



LA PROTECTION DES CENTRALES ELECTRIQUES

Document écrit et réalisé par Monsieur André Marcel LEGRAND et Monsieur Lièce AZNI
Edition de FEVRIER 2005



SOMMAIRE

- A.** Généralités sur les installations électriques
- B.** Les réducteurs de mesures
- C.** Les générateurs électriques
- D.** Les transformateurs électriques
- E.** Les moteurs électriques
- F.** Le soutirage
- G.** Annexe

-A-
**GENERALITES SUR LES INSTALLATIONS
ELECTRIQUES**



SOMMAIRE

1.	AVANT PROPOS.....	7
2.	DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE.....	7
2.1.	Présentation.....	7
2.2.	Description.....	9
2.2.1.	Centrales de production.....	9
2.2.2.	Réseaux d'interconnexion à très haute tension.....	10
2.2.3.	Réseaux de transport à très haute tension.....	11
2.2.4.	Réseaux de répartition à très haute tension.....	12
2.2.5.	Réseaux de distribution MT et d'utilisation BT.....	12
2.2.6.	Réseaux «Industriels».....	12
2.2.7.	Transport d'énergie en courant alternatif et en courant continu.....	13
3.	COMPOSANTES SYMETRIQUES.....	16
3.1.	Théorème de Fortescue (superposition).....	18
3.2.	Exemple de décomposition de 3 Tensions en Composantes Symétriques.....	19
3.3.	Exemple de décomposition de 3 Courants en Composantes Symétriques.....	20
4.	LES NOMBRES COMPLEXES.....	22
4.1.	Opérations sur les nombres complexes.....	23
4.2.	Les nombres complexes dans les calculs électriques.....	28
5.	ALTERNATEURS ET TRANSFORMATEURS.....	30
5.1.	Alternateurs.....	30
5.2.	Transformateurs.....	32
6.	LIGNES AERIENNES ET CABLES HT.....	36
6.1.	Lignes aériennes.....	36
6.2.	Lignes aériennes compensées "série".....	37
6.3.	Câbles secs HT.....	37
6.4.	Valeurs d'impédances à mémoriser.....	37
6.4.1.	Lignes aériennes :.....	37
6.4.2.	Câbles secs HT.....	37
7.	CALCUL DES COURANTS DE DEFAUT.....	38
7.1.	Méthodologie de calcul des courants de défaut.....	39
7.2.	Défauts isolés de la terre et avec point commun à la terre.....	41
7.2.1.	Défauts isolés de la terre.....	41
7.2.2.	Défauts avec un point commun à la terre.....	42
7.2.3.	Comparaison des courants de défauts triphasé – biphasé – monophasé.....	43
7.3.	Calcul des courants de court-circuit et tenue du matériel.....	44
7.3.1.	Réglage des protections.....	44
7.3.2.	Tenue du matériel.....	44
7.3.3.	Problèmes en cas d'extension d'une installation existante.....	45
7.4.	Les charges passives dans le calcul de courant de court-circuit.....	53
7.4.1.	Calcul de Icc suivant la norme CEI 909.....	53
7.4.2.	Définition d'une charge passive.....	53
7.4.3.	Exemple de calcul.....	55
7.4.3.1.	Caractéristique du réseau.....	55
7.4.3.2.	Calcul de Icc suivant CEI 909 :.....	56
7.4.3.3.	Calcul de Icc en tenant compte des charges passives.....	57
7.5.	Exemple 1 : calcul de courants de défauts.....	60
7.5.1.	Caractéristique de l'installation.....	60
7.5.2.	Calcul en 20 KV.....	61
7.5.3.	Calcul en 60 KV.....	69
7.5.4.	Conclusion.....	73



7.6.	Exemple 2 : calcul complet de court circuit triphasé.....	74
7.6.1.	Caractéristiques du réseau.....	74
7.6.2.	Calculs des courants de court-circuit.....	76
7.6.3.	Conclusion.....	79
7.7.	Exemple 3 : calcul des courants de défauts aux bornes d'un groupes de secours.....	80
7.7.1.	Caractéristiques du réseau.....	80
7.7.2.	Calculs des courants de court-circuit.....	82
7.7.3.	Conclusion.....	87
8.	REGIME DU NEUTRE.....	88
8.1.	Généralités.....	88
8.2.	Réseau public.....	89
8.3.	Réseau privé (dit Industriel).....	90
8.3.1.	HTA / ex MT.....	90
8.3.2.	BT.....	95
8.4.	Choix des régimes de neutre dans une installation industrielle.....	96
8.4.1.	En HT (hors transformateur du Distributeur).....	96
8.4.2.	En BT.....	97
8.4.3.	Conclusion.....	98
8.5.	Générateur homopolaire.....	99
8.5.1.	Généralités.....	99
8.5.2.	Limitation du courant de défaut à la terre.....	99
8.5.3.	Exemple de générateur homopolaire.....	100
8.5.3.1.	RéseauHTB ($U_n > 60$ kV).....	100
8.5.3.2.	HTA ($U_n < 60$ kV).....	101
8.5.4.	Protection du générateur homopolaire.....	107
9.	ROLE D'UNE PROTECTION.....	108

1. AVANT PROPOS

LES RESEAUX ELECTRIQUES FONT L'OBJET D'INCIDENTS DE CAUSES DIVERSES QUI RISQUENT, S'ILS NE SONT PAS ELIMINES RAPIDEMENT, D'ETRE PREJUDICIALES AUX PERSONNES ET AU MATERIEL.

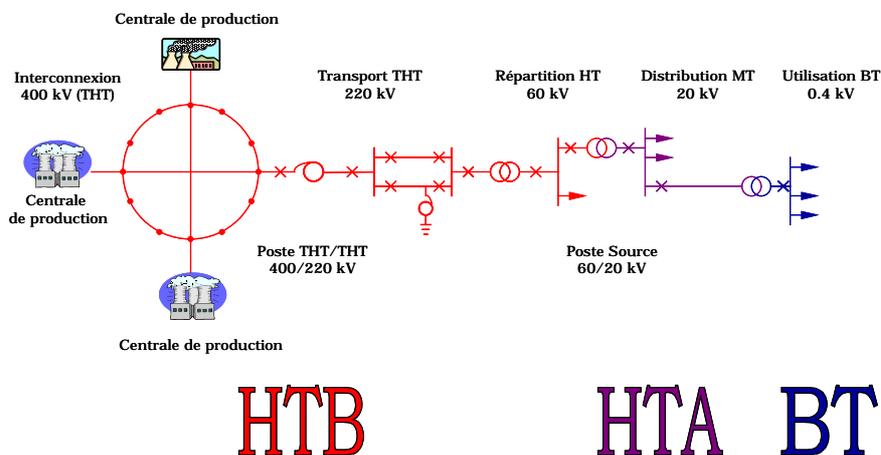
LE ROLE DES PROTECTIONS SERA DE LIMITER LES CONSEQUENCES DU DEFAUT.

IL FAUT DONC CONNAITRE L'ORDRE DE GRANDEUR DES COURANTS DE DEFAUT POUR POUVOIR DEFINIR L'ENVIRONNEMENT DES PROTECTIONS :

LA PROTECTION ETANT UN MAILLON DE LA CHAINE COMPOSEE DE CAPTEURS (TC, TP), PROTECTION & DISJONCTEUR.

2. DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

2.1. Présentation



CENTRALES DE PRODUCTION:

Nucléaire, Thermique, Hydroélectrique avec groupes réversibles ou non, Turbine à gaz, Cycle combiné, Maré-motrice, Diesel, Eolienne, Solaire.

Les générateurs sont du type synchrone ($S_n > 2$ MVA) ou asynchrone ($S_n < 5$ MVA) ou courant continu puis ondulé ($S_n < 1$ MVA)

Tensions triphasées de 5 à 25 kV.

RESEAUX D'INTERCONNEXION A TRES HAUTE TENSION:

Tensions triphasées de 220 à 800 kV, en France 400 kV (THT).

