs** sont en **parallèle**, l'enclenchement d'un transformateur au voisinage d'un autre déjà en service, provoque la démagnétisation de ce dernier. Le transformateur démagnétisé va alors être à nouveau traversé par un courant d'enclenchement mais cette fois pratiquement dépourvu d'harmonique de rang 2, et donc indétectable par les retenues citées précédemment. Ces deux cas pourront donc provoquer des déclenchements intempestifs.

Pour palier ces cas particuliers, la retenue à l'enclenchement permet d'inhiber la protection pendant un temps fixé, qui correspond à la durée de la magnétisation.

La condition de réglage du seuil de courant est : **Seuil de courant < Courant à vide**

Le courant à vide représente de façon générale quelques pourcents de I_n .

La temporisation est typiquement comprise entre 200 ms et 300 ms, ce qui correspond à une durée moyenne d'enclenchement : **200ms < Temporisation < 300ms**

Note : Ce type de retenue n'est pas à utiliser en aval du transformateur on alimente un process qui effectue des cycles ON/OFF fréquents. Par exemple un four. En effet, pour conserver une température constante le four met sous tension et hors tension ses résistances de chauffage de manière cyclique. A chaque mise sous tension des résistances, l'appel de courant dans le transformateur amont va augmenter brusquement et le seuil de courant de la retenue à l'enclenchement va donc être activé. Pendant la durée de la temporisation, la protection va être retenue. Si le temps de mise sous tension et hors tension des résistances de chauffage est inférieur ou proche de la durée de temporisation, la protection sera en permanence retenue. Le transformateur ne sera donc plus protégé efficacement car seul le seuil haut restera activé.

8. Retenue sur perte TC :

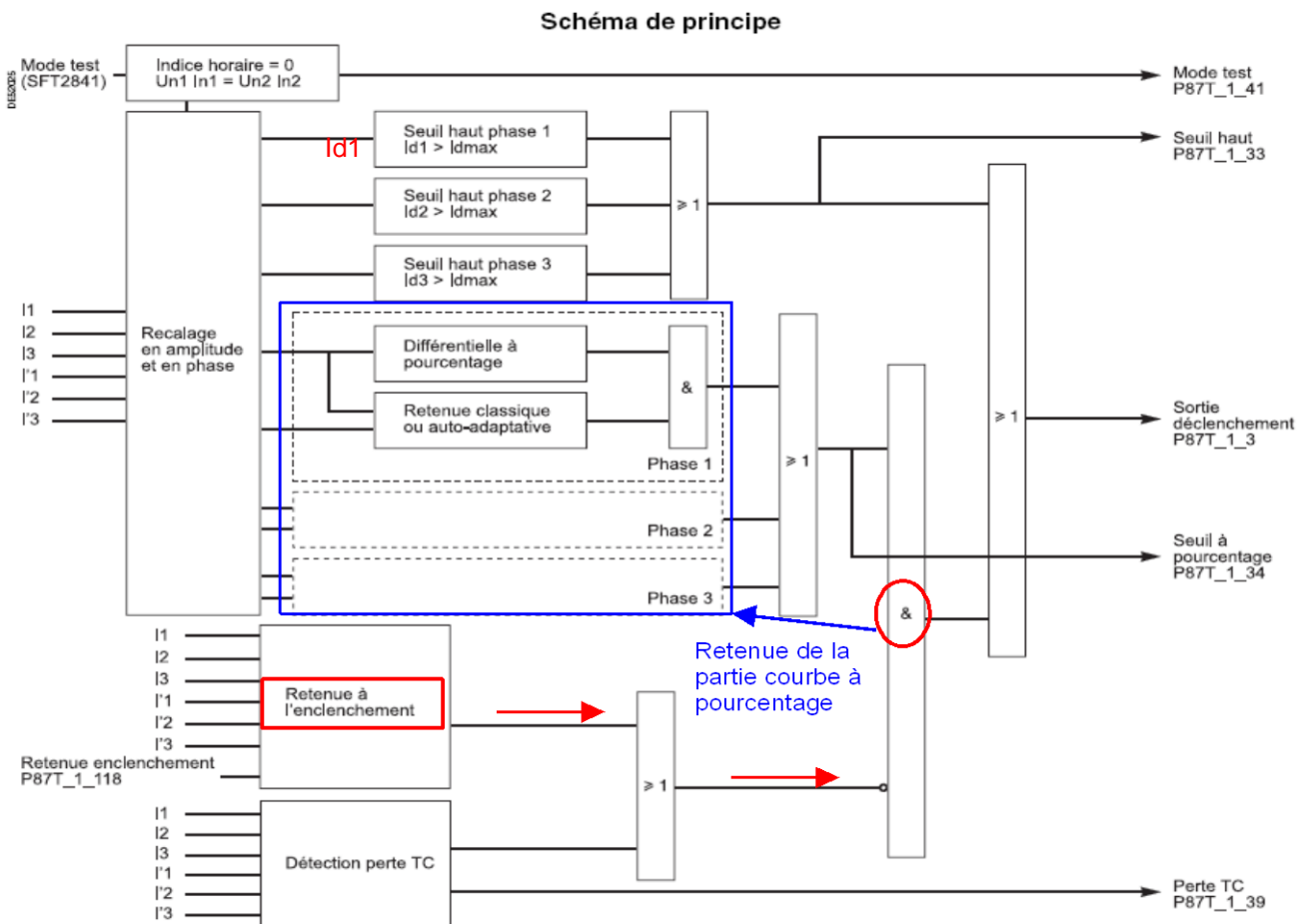
Cette retenue inhibe la partie de la protection basée sur la courbe à pourcentage si la mesure d'un des six TC de mesure est perdue. Le choix de cette retenue dépend directement de l'application souhaitée.

9. Explications complémentaires sur la retenue auto-adaptative :

La retenue auto-adaptative est basée sur un algorithme à [réseau de neurones](#) qui assure le fonctionnement de la protection en analysant les taux d'harmoniques 2 et 5, les courants différentiels et les courants traversants.

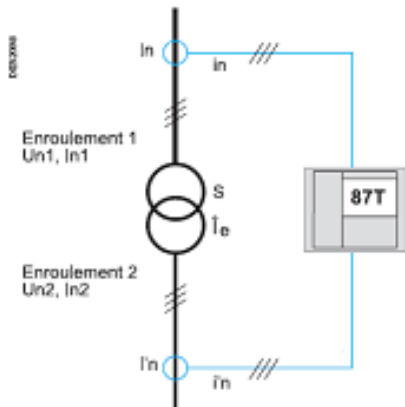
En présence d'harmoniques et en fonction des courants traversants et différentiels, la retenue auto-adaptative augmente automatiquement le seuil bas et les pentes à pourcentage pour garantir la stabilité sur défaut externe, sur enclenchement et sur surfluxage du transformateur. Cette retenue intègre donc une pente de stabilisation sur fort courant traversant qui prévient la saturation des capteurs de courant. Il n'est donc **pas nécessaire d'activer la pente Id/It2** qui remplit cette même fonction. Il est cependant toujours nécessaire de régler le seuil bas, I_{ds} , et la pente Id/It.