Cas particulier de l'interconnexion France - Angleterre.

RESEAUX DE TRANSPORT A TRES HAUTE TENSION:

Tensions triphasées de 132 à 400 kV, en France 150 & 225 kV (THT).

RESEAUX DE REPARTITION A HAUTE TENSION:

Tensions triphasées de 45 à 220 kV, en France 63 & 90 kV dit « HT » (HTB).



RESEAUX DE DISTRIBUTION ET UTILISATION A « MOYENNE TENSION »:
Tensions triphasées de 1 à 33 kV, en France 20 kV (HTA).

Nota :

En France, les postes de transformation HTB/HTA s'appellent « postes source »

Le choix de la tension se fait en fonction de

- tensions normalisées du pays
- puissance transitée (ordre de grandeur max = 2 MW/kV)
- distance de transit (ordre de grandeur max = 1 kV/km)

La modification du niveau de tension se fait

par autotransformateurs de fortes puissances (1 ou 3 en THT/HT)
par transformateurs (en HT/HTB puis HTB/HTA puis HTA/BT)
cas particuliers des « clients nationaux »

RESEAUX DE DISTRIBUTION ET UTILISATION A BASSE TENSION:

Tensions de 120 V à 500 V, en France 230 V (monophasé) & 400 V (triphase).

Les réseaux BT sont à

- distribution radiale (le plus fréquent)
- boucle ouverte à 2 postes source (améliorant la continuité de service)
- boucle fermée ou maillé à plusieurs postes source (dans les grandes agglomérations, peu de répercussions pour l'abonné en cas de défauts alimentation HTA ou poste source HTA/BT).

RESEAUX DIT « INDUSTRIELS »:

Tensions d'alimentation dépendant de l'importance du site de 220 kV à 20 kV (en France).

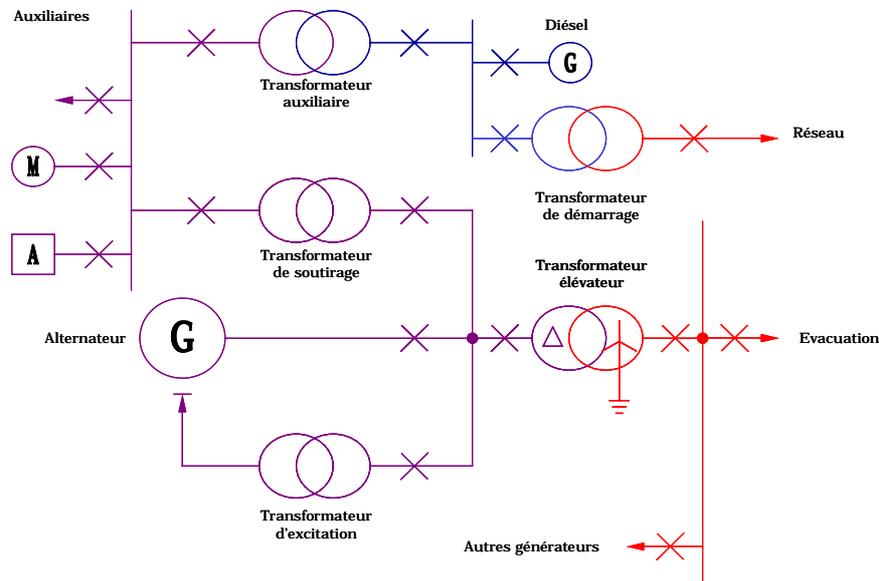
Pour les plus importants, ces sites sont raccordés au réseau par un ou plusieurs transformateurs de forte puissance, comportent des liaisons internes importantes (câbles et lignes aériennes) à configuration variable, comportent des transformateurs HTA/BT, disposent de groupes de secours et alimentent généralement de nombreux moteurs soit en MT, soit en BT.

Pour une bonne exploitation, ils peuvent disposer de bancs de condensateurs pour relever le $\cos \varphi$

Ces réseaux sont donc très stratégiques pour les industriels et compte tenu des nombreuses possibilités de problèmes qui peuvent y survenir ces réseaux doivent être tout particulièrement protégés.

2.2. Description

2.2.1. Centrales de production



Une centrale de production est composée de 1 ou plusieurs générateurs, 1 ou plusieurs transformateurs de puissance éleveurs et d'un certain nombre de fonctions auxiliaires (soutirage, excitation si génératrice synchrone, démarrage etc...).

Les centrales Nucléaire, Thermique, Turbine à gaz, Cycle combiné, utilisent des groupes synchrones à pôles lisses (vitesse de rotation rapide).

Les centrales Hydroélectrique & Maré-motrice, avec groupes réversibles ou non, de fortes puissances, utilisent généralement des groupes synchrones à pôles saillants (vitesse de rotation lente).

Nota :

Un groupe réversible est un groupe utilisé aux heures de forte demande de puissance en générateur, et utilisé aux heures de faible demande de puissance (et puissance disponible sur le réseau importante) en moteur – pompe de manière à reconstituer la réserve d'eau.

Les centrales Hydroélectriques de faibles puissances, utilisent généralement des groupes asynchrones.

Les centrales Eoliennes (de faibles puissances, $S_n < 1$ MVA), utilisent soit des groupes asynchrones, soit des groupes courant continu débitant sur un onduleur.

Les centrales Solaires, sont actuellement expérimentales), utilisent des groupes courant continu débitant sur un onduleur.

Les centrales Diesel sont d'une utilisation locale, non couplée au réseau pour des problèmes de coût d'exploitation, et servent en dépannage du réseau, utilisent soit des groupes synchrones à pôles saillants (Diesel lent de forte puissance : $2 \text{ MVA} < S_n < 20 \text{ MVA}$), soit des groupes asynchrones.

En ce qui concerne les caractéristiques des alternateurs, pour le courant de court-circuit fourni, il est nécessaire de tenir compte des régimes transitoires :

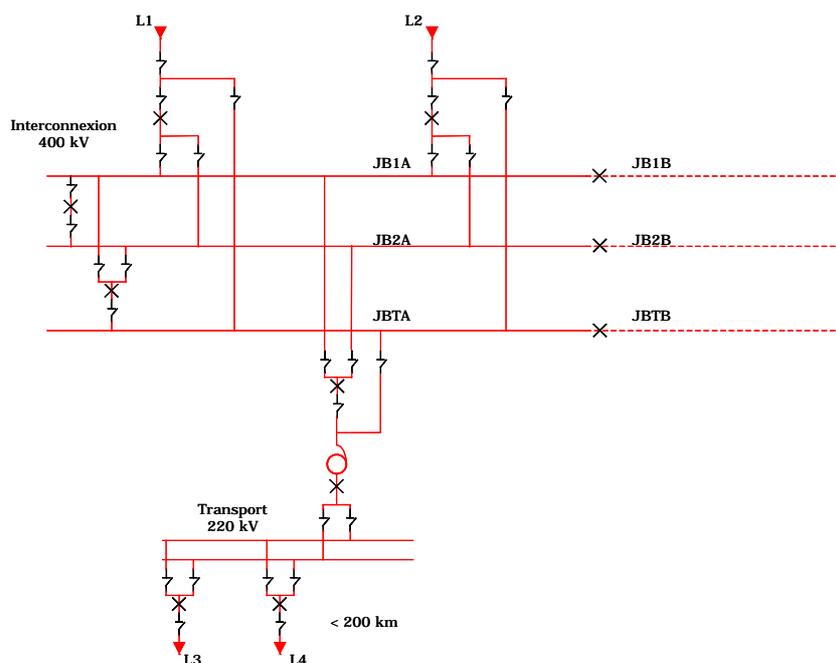
Le courant de court-circuit est la somme d'un courant apériodique et d'un courant sinusoïdal amorti qui font intervenir les réactances subtransitoire (X''_d), transitoire (X'_d), synchrones (X_d), les constantes de temps subtransitoire (T''_d), transitoire (T'_d), apériodique (T_a) des générateurs.