La retenue auto-adaptative est aussi plus sensible que le seuil haut. Il n'est donc **pas indispensable d'utiliser le seuil haut**. Cependant dans le cas d'utilisation de la **retenue auto-adaptative et de la retenue sur perte TC**, l'**activation du seuil haut est conseillée**. En effet dans un tel cas, si on perd un TC sur l'installation, toute la partie retenue à pourcentage est retenue. Il n'y aura alors jamais de déclenchement sur défaut interne. En rajoutant le seuil haut cela permet de conserver une protection même en cas de retenue de la courbe à pourcentage. (cf Schéma de principe)



10. Dimensionnement des TC :

Voici le Schéma unifilaire qui définit les différentes grandeurs. R_{TC} étant la résistance interne du TC et R_F la résistance de filerie et de charge du TC.



La limite de paramétrage du courant nominal primaire des transformateurs de courant est donnée par les formules suivantes :

$$\text{Pour l'enroulement 1 : } 0,1 \cdot \frac{S}{U_{n1} \cdot \sqrt{3}} \leq I_n \leq 2,5 \cdot \frac{S}{U_{n1} \cdot \sqrt{3}}$$

$$\text{Pour l'enroulement 2 : } 0,1 \cdot \frac{S}{U_{n2} \cdot \sqrt{3}} \leq I'_n \leq 2,5 \cdot \frac{S}{U_{n2} \cdot \sqrt{3}}$$

10.1 Marche exceptionnelle et régleur en charge :

Il se peut que le transformateur tolère des marches exceptionnelles à une puissance supérieure à sa puissance nominale (quelques dizaines de pourcents de la puissance nominale); ou que le transformateur soit muni d'un régleur en charge ayant une étendue de prise de + ou - x % (de quelques pourcent à une dizaine de pourcent). Dans ces deux cas cela impose une condition sur les courants I_n et I'_n .

Exemples :

- Le transformateur fonctionne habituellement à sa charge nominale, mais il tolère des marches exceptionnelles à 120 % de sa puissance nominale.

Choix des capteurs :

→ Le courant nominal des enroulements est : $\frac{S}{U_{n1} \cdot \sqrt{3}} = I_n$ et $\frac{S}{U_{n2} \cdot \sqrt{3}} = I'_n$

→ Les capteurs de courant doivent autoriser une surcharge de 120 %.

La condition est alors : $I_n > I_n \times 1,2$
 $I'_n > I'_n \times 1,2$

- Le transformateur dispose d'un régleur en charge ayant une étendue de prise de ± 15 % de la tension nominale de l'enroulement 2.

Choix des capteurs :

→ Le courant nominal des enroulements est comme précédemment I_n et I'_n

→ Les TC doivent autoriser une surcharge due au régleur en charge de 115%.

La condition est alors : **$I_n > I_n \times 1,15$**
 $I'_n > I'_n \times 1,15$

10.2 Dimensionnement :

Le dimensionnement des transformateurs de courant dépend ensuite de la valeur du courant d'enclenchement crête du transformateur \hat{I}_e par rapport au courant nominal efficace I_n .

Selon la valeur du courant d'enclenchement nous choisirons un dimensionnement différent :

Courant d'enclenchement crête : \hat{I}_e	$< 6,7 \sqrt{2} I_n = 6,7 \hat{I}_n$	$> 6,7 \sqrt{2} I_n = 6,7 \hat{I}_n$
Type de dimensionnement	Cas 1	Cas 2

Avec, \hat{I}_n est le courant nominal crête
 I_n est le courant nominal efficace du transformateur

Cas 1 : $\hat{I}_e < 6,7 \sqrt{2} I_n$

▪ Pour garantir un dimensionnement standard des TC et une erreur minimum sur les mesures de courants pour les forts courants, il est nécessaire de choisir des TC de type **5P 20** avec une puissance de précision VA_{TC} :

$$VA_{TC} > R_t i_n^2$$

avec i_n le courant secondaire du TC et R_t la somme de la résistance de filerie, R_F , et de la résistance interne du TC, R_{TC} , (VA_{TC} correspond à la puissance apparente fournie au secondaire pour le courant secondaire nominal, les valeurs normalisées étant 1-2,5- 5-10-15-30 VA)

Note :

Si on ne connecte que le Sepam au secondaire des TC, la résistance interne du Sepam est négligeable devant la résistance de filerie. ($R_{TC} \ll R_F$)

Les constructeurs de TC suivant la norme CEI185, donnent une puissance de précision P en VA, qui impose une charge maximale par le relation $Z_{max}.I_n^2 = P$, où Z_{max} est la charge maximum du TC. Cette charge comprend l'impédance du câble reliant le TC au relais et l'impédance d'entrée du relais. Il est alors évident qu'il faudra éviter une distance trop importante entre le TC et le relais, et qu'il faudra parfois augmenter la section du câble de la liaison afin de minimiser l'impédance totale de la charge. Cette solution est en général moins onéreuse que d'augmenter la puissance de précision ou la tension de coude des TC.

▪ Pour optimiser le choix des TC et garantir un dimensionnement sur mesure, on choisira des TC de Classe X avec une tension de coude telle que le TC sature à 20 le courant nominal du transformateur. la condition sur la tension de coude V_k est alors:

$$V_k > (R_{TC} + R_F) 20 i_n$$

avec R_{TC} : résistance interne du TC
 R_F : résistance de filerie

Note : Le choix de TC de classe X correspond à une offre sur-mesure. L'obtention des TC de classe X entraîne donc des délais de fabrication et un surcoût.

Cas 2 : $\hat{i}_{nr} > 6,7 \sqrt{2} I_n$

▪ Pour garantir un dimensionnement standard des TC et une erreur minimum sur les mesures de courants pour les grandes valeurs, il est nécessaire de choisir des TC de type **5P** K_n avec une puissance de précision VA_{TC} et une facteur limite de précision K_n tels que :

$$VA_{TC} \geq R_F \cdot i_n^2$$

$$\text{et } K_n > 3 \frac{\hat{I}_e}{\sqrt{2} I_n}$$

avec i_n le courant secondaire du TC et R_t la somme de la résistance de filerie, R_F , et la résistance interne du TC, R_{TC} . (VA_{TC} correspond à la puissance apparente fournie au secondaire pour le courant secondaire nominal, les valeurs normalisées étant 1-2,5- 5-10-15-30 VA)