Pour les ordres de grandeurs de ces réactances et constantes voir les tableaux ci-après.

Les transformateurs élévateurs de puissance, équipant les centrales de production sont à couplage triangle – étoile : triangle côté générateur, étoile avec mise à la terre du neutre côté réseau de manière à obtenir une « barrière homopolaire » entre les 2 côtés (défaut à la terre d'un côté n'affectant pas l'autre côté).

Pour les ordres de grandeurs des réactances des transformateurs voir les tableaux ci-après.

2.2.2. Réseaux d'interconnexion à très haute tension



Ce réseau est destiné à interconnecter, en vue d'assurer la stabilité du réseau, les différents éléments constitutifs du réseau: Production & Consommation, au niveau national et international (stabilité et échanges):

L'interconnexion se fait au travers de « Postes » qui comportent:

- éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité)
- les lignes dites « Départs »
- les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de transport à THT (en France 400/230 kV)
- différents auxiliaires du poste

Compte tenu de l'importance stratégique des postes d'interconnexion pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général très complexe, donc à exploitation très complexe, il faut citer:

- trois jeux de barres avec disjoncteur de couplage et disjoncteur de transfert (France, Europe)
- six jeux de barres avec disjoncteurs de couplage, disjoncteurs de tronçonnement et disjoncteur de transfert (France)
- double jeux de barres à 2 disjoncteurs par départ (Amérique)
- Schéma « 1 ½ Disjoncteur » (Anglos-saxons)
- Schéma « 2 ½ Disjoncteur » (rares Anglos-saxons)
- Schéma « Ring » (Canada)

Aux pays cités ci-dessus il faut évidemment ajouter les pays sous influence soit technologique soit économique.

2.2.3. Réseaux de transport à très haute tension

Ce réseau est destiné à transporter au niveau d'une région l'énergie il peut être ou non interconnecté en vue d'assurer la stabilité du réseau (et même international : stabilité et échanges):

Le transport se fait au travers de « Postes » qui comportent:

- éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité)
- les lignes dites « Départs »
- les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT(en France 230/90 ou 60 kV)
- différents auxiliaires du poste

Compte tenu de l'importance stratégique des postes de transport pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général complexe, donc à exploitation complexe, il faut citer:

- trois jeux de barres avec disjoncteur de couplage et disjoncteur de transfert (France, Europe)
- double jeux de barres à 2 disjoncteurs par départ (Amérique)
- Schéma « 1 ½ Disjoncteur » (Anglos-saxons)
- Schéma « Ring » (Canada)

2.2.4. Réseaux de répartition à très haute tension

Ce réseau est destiné à transporter au niveau d'une région l'énergie il peut être ou non interconnecté en vue d'assurer la stabilité du réseau:

La répartition se fait au travers de « Postes » qui comportent:

- les lignes dites « Départs »
- les transformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT (en France 90/25 ou 60/20 kV dits « Poste source HTB/HTA »)
- différents auxiliaires du poste

Ces postes sont généralement plus simples:

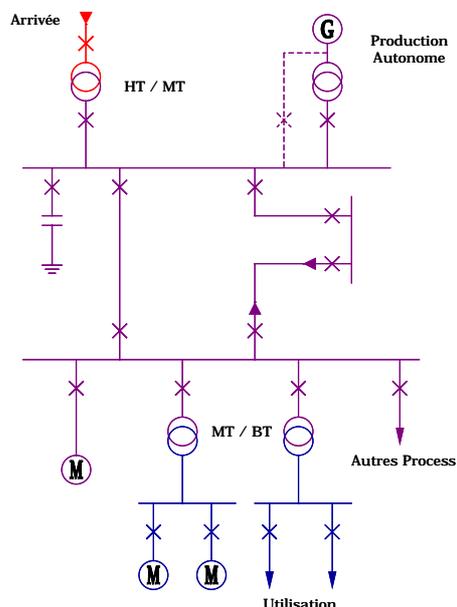
- simple jeu de barres
- double jeux de barres avec couplage ou transfert
-

2.2.5. Réseaux de distribution MT et d'utilisation BT

Chaque pays à ces règles propres, qui sont très bien définies :

ex: en France en HTA, mise à la terre du réseau par BPN avec limitation à 300 A en cas de réseau aérien ou 1000 A en cas de réseau souterrain expérience pour dans futur proche passé en Neutre Compensé.

2.2.6. Réseaux «Industriels»



Il s'agit de réseaux complexes répondant à des impératifs précis (ex: continuité de service pour production)

Ces réseaux étant privés, il est évident que seules les « règles de l'art » ont permis de définir le schéma du réseau compte tenu des différentes contraintes propres à une partie du site.

2.2.7. Transport d'énergie en courant alternatif et en courant continu

Actuellement l'énergie est transitée en courant alternatif (HT et THT) par des lignes aériennes (HT et THT)
câbles à isolement sec (HT et rares cas en THT)

A titre indicatif pour les lignes aériennes :
un conducteur Almélec 366² transite de 680 A (été) à 860 A (hiver)
un conducteur Almélec 570² transite de 890 A (été) à 1130 A (hiver)

L'augmentation de la section ne permet pas d'augmenter proportionnellement le courant transité (effet de « périphérie »), d'où nécessité de mettre plusieurs conducteurs par phases (en THT).

En pratique pas de limitation à la longueur des lignes aériennes, la fréquence d'oscillation propre de la ligne diminuant avec l'augmentation de la longueur, la fréquence d'oscillation de 50 Hz (qui poserait des problèmes de filtrage) n'est atteinte que pour $l > 1000$ km.

De plus des Dispositifs complémentaires (Réactance shunt, Compensateur d'Energie Réactive, Compensation Série) permettent de mieux adapter le transit (en tension, puissance et stabilité).

A titre indicatif pour les câbles secs :
un conducteur Aluminium 800² transite de 640 A (été) à 800 A (hiver)
un conducteur Aluminium 1000² transite de 700 A (été) à 850 A (hiver)
un conducteur Aluminium 1600² transite de 880 A (été) à 1050 A (hiver)

Comme pour les lignes aériennes, l'augmentation de la section ne permet pas d'augmenter proportionnellement le courant transité (effet de « périphérie »), d'où nécessité de mettre plusieurs conducteurs par phases.

Les câbles ne sont actuellement utilisés, à quelques exceptions près, que pour le niveau de tension HT.

La longueur critique d'un câble est provoquée par la forte capacité de service de celui-ci qui engendre un courant capacitif « parasite » qui circule et chauffe, inutilement, le conducteur dont la température de fonctionnement est de 70 à 75°

A titre indicatif en 60 kV, avec un câble alu de 800² transitant au maximum 640 A, la longueur critique sera

Courant capacitif fourni en service par 1 km de câble

$$I_c = 66 / \sqrt{3} \times 0.3 \times 10^3 \times 314 = 3.6 A / km$$



Longueur critique :

$$640 / 3.6 = 180 \text{ km}$$

Longueur que n'atteindra jamais une liaison 60 kV.

Par contre en effectuant le même calcul en 400 kV

Courant capacitif fourni en service par 1 km de câble

$$I_c = 400 / \sqrt{3} \times 0.3 \times 10^3 \times 314 = 21.8 \text{ A/km}$$

Longueur critique :

$$640 / 21.8 = 30 \text{ km}$$

Longueur que pourra atteindre une liaison 400 kV.

Il sera alors nécessaire d'installer une station de compensation (réactance absorbant la puissance réactive) tous les 15 km.

Les câbles secs sont donc, avec la technologie actuelle limitée à la « HT », avec quelques exceptions en « THT » (entrées dans les villes ex : Paris, liaisons sous-marines ex : Espagne – Maroc), pour des raisons techniques et de coût.

Nota :

Des développements sont en cours, pour remplacer l'isolant synthétique par un isolant gaz (Câble à Isolement Gaz, isolement par SF6 ou N).