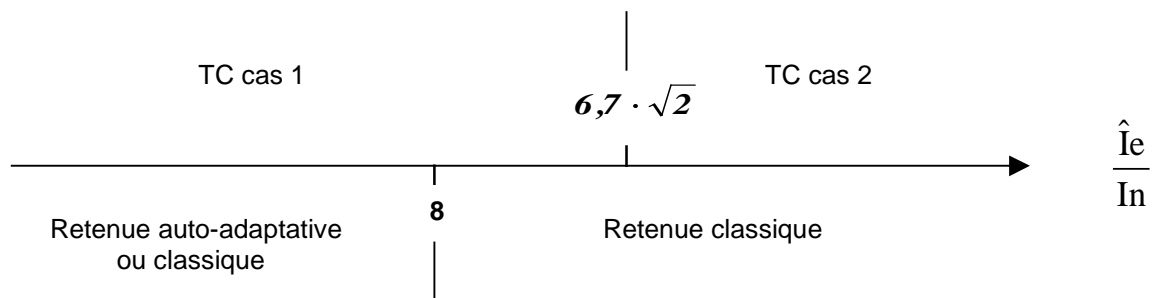
ce dernier critère correspond à $K_n \geq 20,1$ dans le cas limite où $\frac{\hat{I}_e}{\sqrt{2} I_n} = 6,7$

▪ Pour une optimisation on choisira des TC de Classe X, la condition sur la tension de coude V_k est :

$$V_k > (R_{TC} + R_F) 3 \frac{\hat{I}_e}{\sqrt{2} I_n} i_n \quad \text{avec } R_{TC} : \text{résistance interne du TC}$$

$$R_F : \text{résistance de filerie du TC}$$

Récapitulatif des lois de dimensionnement en fonction de la valeur du courant d'enclenchement crête:



ANNEXE des liens hypertextes

Puissance nominale :

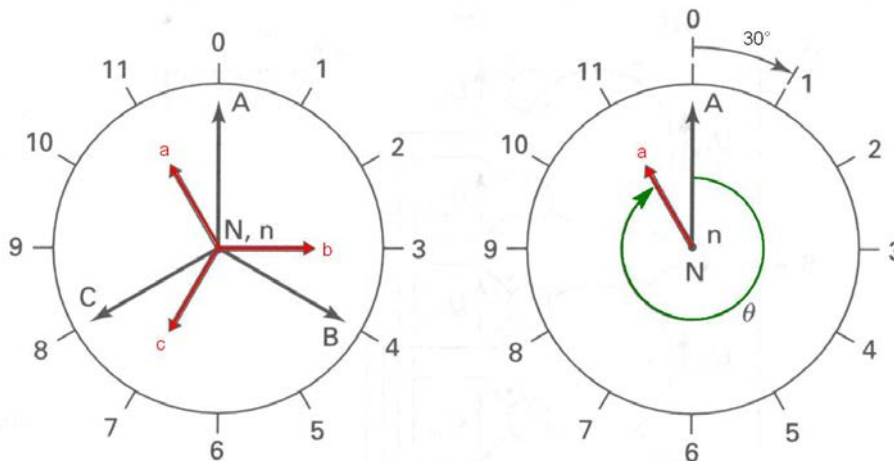
Généralement pour un transformateur, deux valeurs de puissance nominale sont données par le constructeur, selon le fonctionnement ou non des aéro-réfrigérant. La puissance nominale, S, à régler dans le Sepam est la plus grande de ces deux valeurs. Ce choix est effectué pour insensibilisé d'avantage la protection aux défauts externes.

L'indice horaire :

▪ Définition :

L'indice horaire s'obtient par lecture directe de l'heure donnée par le vecteur de la phase a (phase 1 du secondaire) lorsque le vecteur de la phase A (phase 1 du primaire) indique midi.

L'exemple ci-dessous représente sur la figure de gauche les systèmes de tensions primaires en rouge (a, b, c) et de tensions secondaires en noir (A, B, C). La figure de droite donne par simple lecture la valeur de l'indice horaire. Ici le vecteur de la phase a indique 11 heure lorsque le vecteur de la phase A est à midi, on a donc un indice horaire égale à 11.



▪ Utilisation dans le Sepam :

Selon la valeur de cet indice horaire, le Sepam recale différemment les courants secondaires.

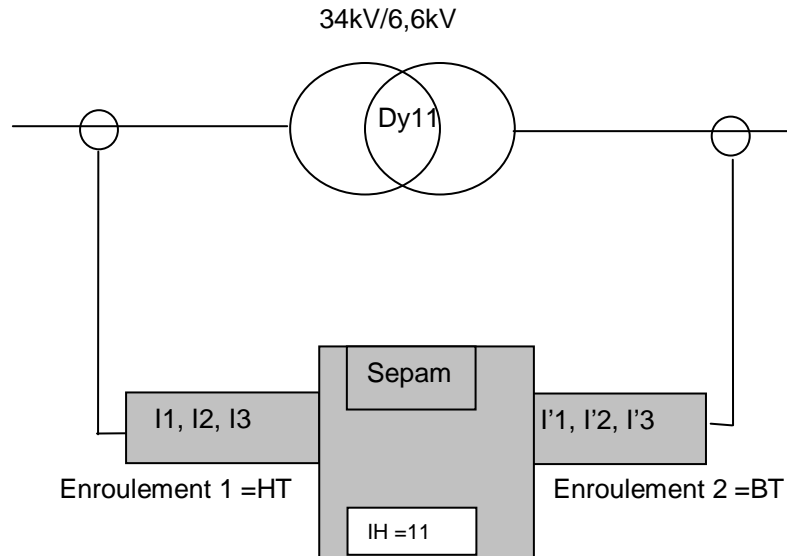
▪ Vérification et Réglage :

Quand les connections des capteurs de courant sont correctes, c'est à dire que les TC mesurant I1, I2, I3, sont connectés du côté de l'enroulement HT (enroulement 1) et que les TC mesurant I'1, I'2, I'3, sont connectés du côté de l'enroulement BT (enroulement 2), la mesure faite par Sepam du déphasage entre les courants de l'enroulement 1 et de l'enroulement 2 (correspondant à l'angle θ de la figure ci-dessus), après division par 30° , correspondant au réglage d'indice horaire à effectuer.

■ **Utilisation particulière d'un transformateur comme élévateur :**

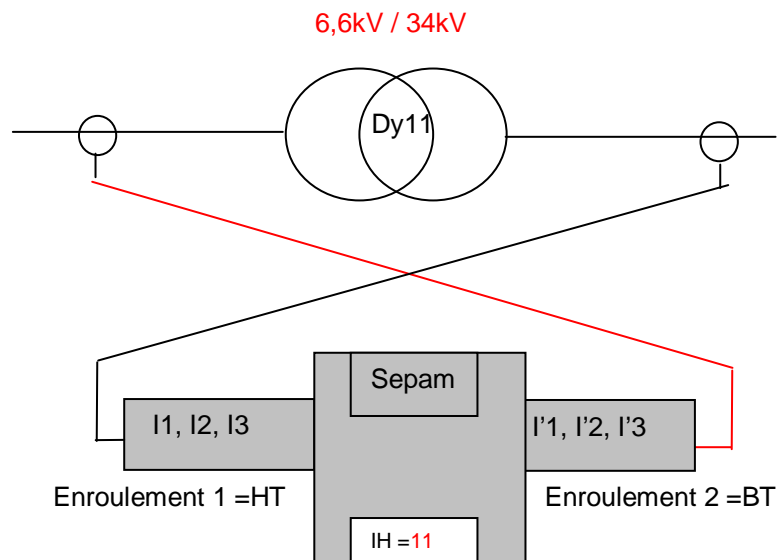
Prenons un exemple. Soit un transformateur dont la plaque signalétique indique :
Dy11, 34kV / 6,6kV.