Cette nouvelle technologie devrait permettre de résoudre certains problèmes techniques (puissance transitée, capacité) mais de nombreux aspects (montage, surveillance d'étanchéité, vieillissement) font que les C.I.G. ne sont utilisés actuellement que pour les faibles longueurs (ex : liaisons inter-cavernes dans les centrales hydroélectriques).

Liaison à courant continu, solution d'avenir ?

Les problèmes liés au courant alternatif disparaissent.

- capacité de transit supérieur
- maîtrise des échanges d'énergie entre réseaux
- indépendance des réseaux qu'elles interconnectent (différentes fréquences)
- possibilité d'utiliser des câbles de grande longueur
- coût de réalisation de la liaison plus réduite

De plus la technique de réalisation de telles liaisons est bien maîtrisée.

Par contre le coût de réalisation des stations de conversion en limite l'utilisation à des cas spécifiques :

dos à dos pour réseau non synchrone (ex : Itaïpu, Brésil en 60 Hz, Paraguay en 50 Hz).

liaison par câbles impératives de forte puissance (ex : IFA 2000 France- Angleterre).

interconnexion de 2 Réseaux alimentés par des liaisons très longues en alternatif (ex : Chandrapur en Inde)

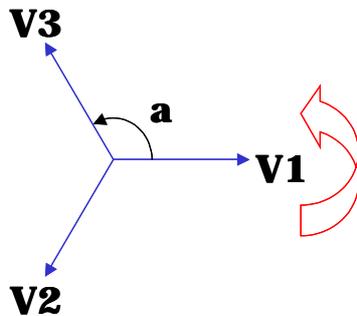
Conclusion:

Avec les contraintes actuelles, on peut supposer que durant la prochaine décennie, la transmission de l'énergie se fera par liaison courant alternatif, les lignes aériennes seront largement utilisées, les câbles secs seront limités à une tension maximale correspondant à la « HT » (sauf cas particuliers), on peut penser que pour des raisons écologiques l'utilisation des câbles se généralisera pour $U < 100$ kV.

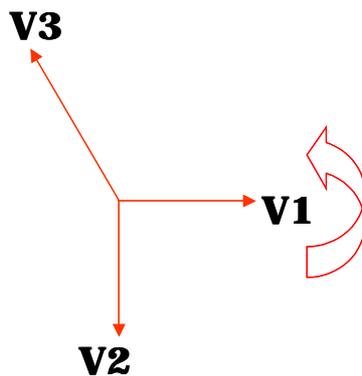
3. COMPOSANTES SYMETRIQUES

Un réseau triphasé sain dispose de 3 tensions égales (même amplitude) et déphasées entre elles de 120° (V_3 en retard de 120° sur V_2 , V_2 en retard de 120° sur V_1 , V_1 en retard de 120° sur V_3).

Les courants sont égaux ou non suivant la charge et déphasés entre eux de 120° .

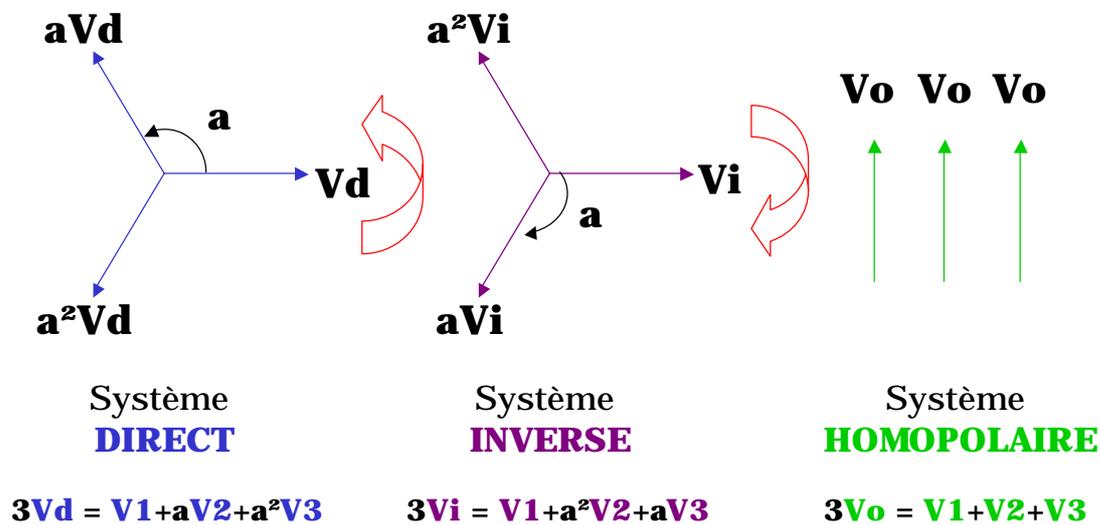


Quand il se produit une dissymétrie dans le réseau (défaut biphasé ou monophasé) le réseau triphasé cesse d'être équilibré, les tensions et courants ne sont plus égaux et le déphasage entre eux n'est plus de 120° .



Pour étudier les différents régimes (et notamment le régime déséquilibré) on a recours à la méthode des composantes symétriques :

TOUT SYSTEME TRIPHASE QUELCONQUE (COURANTS OU TENSIONS) PEUT ETRE DECOMPOSE EN 3 SYSTEMES EQUILIBRES (MEME AMPLITUDE DES VECTEURS ET DEPHASAGE DE 120°) :



SYSTEME DIRECT (à succession de phases directe : V_d, a^2V_d, aV_d)

SYSTEME INVERSE (à succession de phases inverse : V_i, aV_i, a^2V_i)

SYSTEME HOMOPOLAIRE (3 colinéaires V_o)

"a" est un opérateur de rotation $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique : $1 + a + a^2 = 0$

Inversement à partir du système direct, inverse et homopolaire on peut reconstituer le système triphasé quelconque (courants ou tensions)

UN SYSTEME TRIPHASE EQUILIBRE NE COMPORTE QUE LE SYSTEME DIRECT (RESEAU SAIN OU DEFAUT TRIPHASE)

En pratique est considéré comme système triphasé équilibré un système comportant moins de 1 % de composante inverse et homopolaire (EDF)

UN SYSTEME TRIPHASE DESEQUILIBRE COMPORTE LE SYSTEME DIRECT ET INVERSE (RESEAU SAIN A CHARGES DESEQUILIBREES OU EN DEFAUT BIPHASE ISOLE DE LA TERRE)

UN SYSTEME TRIPHASE EN DEFAUT A LA TERRE COMPORTE LE SYSTEME DIRECT, INVERSE ET HOMOPOLAIRE

LE COURANT DANS LE SYSTEME HOMOPOLAIRE N'APPARAÎT QU'EN CAS DE DEFAUT A LA TERRE ET QUE SI CELUI-CI PEUT SE REFERMER (NEUTRE DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE OU CAPACITES DU RESEAU)

3.1. Théorème de Fortescue (superposition)

Décomposition en composantes symétriques d'un système de tensions et courants : a, b, c

► Tensions :

$$\overline{V}_a = \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_o$$

$$\overline{V}_b = a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_o$$

$$\overline{V}_c = a \overline{V}_d + a^2 \overline{V}_i + \overline{V}_o$$

$$\overline{V}_1 \text{ ou } (\overline{V}_d) = (\overline{V}_a + a \overline{V}_b + a^2 \overline{V}_c) / 3$$

$$\overline{V}_2 \text{ ou } (\overline{V}_i) = (\overline{V}_a + a^2 \overline{V}_b + a \overline{V}_c) / 3$$

$$\overline{V}_0 \text{ ou } (\overline{V}_o) = (\overline{V}_a + \overline{V}_b + \overline{V}_c) / 3$$

► Courants :

$$\overline{I}_a = \overline{I}_d + \overline{I}_i + \overline{I}_o$$

$$\overline{I}_b = a^2 \overline{I}_d + a \overline{I}_i + \overline{I}_o$$

$$\overline{I}_c = a \overline{I}_d + a^2 \overline{I}_i + \overline{I}_o$$

$$\overline{I}_1 \text{ ou } (\overline{I}_d) = (\overline{I}_a + a \overline{I}_b + a^2 \overline{I}_c) / 3$$

$$\overline{I}_2 \text{ ou } (\overline{I}_i) = (\overline{I}_a + a^2 \overline{I}_b + a \overline{I}_c) / 3$$

$$\overline{I}_0 \text{ ou } (\overline{I}_o) = (\overline{I}_a + \overline{I}_b + \overline{I}_c) / 3$$

3.2. Exemple de décomposition de 3 Tensions en Composantes Symétriques

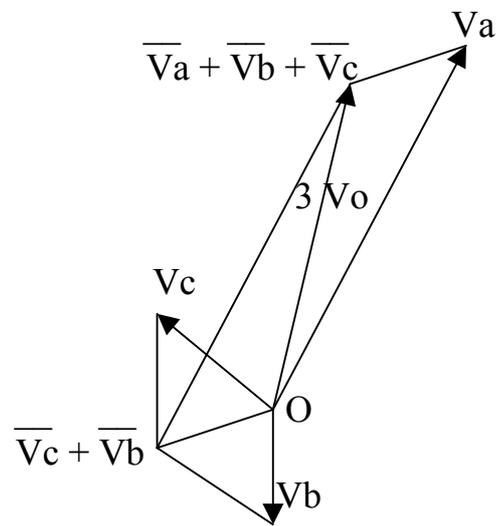
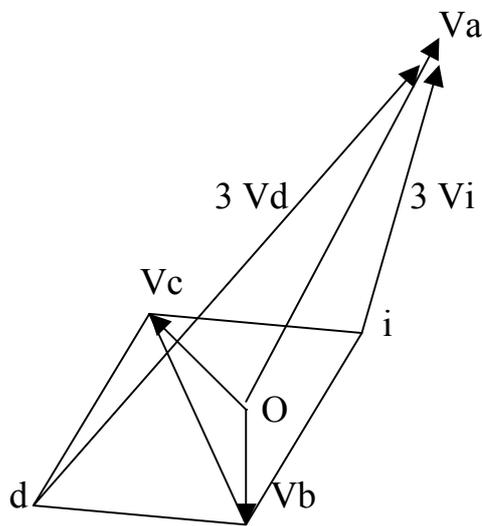
Méthode géométrique :

Système direct et inverse : construction de 2 triangles équilatéraux symétriques à partir de la droite $V_c - V_b$, sommets i (côté V_a) & d (opposé côté V_a) et extrémité V_a correspondent au triple des composantes directe et inverse.

Système homopolaire : somme vectorielle de $V_a + V_b + V_c$, vecteur résultant par rapport à O correspond au triple de la composante homopolaire.

SYSTEMES DIRECT ET INVERSE

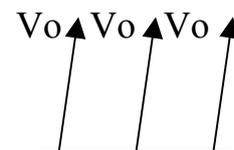
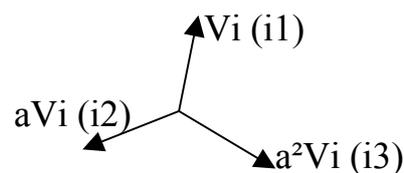
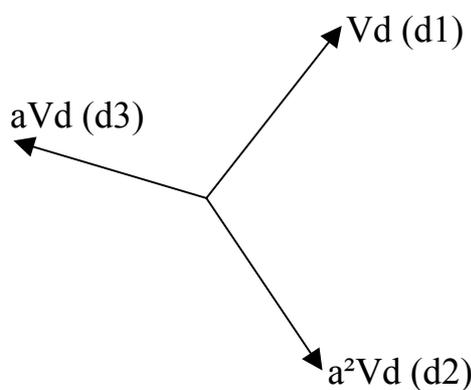
SYSTEME HOMOPOLAIRE



SYSTEME DIRECT

SYSTEME INVERSE

SYSTEME HOMOPOLAIRE



3.3. Exemple de décomposition de 3 Courants en Composantes Symétriques

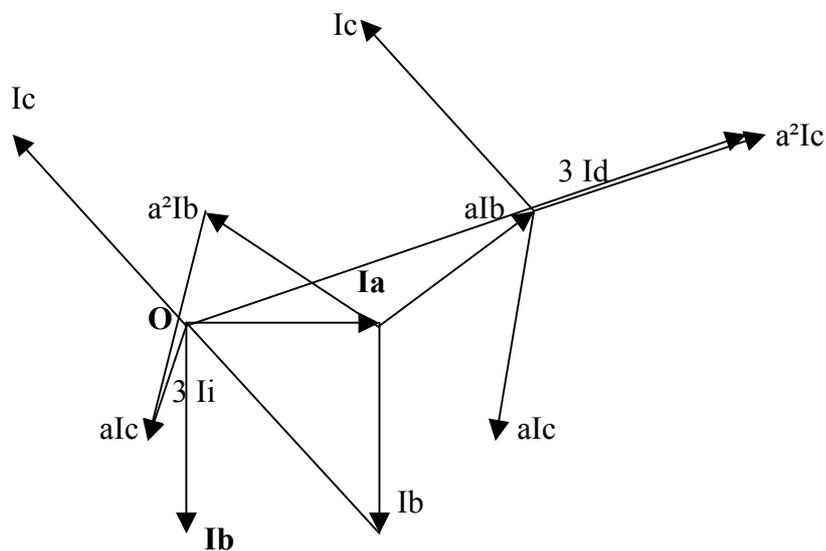
Méthode de base :

Application des formules :

$$\bar{I}_1 \text{ ou } (\bar{I}_d) = (\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c) / 3$$

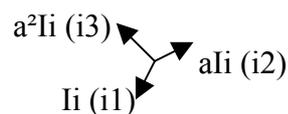
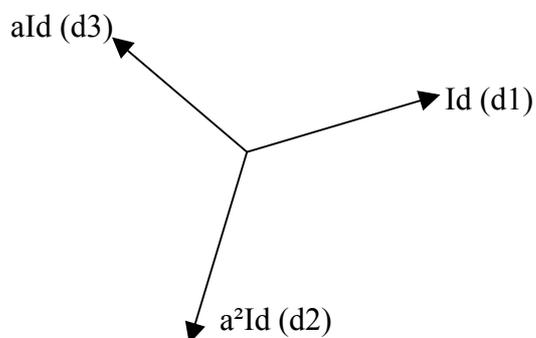
$$\bar{I}_2 \text{ ou } (\bar{I}_i) = (\bar{I}_a + a^2\bar{I}_b + a\bar{I}_c) / 3$$

$$\bar{I}_0 \text{ ou } (\bar{I}_o) = (\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) / 3$$



SYSTEME DIRECT

SYSTEME INVERSE



SYSTEME HOMOPOLAIRE NUL
($I_a + I_b + I_c = 0$)

Par analogie avec la loi d'Ohm :

A un système de composante directe (tension V_d & courant I_d) correspond une impédance directe Z_d :

$$Z_d = V_d / I_d$$

A un système de composante inverse (tension V_i & courant I_i) correspond une impédance inverse Z_i :

$$Z_i = V_i / I_i$$

A un système de composante homopolaire (tension V_o & courant I_o) correspond une impédance homopolaire Z_o :

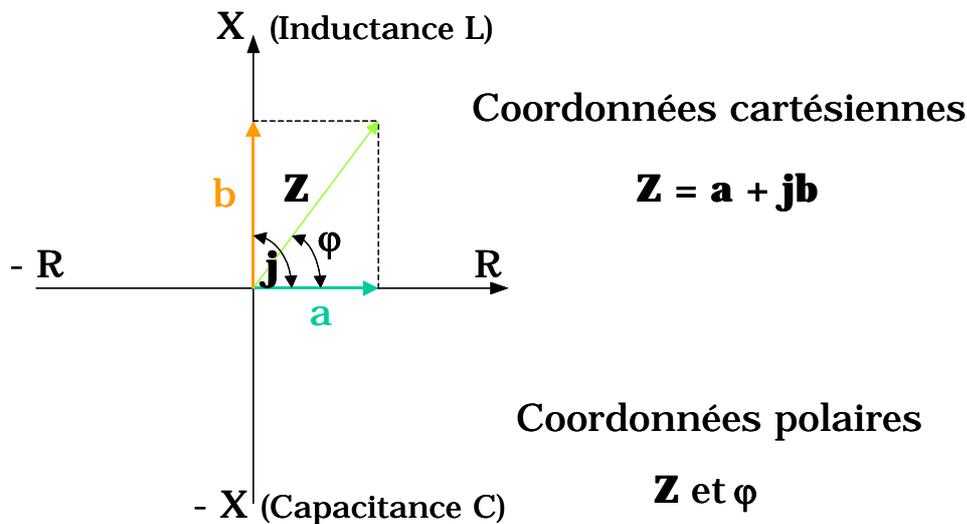
$$Z_o = V_o / I_o$$

ATTENTION A L'INFLUENCE DES HARMONIQUES SUR LES COMPOSANTES SYMETRIQUES.