Si on utilise le transformateur en abaisseur de tension : il convient de connecter les TC mesurant I1, I2, I3, à l'enroulement HT (soit l'enroulement 1) et de connecter les TC mesurant I'1, I'2, I'3 à l'enroulement BT (soit l'enroulement 2). Dans ce cas, l'Indice Horaire (IH) à régler dans le Sepam est égal à 11 comme l'indique la plaque signalétique.



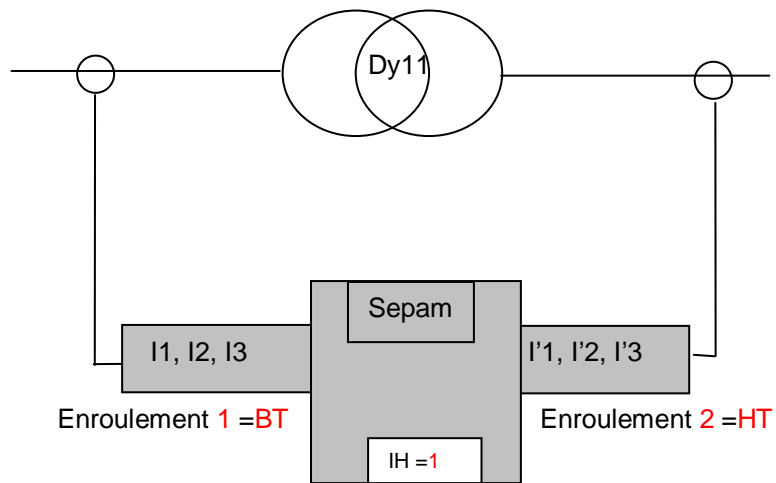
CEPENDANT si on utilise le transformateur en élévateur de tension:

Si on utilise le câblage préconiser par la notice de mise en service, les TC mesurant I1, I2, I3, doivent être connecté à l'enroulement HT (soit l'enroulement 1) et les TC mesurant I'1, I'2, I'3 doivent être connecté à l'enroulement BT (soit l'enroulement 2). Dans ce cas, l'Indice Horaire (IH) à régler dans le Sepam est égal à 11 comme l'indique la plaque signalétique.



En revanche, si on câble les TC mesurant I1, I2, I3, à l'enroulement BT (soit l'enroulement 2) et les TC mesurant I'1, I'2, I'3 à l'enroulement HT (soit l'enroulement 1). Dans ce cas, l'Indice Horaire (IH) à régler dans le Sepam est les complémentaire à 12 par rapport à celui indiqué sur la plaque signalétique. Soit $12-11=1$, $IH=1$ dans le Sepam.

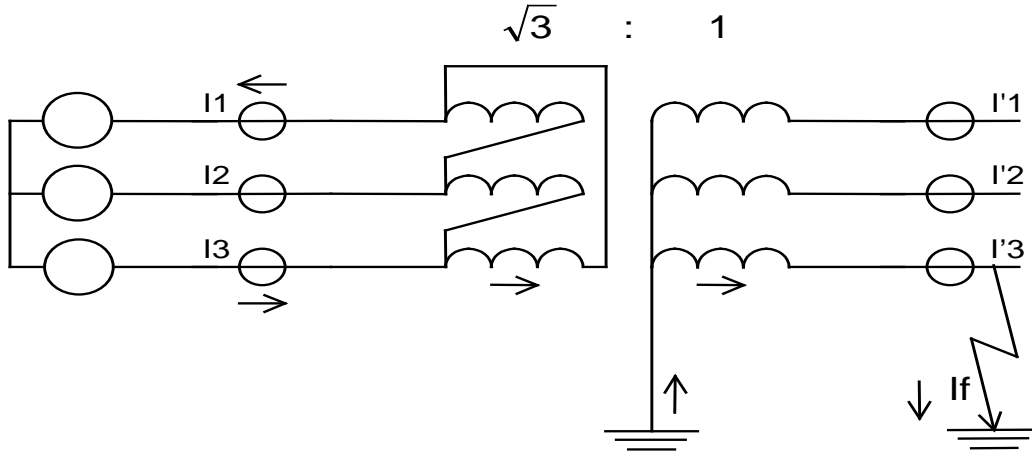
6,6kV/34kV



Insensibilisation aux défauts à la terre externes :

Illustrons nos propos par le cas d'un transformateur Dyn11:

On suppose pour simplifier les calculs que le rapport de transformation est égal à l'unité, (soit $U_{n1}=U_{n2}$).



- Courants des différentes phases :

$$\begin{aligned} I'1 &= 0 \\ I'2 &= 0 \\ I'3 &= -I_f \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I1 &= -I_f \\ I2 &= 0 \\ I3 &= I_f \end{aligned}$$

- Courants recalés:

$$I'1_{rec} = \frac{(I'1 - I'3)}{\sqrt{3} \cdot I_n} = \frac{I_f}{\sqrt{3} \cdot I_n}$$

$$I'2_{rec} = \frac{(I'2 - I'1)}{\sqrt{3} \cdot I_n} = 0$$

$$I'3_{rec} = \frac{(I'3 - I'2)}{\sqrt{3} \cdot I_n} = \frac{-I_f}{\sqrt{3} \cdot I_n}$$

$$I1_{rec} = I1 - \frac{1}{3}(I1 + I2 + I3) = \frac{-I_f}{I_n}$$

$$I2_{rec} = I2 - \frac{1}{3}(I1 + I2 + I3) = 0$$

$$I3_{rec} = I3 - \frac{1}{3}(I1 + I2 + I3) = \frac{I_f}{I_n}$$

- Courants différentiels et traversants : sachant que $\frac{I_n}{I_n} = \sqrt{3}$

$$\begin{aligned} I_{t1} &= I_f & I_{d1} &= \frac{I_f}{\sqrt{3} \cdot I_n} + \frac{-I_f}{I_n} = 0 \\ I_{t2} &= 0 & I_{d2} &= 0 + 0 \\ I_{t3} &= I_f & I_{d3} &= \frac{I_f}{I_n} + \frac{-I_f}{\sqrt{3} \cdot I_n} = 0 \end{aligned}$$

→ $I_{d1}=I_{d2}=I_{d3}=0$, le courant différentiel est donc nul pour chaque phase.
La protection n'est donc pas excitée sur un défaut terre externe.

Note sur la fonction max :

Soit I_{rec} et I'_{rec} les valeurs des courants primaires et secondaires recalés.