TOUT SIGNAL DOIT ETRE DECOMPOSE, ET CHAQUE FREQUENCE HARMONIQUE ETUDIEE.

Pour éviter l'addition géométrique des vecteurs par la solution graphique, on a recours pour l'étude des problèmes d'électricité et de calcul de courant de court-circuit notamment, à la notation imaginaire « j », base du calcul par les nombres complexes.

4. LES NOMBRES COMPLEXES



TOUT VECTEUR PEUT ETRE PROJETE SUR DEUX AXES DE COORDONNEES RECTANGULAIRES OX & OY :

LA PROJECTION SUR L'AXE OX EST UN NOMBRE ALGEBRIQUE

LA PROJECTION SUR L'AXE OY EST UN NOMBRE ALGEBRIQUE PRECEDE DE L'OPERATEUR « j »

« j » est un opérateur vectoriel qui provoque une rotation de $+\pi/2$ au vecteur auquel l'opération a été appliqué

$$j^2 = -1$$

$$j^3 = -j$$

$$j^4 = 1$$

Cet opérateur imaginaire « j » sera éliminé des calculs dès qu'il sera élevé à une puissance paire.

Par analogie aux mathématiques :

L'AXE OX EST L'AXE DES NOMBRES REELS

L'AXE OY EST L'AXE DES NOMBRES IMAGINAIRES

Un nombre complexe s'exprime sous la forme :

$$Z = a + jb$$

Le module de Z est égal à :

$$Z = \sqrt{a^2 + b^2}$$

Si φ est l'angle du vecteur Z avec l'axe OX

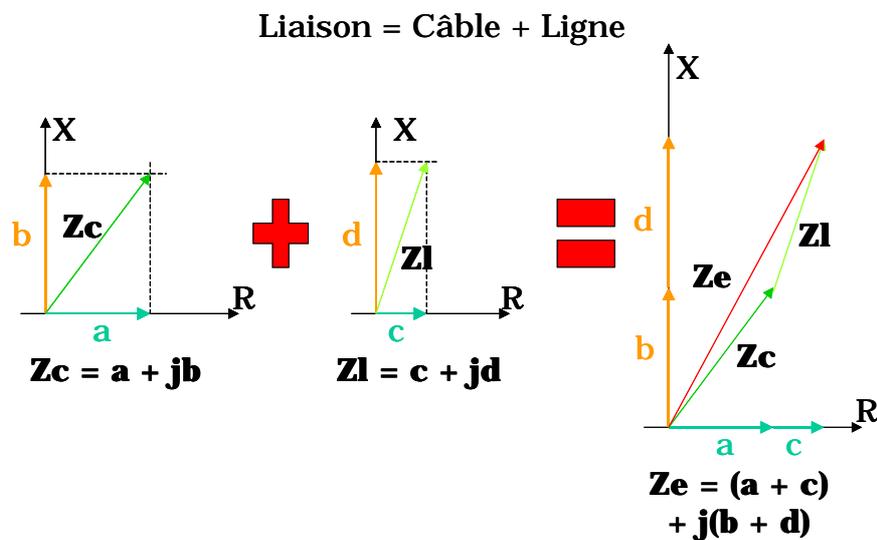
L'argument de Z (φ) est égal à :

$$\varphi = \text{Arctg} \frac{b}{a}$$

UN NOMBRE COMPLEXE EST PARFAITEMENT DEFINI LORSQUE L'ON CONNAIT SON MODULE ET SON ARGUMENT.

4.1. Opérations sur les nombres complexes

Addition de deux vecteurs : $Z_1 + Z_2$



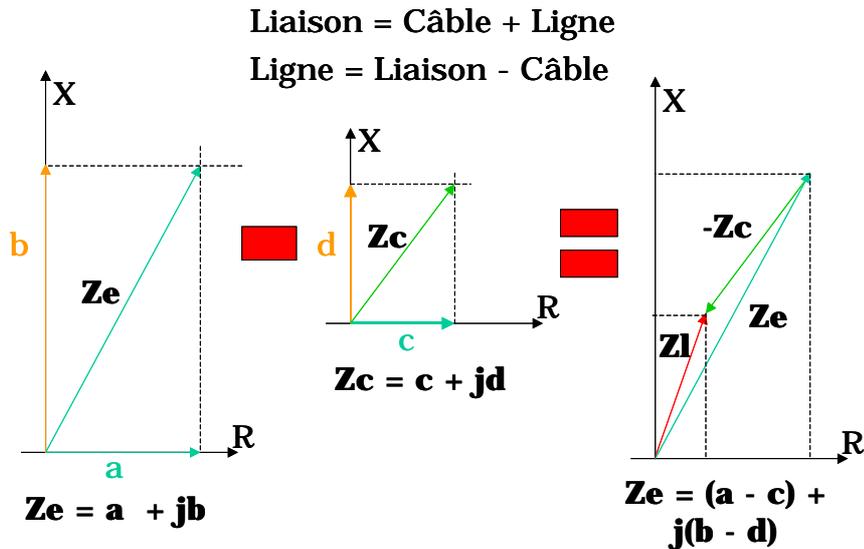
La somme des vecteurs $Z_1 = a + j b$ et $Z_2 = c + j d$ s'écrit

$$Z_1 + Z_2 = a + j b + c + j d = (a + c) + j (b + d)$$

$(a + c)$ est la partie réelle (projection sur l'axe OX)

$(b + d)$ est la partie imaginaire (projection sur l'axe OY)

Soustraction de deux vecteurs : $Z1 - Z2$



La différence des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit
 $Z1 - Z2 = a + j b - (c + j d) = (a - c) + j (b - d)$
 $(a - c)$ est la partie réelle (projection sur l'axe OX)
 $(b - d)$ est la partie imaginaire (projection sur l'axe OY)

Multiplication de deux vecteurs : $Z1 \times Z2$

Le produit des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit
 $Z1 \times Z2 = (a + j b) \times (c + j d) = ac + j da + j bc + j^2 bd$
 comme $j^2 = -1$
 $Z1 \times Z2 = (ac - bd) + j (da + bc)$

Division de deux vecteurs : $Z1 / Z2$

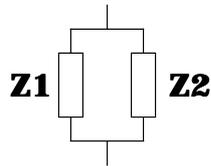
Le quotient des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit

$$\frac{Z1}{Z2} = \frac{a + jb}{c + jd} = \frac{(a + jb) \times (c - jd)}{(c + jd) \times (c - jd)} = \frac{(ac - jda + jbc + bd)}{c^2 + d^2} = \frac{ac + bd}{c^2 + d^2} + j \frac{bc - da}{c^2 + d^2}$$