Le courant traversant pour une phase est donné par : $I_t = \max(|\vec{I}_{rec}|, |\vec{I}'_{rec}|)$

La notation $|\vec{I}_{rec}|$ indique que l'on prend le module du vecteur \vec{I}_{rec} soit $|\vec{I}_{rec}| = I_{rec}$ et $|\vec{I}'_{rec}| = I'_{rec}$

La fonction max permet de prendre le courant traversant égal au plus grand des deux modules :

Si $I_{rec} > I'_{rec}$, $I_t = I_{rec}$

Si $I'_{rec} > I_{rec}$, $I_t = I'_{rec}$

Calcul d'incertitude du seuil bas Ids et pente Id/It:

Trois exemples sont traités ci-dessous, pour trois types de transformateurs de couplage différents.

1. Transformateur Yyo :

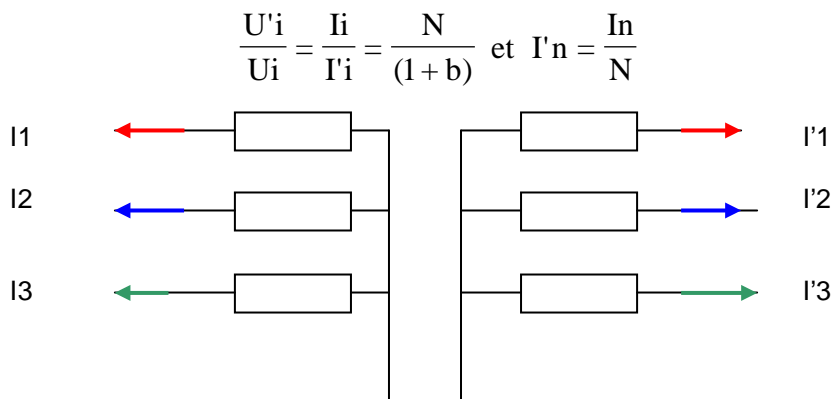
I_n, I'_n : courants nominaux respectivement au primaire et au secondaire du transformateur.
(De façon générale, l'indice prime caractérise une grandeur secondaire)

Rapport de transformation : $N = \frac{n_2}{n_1}$

α_i : erreur de mesure sur la phase i au primaire du transformateur.

β_i : erreur de mesure sur la phase i au secondaire du transformateur.

b : l'étendue des prises du régulateur en charge du transformateur. (+ ou - 0,1)



<p>Courants secondaires :</p> $\bar{I}'1 = (1 + \beta1).I'n$ $\bar{I}'2 = (1 + \beta2).I'n.a^2$ $\bar{I}'3 = (1 + \beta3).I'n.a$	<p>Recalage des courants secondaires :</p> $I2'_{rec} = (1 + \beta1) - \frac{1}{3} IR'$ $I2'_{rec} = (1 + \beta2)a^2 - \frac{1}{3} IR'$ $I3'_{rec} = (1 + \beta3)a - \frac{1}{3} IR'$
--	---



Avec $IR' = (1 + \beta1) + a^2(1 + \beta2) + a(1 + \beta3) = \beta1 + a^2.\beta2 + a.\beta3$

$$\bar{I}_i = -\frac{N}{1+b} \cdot \bar{I}'_i$$



<p>Courants primaires :</p> $I1 = -\frac{(1 + \alpha1)}{(1 + b)}.I_n$ $I2 = -\frac{(1 + \alpha2)}{(1 + b)}.I_n.a^2$ $I3 = -\frac{(1 + \alpha3)}{(1 + b)}.I_n.a$	<p>Recalage des courants primaires :</p> $I1_{rec} = -\frac{(1 + \alpha1)}{(1 + b)} + \frac{1}{3.(1 + b)} IR$ $I2_{rec} = -\frac{(1 + \alpha2)}{(1 + b)}.a^2 + \frac{1}{3.(1 + b)} IR$ $I3_{rec} = -\frac{(1 + \alpha3)}{(1 + b)}.a + \frac{1}{3.(1 + b)} IR$
---	---

Avec $IR = (1 + \alpha1) + a^2(1 + \alpha2) + a(1 + \alpha3) = \alpha1 + a^2.\alpha2 + a.\alpha3$

1.1. Courants différentiels :

Le courant différentiel est calculé par : $I_{di} = |I_{irec} + I_{i' rec}|$

- Une simulation sous Matlab a été lancée pour établir la combinaison de signes des $[\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3]$ et des $[\beta_1, \beta_2, \beta_3]$ pour maximiser la valeur du courant différentiel. Le résultat de cette simulation est le suivante :

	$A_i = [\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3]$	$B_i = [\beta_1, \beta_2, \beta_3]$
I_{di}	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[\beta \ \beta \ \beta]$

Ce qui correspond au cas où tous les capteurs primaires ont une erreur α au minimum (négative) et tous les capteurs secondaires une erreur β au maximum (positive).

Ainsi l'expression du courant différentiel se réduit à :
$$I_d = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 + b}$$

1.2. Courants traversant et pente I_d/I_t :

Le courant traversant est calculé par : $I_{t_i} = \max(|I_{irec}|, |I_{i' rec}|)$

Pour les mêmes conditions de maximalisation de I_d (on maximise I_d et minimise I_t), le courant

traversant se réduit à : $I_t = \frac{1 - \alpha}{1 + b}$

D'où la pente maximale
$$\frac{I_d}{I_t} = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 - \alpha}$$

1.3. Application numérique :

Pour $b=0.1$ qui correspond à une étendue de prise du régleur en charge de +ou- 10%

et $\alpha=\beta=0.1$, qui correspond à une erreur de précision des TC de 10%

le faux courant différentiel est égal à 28,18%

la pente minimale est égale à 34,44%

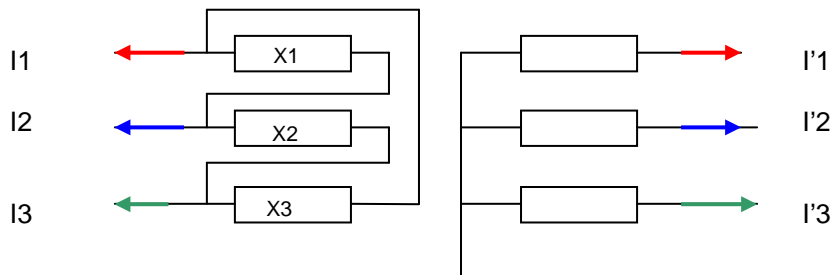
2. Transformateur Dy11 :

I_n, I'_n : courants nominaux respectivement au primaire et au secondaire du transformateur.
(De façon générale, l'indice prime caractérise une grandeur secondaire)

Rapport de transformation : $N = \frac{n_2}{n_1}$

α_i : erreur de mesure sur la phase i au primaire du transformateur.
 β_i : erreur de mesure sur la phase i au secondaire du transformateur.
 b : l'étendue des prises du réglage en charge du transformateur. (+ ou - 0,1)

$$\frac{U'_i}{U_i} = \frac{I_i}{I'_i} = \frac{N \cdot \sqrt{3}}{(1+b)} \text{ et } I'_n = \frac{I_n}{N \cdot \sqrt{3}}$$



<p>Courants secondaires :</p> $I'_1 = (1 + \beta_1) \cdot I'_n$ $I'_2 = (1 + \beta_2) \cdot I'_n \cdot a^2$ $I'_3 = (1 + \beta_3) \cdot I'_n \cdot a$	<p>Recalage des courants secondaires :</p> $I'_{1rec} = \frac{(1 + \beta_1) - (1 + \beta_3) \cdot a}{\sqrt{3}}$ $I'_{2rec} = \frac{(1 + \beta_2) \cdot a^2 - (1 + \beta_1)}{\sqrt{3}}$ $I'_{3rec} = \frac{(1 + \beta_3) \cdot a - (1 + \beta_2) \cdot a^2}{\sqrt{3}}$
---	---

$$I_1 = X_1 - X_3$$

$$I_2 = X_2 - X_1$$

$$I_3 = X_3 - X_2$$

et

$$X_1 = -\frac{N}{1+b} \cdot I'_1$$

$$X_2 = -\frac{N}{1+b} \cdot I'_2$$

$$X_3 = -\frac{N}{1+b} \cdot I'_3$$

$$d'où \quad I_1 = \frac{N}{1+b} \cdot [I'_3 - I'_1]$$

$$I_2 = \frac{N}{1+b} \cdot [I'_1 - I'_2]$$

$$I_3 = \frac{N}{1+b} \cdot [I'_2 - I'_3]$$

<p>Courants primaires :</p> $I_1 = \frac{(1 + \alpha_1)}{(1+b)} \cdot \frac{(a-1)}{\sqrt{3}} \cdot I_n$ $I_2 = (1 + \alpha_2) \cdot \frac{(1-a^2)}{\sqrt{3}} \cdot I_n$ $I_3 = \frac{(1 + \alpha_3)}{(1+b)} \cdot \frac{(a^2-a)}{\sqrt{3}} \cdot I_n$	<p>Recalage des courants primaires :</p> $I_{1rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha_1) \cdot (a-1) - \frac{1}{3} \cdot IR]$ $I_{2rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha_2) \cdot (1-a^2) - \frac{1}{3} \cdot IR]$ $I_{3rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha_3) \cdot (a^2-a) - \frac{1}{3} \cdot IR]$
---	--

$$\text{Avec } IR = (1 + \alpha_1) \cdot (a-1) + (1 + \alpha_2) \cdot (1-a^2) + (1 + \alpha_3) \cdot (a^2-a)$$

2.1. Courants différentiels :

Le courant différentiel est calculé par : $I_{di} = |I_{irec} + I_{i'rec}|$

- Le résultat de la simulation Maltlab pour trouver la valeur maximale du courant différentiel est la suivante :

	$A_i = [\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3]$	$B_i = [\beta_1, \beta_2, \beta_3]$
Id1	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[\beta \ -\beta \ \beta]$
Id2	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[\beta \ \beta \ -\beta]$
Id3	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[-\beta \ \beta \ \beta]$

Ce qui correspond au cas où tous les capteurs primaires au minimum et un des trois capteurs secondaires au minimum, les deux autres étant au maximum.

Ainsi l'expression du courant différentiel quelque soit la phase se réduit à : $I_d = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 + b}$

2.2. Courants traversant et pente I_d/I_t :

Le courant traversant est calculé par : $I_{t_i} = \max(|I_{lrec}|, |I'_{lrec}|)$

Pour les mêmes conditions de maximalisation de I_d (on maxime I_d et minimise I_t), le courant

traversant se réduit à $I_t = \frac{1 - \alpha}{1 + b}$

D'où la pente maximale $\frac{I_d}{I_t} = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 - \alpha}$

2.3. Application numérique :

Pour $b=0.1$ et $\alpha=\beta=0.1$,

le faux courant différentiel est égal à 28,18%

la pente minimale est égale à 34,44%

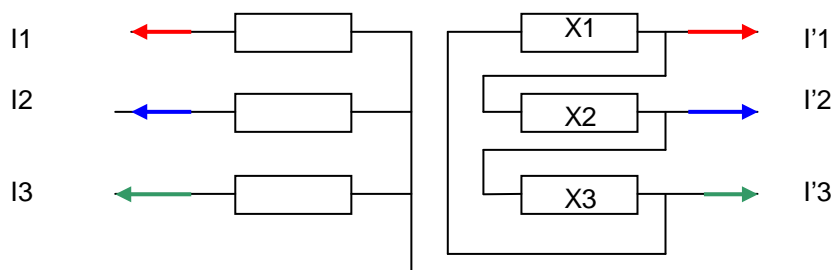
3. Transformateur Yd5 :

I_n, I'_n : courants nominaux respectivement au primaire et au secondaire du transformateur.
(De façon générale, l'indice prime caractérise une grandeur secondaire)

Rapport de transformation : $N = \frac{n_2}{n_1}$

α_i : erreur de mesure sur la phase i au primaire du transformateur.
 β_i : erreur de mesure sur la phase i au secondaire du transformateur.
 b : l'étendue des prises du régleur en charge du transformateur. (+ ou - 0,1)

$$\frac{U'_i}{U_i} = \frac{I_i}{I'_i} = \frac{N}{(1+b)\sqrt{3}} \text{ et } I'_n = I_n \cdot \frac{\sqrt{3}}{N}$$



<p>Courants secondaires :</p> $I'1 = (1 + \beta 1) \cdot I'_n$ $I'2 = (1 + \beta 2) \cdot I'_n \cdot a^2$ $I'3 = (1 + \beta 3) \cdot I'_n \cdot a$	<p>Recalage des courants secondaires :</p> $I'1_{rec} = \frac{(1 + \beta 3)a - (1 + \beta 1)}{\sqrt{3}}$ $I'2_{rec} = \frac{(1 + \beta 1) - (1 + \beta 2)a^2}{\sqrt{3}}$ $I'3_{rec} = \frac{(1 + \beta 2) \cdot a^2 - (1 + \beta 3)a}{\sqrt{3}}$
--	--

$$X1 = \frac{1 - a}{3} I'_n$$

$$I_i = \frac{N}{(1+b)} \cdot X_i \text{ et } X2 = \frac{a^2 - 1}{3} I'_n$$

$$X3 = \frac{a - a^2}{3} I'_n$$

<p>Courants primaires :</p> $I1 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} (1 - a)(1 + \alpha 1) \cdot I_n$ $I2 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} (a^2 - 1)(1 + \alpha 2) \cdot I_n$ $I3 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} (a - a^2)(1 + \alpha 3) \cdot I_n$	<p>Recalage des courants primaires :</p> $I1_{rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha 1) \cdot (1 - a) - \frac{1}{3} \cdot IR]$ $I2_{rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha 2) \cdot (a^2 - 1) - \frac{1}{3} \cdot IR]$ $I3_{rec} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (1+b)} \cdot [(1 + \alpha 3) \cdot (a - a^2) - \frac{1}{3} \cdot IR]$
---	--

Avec $IR = (1 - a)(1 + \alpha 1) + (a^2 - 1)(1 + \alpha 2) + (a - a^2)(1 + \alpha 3)$

3.1. Courants différentiels :

Le courant différentiel est calculé par : $I_{di} = |I_{irec} + I_{i'rec}|$

- Le résultat de la simulation Maltlab pour trouver la valeur maximale du courant différentiel est la suivante :

	$A_i = [\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3]$	$B_i = [\beta_1, \beta_2, \beta_3]$
Id1	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[\beta \ -\beta \ \beta]$
Id2	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[\beta \ \beta \ -\beta]$
Id3	$[-\alpha \ -\alpha \ -\alpha]$	$[-\beta \ \beta \ \beta]$

Ce qui correspond au cas où tous les capteurs primaires au minimum et un des trois capteurs secondaires au minimum, les deux autres étant au maximum.