$c - j d$ étant la quantité conjuguée de $c + j d$

Equivalence à deux vecteurs en parallèle : Z1 // Z2

Sans équivalence physique mais nécessaire pour le calcul: par exemple 2 liaisons en parallèle



$$Z_e = \frac{Z1 * Z2}{Z1 + Z2}$$

ou transposition étoile triangle

Soit 2 vecteurs Z1 = a + j b et Z2 = c + j d en parallèle le nombre complexe résultant s'écrit :

$$Z = \frac{Z1 \times Z2}{Z1 + Z2}$$

$$Z = \frac{(a + jb) \times (c + jd)}{(a + jb) + (c + jd)} = \frac{ac + jda + jbc + j^2bd}{(a + c) + j(b + d)} = \frac{ac + jda + jbc - bd}{(a + c) + j(b + d)} = \frac{(ac - bd) + j(bc + da)}{(a + c) + j(b + d)}$$

$$Z = \frac{[(ac - bd) + j(bc + da)] \times [(a + c) - j(b + d)]}{[(a + c) + j(b + d)] \times [(a + c) - j(b + d)]}$$

(a + c) - j (b + d) étant la quantité conjuguée de (a + c) + j (b + d)

en posant :

$$ac - bd = a'$$

$$bc + da = b'$$

$$a + c = c'$$

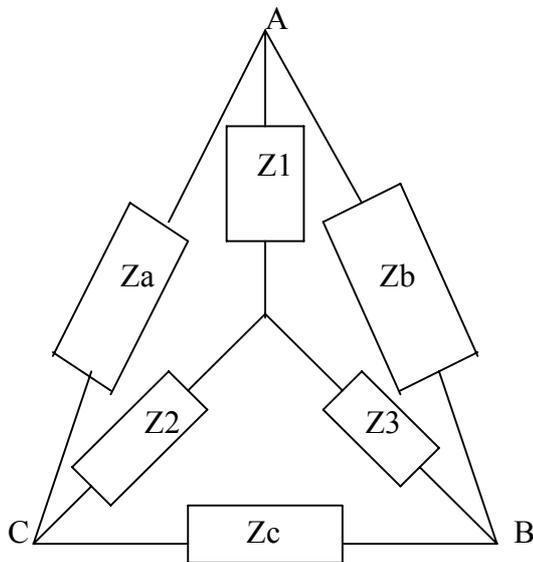
$$b + d = d'$$

$$Z = \frac{(a' + jb') \times (c' - jd')}{(c' + jd') \times (c' - jd')} = \frac{a'c' - jd'a' + jb'c' + b'd'}{c'^2 - jd'c + jd'c + d'^2} = \frac{a'c' - jd'a' + jb'c' + b'd'}{c'^2 + d'^2} = \frac{a'c' + b'd'}{c'^2 + d'^2} + j \frac{b'c' - d'a'}{c'^2 + d'^2}$$

d'où

$$Z = \frac{[(ac - bd) \times (a + c)] + [(bc + da) \times (b + d)]}{(a + c)^2 + (b + d)^2} + j \frac{[(bc + da) \times (a + c)] - [(b + d) \times (ac - bd)]}{(a + c)^2 + (b + d)^2}$$

Transposition étoile triangle



A partir d'un triangle ABC formé des impédances :

$$Z_a = a + j b$$

$$Z_b = c + j d$$

$$Z_c = e + j g$$

On peut définir l'étoile équivalente ABC qui sera formée des 3 impédances équivalentes Z_1 , Z_2 , Z_3 avec :

$$Z_1 = (Z_a \times Z_b) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

$$Z_2 = (Z_b \times Z_c) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

$$Z_3 = (Z_a \times Z_c) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

Des formules précédentes d'addition de vecteurs, de multiplication de vecteurs et de division de vecteurs, l'étoile équivalente et ceci quelque soit le module et l'argument des vecteurs est :

$$Z_1 = u + j v \text{ avec}$$

$$u = [(ac - bd)(a + c + e) + (b + d + g)(da + bc)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$v = [(da + bc)(a + c + e) - (b + d + g)(ac - bd)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$Z_2 = w + j x \text{ avec}$$

$$w = [(ce - dg)(a + c + e) + (b + d + g)(gc + de)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$x = [(gc + de)(a + c + e) - (b + d + g)(ce - dg)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$Z3 = y + j z$ avec

$$y = [(ae - gb)(a + c + e) + (b + d + g)(ga + be)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$z = [(ga + be)(a + c + e) - (b + d + g)(ae - gb)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

Nota :

Cette transposition triangle-étoile sera, éventuellement, par la suite nécessaire pour effectuer les calculs d'impédance d'un réseau présentant cette configuration triangle (réseau type interconnecté).

4.2. Les nombres complexes dans les calculs électriques

Les 3 notions fondamentales qui interviennent dans les calculs électriques sont

Résistance R

Réactance $L\omega$

Capacitance $1/C\omega$

L'expression de la Résistance R reste inchangée et est égale à R en notation complexe (partie réelle sur l'axe OX)

L'expression de la Réactance $L\omega$, est modifiée pour tenir compte du déphasage du courant de $\pi/2$ arrière sur la tension, est égale à $j L\omega$ en notation complexe (partie imaginaire sur l'axe positif OY)

L'expression de la Capacitance $1 / C\omega$, est modifiée pour tenir compte du déphasage du courant de $\pi/2$ avant sur la tension, est égale à $-j / C\omega$ en notation complexe (partie imaginaire sur l'axe négatif OY)

Une impédance composée des 3 éléments ci-dessus en série s'écrivent donc en notation complexe :

$$Z = R + jL\omega - \frac{j}{C\omega} = R + j\left(L\omega - \frac{1}{C\omega}\right)$$

NOTA SUR LA SIMPLIFICATION DE CALCUL :

UNE SIMPLIFICATION PEUT ETRE RETENUE LORSQUE L'OPERATION A REALISER EST FAITE SUR DES VECTEURS AYANT UN ARGUMENT (ANGLE φ) DE MEME ORDRE DE GRANDEUR (EXEMPLE CALCUL DE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE DE 2 LIGNES DE MEME CARACTERISTIQUES EN PARALLELE). DANS CE CAS ON PEUT UTILISER LE SEUL MODULE ET LES OPERATIONS DEVIENNENT

Addition de deux vecteurs: $Z1 + Z2$

La somme des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} + \sqrt{c^2 + d^2}$$

Soustraction de deux vecteurs: $Z1 - Z2$

La différence des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} - \sqrt{c^2 + d^2}$$

Multiplication de deux vecteurs: Z1 x Z2

Le produit des vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} \times \sqrt{c^2 + d^2}$$

Equivalence à deux vecteurs en parallèle : Z1 // Z2

Soit 2 vecteurs $Z1 = a + j b$ et $Z2 = c + j d$ en parallèle l'impédance résultante s'écrit :

$$Z = \frac{Z1 \times Z2}{Z1 + Z2} = \frac{\sqrt{a^2 + b^2} \times \sqrt{c^2 + d^2}}{\sqrt{a^2 + b^2} + \sqrt{c^2 + d^2}}$$

Transposition triangle étoile de trois vecteurs : Za, Zb, Zc

Soit 3 vecteurs $Za = a + j b$ & $Zb = c + j d$ et $Zc = e + j g$ en triangle, l'impédance équivalente en étoile s'écrit :

$$Z1 = \frac{(\sqrt{a^2 + b^2}) \times (\sqrt{c^2 + d^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

$$Z2 = \frac{(\sqrt{c^2 + d^2}) \times (\sqrt{e^2 + g^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

$$Z3 = \frac{(\sqrt{a^2 + b^2}) \times (\sqrt{e^2 + g^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

5. ALTERNATEURS ET TRANSFORMATEURS

5.1. Alternateurs

Pour pouvoir étudier le courant de défaut fourni par l'alternateur, en fonction du temps, le courant de court-circuit est analysé d'une manière particulière : la réactance directe de l'alternateur varie avec le temps.