Ainsi l'expression du courant différentiel quelque soit la phase se réduit à : $I_d = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 + b}$

3.2. Courants traversant et pente Id/It :

Le courant traversant est calculé par : $I_{t_i} = \max(|I_{irec}|, |I_{i'rec}|)$

Pour les mêmes conditions de maximalisation de Id, le courant traversant se réduit à $I_t = \frac{1 - \alpha}{1 + b}$

D'où la pente maximale $\frac{I_d}{I_t} = \frac{\alpha + \beta + b + \beta b}{1 - \alpha}$ on maximise Id et minimise It

3.3. Application numérique :

Pour $b=0.1$ et $\alpha=\beta=0.1$,
 le faux courant différentiel est égal à 28,18%
 la pente minimale est égale à 34,44%

Outil de calcul pour le seuil bas Ids :

Outil de calcul pour le réglage du seuil bas Ids de la 87T:

Type de TC	5P	} Paramètres à régler
Régleur en charge	10%	
Bobinage auxiliaire	10%	
Erreur du Relais	1%	} Valeurs classiques
Courant Magnétisant	3%	
Marge de sécurité	5%	

Pente Id/It à régler	38%
----------------------	-----

note: mettre à zéro la valeur si l'équipement (régleur ou bobinage aux.) n'existe pas

Outil de calcul pour le seuil bas Id/It :

Outil de calcul pour le réglage de la pente Id/It de la 87T:

Type de TC	5P	} Paramètres à régler
Régleur en charge	10%	
Bobinage auxiliaire	10%	
Erreur du Relais	1%	} Valeurs classiques
Courant Magnétisant	3%	
Marge de sécurité	5%	

Pente Id/It à régler 44%

note: mettre à zéro la valeur si l'équipement (régleur ou bobinage aux.) n'existe pas

Transformateurs secs enrobés TRIHAL :

Extrait de fiche technique

transformateurs de distribution HTA/BT

transformateurs secs enrobés TRIHAL de 160 à 2500 kVA
 isolement ≤ 24 kV - tension secondaire 410 V - 50 Hz
 classe thermique F - ambiante $\leq 40^\circ$ C, altitude ≤ 1000 m



normes

Ces transformateurs sont conformes aux normes :

- NFC 52 100 (1990), harmonisée avec les documents d'harmonisation CENELEC HD 398-1 à 398-5;
- norme NF C 52115 (1994) harmonisée avec le document HD 538 S1 du CENELEC ;
- norme NF C 52726 (1993) harmonisée avec le document EN 60726 (2003) du CENELEC ;
- IEC 60076-1 à 60076-5 ;
- IEC 60076-11 (2004) ;
- IEC 60905.



caractéristiques électriques

isolement 17,5 kV et 24 kV - tension secondaire 410 V

puissance assignée (kVA) ⁽¹⁾⁽²⁾	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
tension primaire assignée ⁽¹⁾	15 kV, 20 kV et doubles tensions 15/20 kV (puissance conservée)										
niveau d'isolement assigné ⁽²⁾	17,5 kV pour 15 kV - 24 kV pour 20 kV										
tension secondaire à vide ⁽¹⁾	410 V entre phases, 237 V entre phase et neutre										
réglage (hors tension) ⁽¹⁾	$\pm 2,5$ % ⁽¹⁾										
couplage		Dyn 11 (triangle, étoile neutre sorti)									
pertes (W)	à vide	650	880	1200	1650	2000	2300	2800	3100	4000	5000
	à 75°C	2350	3300	4800	6800	8200	9600	11400	14000	17400	20000
	à 120°C	2700	3800	5500	7800	9400	11000	13100	16000	20000	23000
tension de court-circuit (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
courant à vide (%)	2,3	2	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1	
courant d'enclenchement	le/In valeur crête	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5	9,5
	constante de temps	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40	0,5
chute de tension à pleine charge (%)	cos $\varphi = 1$ à 120°C	1,85	1,69	1,55	1,41	1,35	1,27	1,22	1,18	1,18	1,10
	cos $\varphi = 0,8$ à 120°C	4,87	4,77	4,68	4,59	4,55	4,50	4,47	4,44	4,44	4,38

Transformateurs immergés

Extrait de fiche technique

transformateur de distribution HTA/BT

transformateurs immergés de type cabine

de 100 à 2500 kVA

isolement \leq 24 kV/410V



normes

Ces transformateurs sont conformes à la norme NFC 52 112-1 (juin 1994) harmonisée avec le document HD 428 S1 du CENELEC.

France Transfo garantit que les transformateurs sont réalisés avec des constituants neufs et exempts de PCB (taux < 2 ppm), dans le strict respect des normes en vigueur.



caractéristiques électriques

puissance assignée (kVA)		100	160	250	315*	400	500*	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
tension assignée	primaire	15 kV ou 20 kV												
	secondaire à vide	410 V entre phases, 237 V entre phase et neutre												
niveau d'isolement assigné (1)	primaire	17,5 kV pour 15 kV 24 kV pour 20 kV												
réglage (hors tension)		$\pm 2,5 \%$ et/ou $\pm 5 \%$												
couplage		Dyn 11												
pertes (W)	à vide	210	460	650	800	930	1100	1300	1220	1470	1800	2300	2750	3350
	dues à la charge (2)	2150	2350	3250	3900	4600	5500	6500	10700	13000	16000	20000	25500	32000
tension de court-circuit (%)		4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
courant à vide (%)		2,5	2,3	2,1	2	1,9	1,9	1,8	2,5	2,4	2,2	2	1,9	1,8
courant d'enclenchement	le/ln valeur	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8
	constante de temps	0,15	0,2	0,22	0,24	0,25	0,27	0,3	0,3	0,35	0,35	0,4	0,45	0,5
chute de tension à pleine charge (%)	cos $\varphi = 1$	2,21	1,54	1,37	1,31	1,22	1,17	1,11	1,51	1,47	1,45	1,42	1,45	1,45
	cos $\varphi = 0,8$	3,75	3,43	3,33	3,30	3,25	3,22	3,17	4,65	4,63	4,62	4,60	4,61	4,62

Réseaux de Neurones Artificiels :

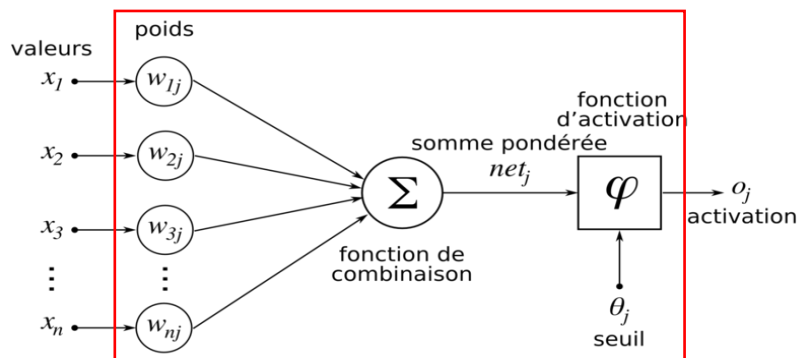
Les réseaux de neurones artificiels consistent en un ensemble d'outils et de méthodes de calcul qui est ici utilisé pour apprendre à un système artificiel différents types de comportements en fonction des valeurs des paramètres d'entrée. Pendant le développement de la fonction de protection différentielle transformateur on lui a donc « appris » à réagir d'une certaine manière en fonction des quatre paramètres d'entrée que sont :

Le fondamental du courant différentiel et traversant, $I_{d_{h1}}$ et $I_{t_{h1}}$

Le taux d'harmonique de rang 2, $I_{d_{h2}}$, identique pour chaque phase

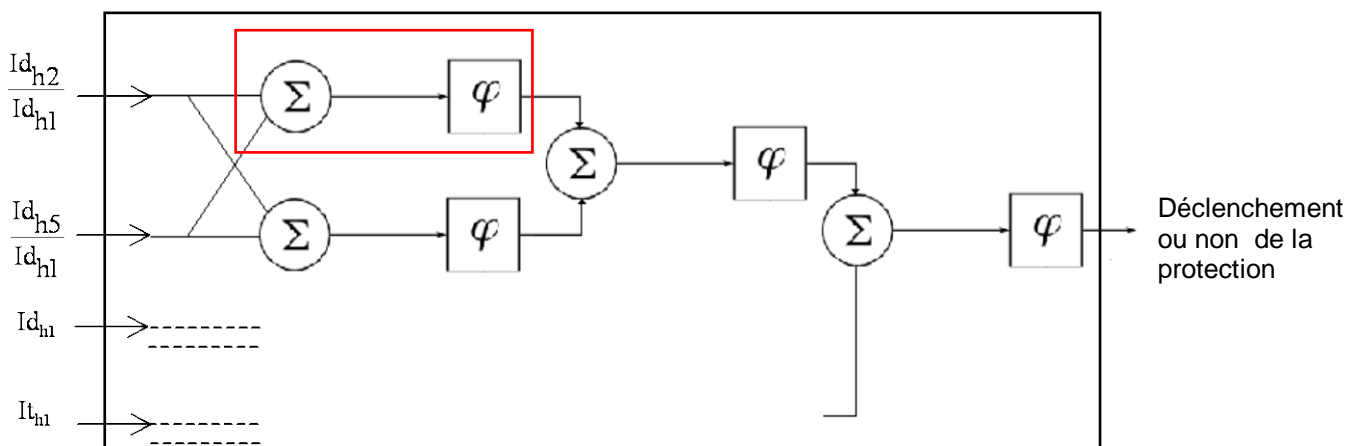
Le taux d'harmonique de rang 5 du courant différentiel, $\frac{I_{d_{h5}}}{I_{d_{h1}}}$

- Représentation d'un neurone artificiel:



avec les notations suivantes : Les valeurs d'entrée du neurone sont les x_i
 La valeur de sortie est O_j
 Les paramètres internes sont les poids w_{ij} et le seuil θ_j

- Représentation du Réseau de Neurone Artificiel de l'algorithme du Sepam:



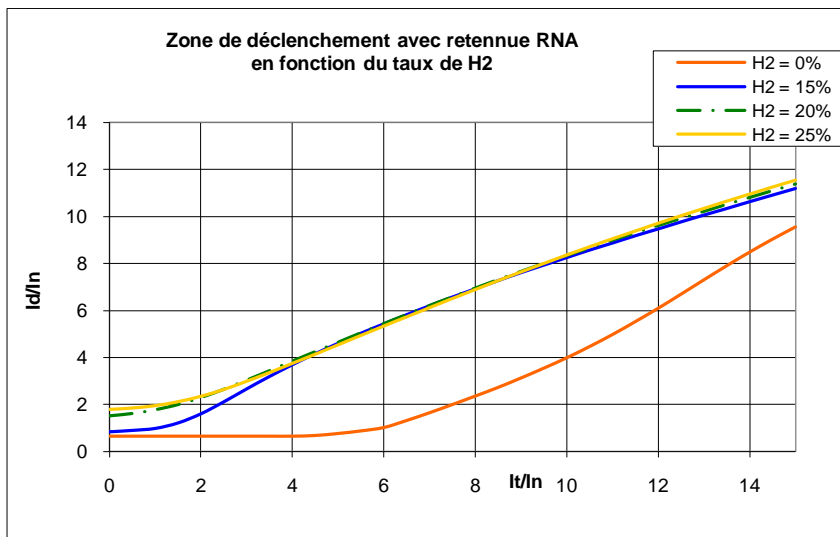
Dans la base d'apprentissage du réseau de neurones, on a donc fourni des valeurs de paramètres d'entrée correspondant aux 5 types de situations suivantes :

- Cas de fonctionnement normal, sans défaut, avec et sans charge connectée
- Enclenchement du transformateur
- Défaut externe à la zone protégée
- Défaut interne biphasé

Défaut interne phase-terre

On a ensuite donné une valeur de sortie correspondant à l'activation ou non de la protection.

Le réseau de neurone s'est donc accommodé de tout ces cas en réglant des paramètres internes de chaque neurone (poids et seuil) pour définir un comportement respectant les conditions d'entrées et de sorties fournies dans la base d'apprentissage. L'algorithme obtenu a ensuite été implémenté dans le Sepam. Ce type de retenue augmente le seuil de déclenchement en fonction du taux d'harmonique mesuré. J'ai donc réalisé des tests pour déterminer le profil de la courbe de déclenchement qui utilise cette retenue auto-adaptative en fonction des taux d'harmonique. Le protocole des tests qui ont aboutis à ces courbes sont ceux détaillés dans le paragraphe concernant le test des protections.



Si le taux d'harmonique 2 augmente, le seuil bas augmente également. La protection sera donc plus stable sur enclenchement ou sur saturation des TC.

En fonctionnement normal, durant lequel le taux de H2 est faible (cf H2=0%) la protection est plus efficace que la retenue classique car le seuil global de déclenchement est plus bas.

Les mêmes commentaires que précédemment sont valables pour l'harmonique 5 et le surfluxage du transformateur.