Valeur de crête à 10 ms du courant de court-circuit :

$$I_c = I_n \times \sqrt{2} \times \left[\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-0.01/T''d} + \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-0.01/T'd} + \left(\frac{1}{X_d} \right) + \frac{1}{X''d} e^{-0.01/Ta} \right]$$

Valeur du courant de court-circuit apériodique à l'instant t :

$$I_a = \frac{I_n \times \sqrt{2}}{X''d} e^{-t/Ta}$$

Valeur efficace symétrique du courant de court-circuit à l'instant t :

$$I_c = I_n \times \left[\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-t/T''d} + \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T'd} + \left(\frac{1}{X_d} \right) \right]$$

Le courant de court-circuit I_{cc} à l'instant t est la somme du courant apériodique (à l'instant t) et du courant sinusoïdal amorti (à l'instant t) dont la valeur efficace symétrique est donné ci-dessus.

A ce courant de court-circuit I_{cc} (à l'instant t) correspond une impédance $Z_{ccd} = V_n / I_{cc}$

V_n = tension simple efficace

I_n = courant nominal de l'alternateur

$X''d$ = réactance subtransitoire

$X'd$ = réactance transitoire

X_d = réactance synchrone

$T''d$ = constante de temps subtransitoire

$T'd$ = constante de temps transitoire

Ta = constante de temps apériodique

En notation complexe l'impédance directe de l'alternateur Z_{ccd} s'écrit : $j X_{da}$ (la partie résistance R_{da} étant négligeable devant X_{da})

$$X_{da} = Z_{ccd} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

Nota :

Compte tenu des temps de fonctionnement des protections et disjoncteurs, le temps t intéressant est compris entre 60 et 100 ms.

Compte tenu des constantes de temps de la machine, la formule de calcul peut se simplifier en ne prenant en compte que la période transitoire, on a alors :

$$X_{da} = X' d \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

En régime de composante inverse, la réactance inverse de l'alternateur est fixe, et l'impédance inverse équivalente se calcule :

$$X_{ia} = X_i \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

En notation complexe l'impédance inverse de l'alternateur Z_{ccd} s'écrit : $j X_{ia}$ (la partie résistance R_{ia} étant négligeable devant X_{ia})

En régime de composante homopolaire, la réactance homopolaire de l'alternateur est fixe mais négligée pour le réseau, le couplage triangle – étoile du transformateur de groupe isole, sur le plan de l'homopolaire, l'alternateur du reste du réseau.

Du point de vue de l'alternateur côté MT, pour des questions de possibilité de remise en état du stator après un défaut, la mise à la terre du stator se fait au travers d'une résistance R_s limitant le courant I_t de l'ordre de 5 à 15 A

$$R_s = V_n / I_t$$

En notation complexe l'impédance homopolaire de l'alternateur (vu côté MT) s'écrit : R_s (la partie réactance homopolaire X_{oa} étant négligeable devant R_s)

Ordres de grandeur des impédances et constantes de temps des alternateurs standards

a) (> 10 MVA à 300 MVA)

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
$X'' d$ (P.U.)	0.15 – 0.35	0.1 – 0.3
$X' d$ (P.U.)	0.2 – 0.5	0.15 – 0.35
X_d (P.U.)	0.8 – 1.2	1.2 – 2.5
X_i (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.35
$T'' d$ (s)	0.015 – 0.055	0.015 – 0.055
$T' d$ (s)	0.4 – 2.5	0.2 – 1.2
T_a (s)	0.05 – 0.25	0.05 – 0.25

b) (1 MVA < Sn < 10 MVA)

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
X''d (P.U.)	0.15 – 0.25	0.1 – 0.2
X'd (P.U.)	0.15 – 0.45	0.15 – 0.3
Xd (P.U.)	1 – 1.5	2 – 3.5
Xi (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.3
T''d (s)	0.015 – 0.035	0.02 – 0.03
T'd (s)	0.3 – 0.5	0.2 – 0.3
Ta (s)	0.03 – 0.08	0.03 – 0.08

5.2. Transformateurs

La tension de court-circuit Ucc sert à calculer l'impédance directe du transformateur Zdtr

$$Zdtr = Ucc \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

Pour les transformateurs HTA / BT < 2.5 MVA, la norme impose des valeurs de tension de court-circuit comprises entre 4 & 6 %

Ordres de grandeurs de Ucc

a) Transformateurs immergés suivant norme NFC 52.112.1 (juin 1994)

Sn (KV A)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6

b) Transformateurs secs suivant norme NFC 52.115 (février 1994)

Sn (KVA)	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Ucc (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

c) Transformateurs immergés suivant norme UTE C 52-100 ($S_n \leq 100$ MVA)

$2.5 < S_n < 3.15$	$3.151 < S_n < 6.3$	$6.301 < S_n < 12.5$	$12.501 < S_n < 25$	$25.001 < S_n < 100$	$S_n > 100$
$U_{cc} = 6.25\%$	$U_{cc} = 7.15\%$	$U_{cc} = 8.35\%$	$U_{cc} = 10\%$	$U_{cc} = 12.5\%$	de 12.5 à 20%

La réactance de fuite totale du transformateur dépend du niveau d'isolement de l'enroulement HT, plus le niveau d'isolement augmente et plus la réactance de fuite augmente, entraînant une augmentation de l'impédance de court-circuit donc de la tension de court-circuit.

La tolérance sur les valeurs de tension de court-circuit est de $\pm 10\%$

d) Ordres de grandeur des tensions de court-circuit en fonction de la tension primaire et de la puissance

S_n (MVA)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)	U_n (KV)
	3.3	6.6	11	20	33	66	132	275	400
1	4.5-5%	4.5-6%	4.5-6%	5-6%	5-6%	6%	-	-	-
5	-	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	7.5%	-	-	-
10	-	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	10%	-	-
15	-	12-15%	12-15%	12-15%	12-15%	10-11%	10%	-	-
30	-	-	-	-	12.5%	10-11%	10%	-	-
45	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
60	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
90	-	-	-	-	-	-	15-22.5%	-	-
120	-	-	-	-	-	-	-	15-20%	-
210	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
425	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
600	-	-	-	-	-	-	-	17%	14-16%
800	-	-	-	-	-	-	-	-	14-16%

Les impédances

L'impédance directe Z_{dtr} du transformateur peut être considérée comme une réactance pure

En notation complexe l'impédance directe du transformateur Z_{dtr} s'écrit : $j X_{dtr}$ (la partie résistance R_{dtr} étant négligeable devant X_{dtr})

$$X_{dtr} = U_{cc} \times \frac{U_n^2 (kV)}{S_n (MVA)}$$

L'impédance inverse Z_{itr} du transformateur est égale à son impédance directe Z_{dtr} .

En notation complexe l'impédance inverse du transformateur Z_{itr} s'écrit : $j X_{itr}$ (la partie résistance R_{itr} étant négligeable devant X_{itr})

$$X_{itr} = X_{dtr} = U_{cc} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

La réactance homopolaire X_{otr} du transformateur dépend de son couplage, de la mise à la terre ou non du neutre, du type de circuit magnétique (à 3 colonnes ou plus), d'une manière plus générale la réactance homopolaire dépend des possibilités de rebouclage des courants de défauts à la terre.

<u>Couplage Primaire</u>	<u>Couplage secondaire</u>	<u>Impédance homopolaire Z_{otr} vue du Primaire</u>	<u>Impédance homopolaire Z_{otr} vue du secondaire</u>
Y	d	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
D	d	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
D	yn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$
YN à la terre directe	d	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$	$Z_{otr} = \infty$
D	y	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
Y	y	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
Y	yn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	Flux libre, $Z_{otr} = \infty$ Flux forcé, $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$
Y	zn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = 1/10 Z_{dtr}$ (1 à 5%)
YN à la terre directe	yn à la terre directe	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$ si le secondaire comporte un triangle ou une autre mise à la terre (donc au minimum 2)	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$ si le primaire comporte un triangle ou une autre mise à la terre (donc au minimum 2)
YN à la terre directe	yn à la terre directe	si le secondaire ne comporte pas de triangle ni d'autre mise à la terre. $Z_{otr} = \infty$ (Flux libre) $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$ (Flux forcé)	si le primaire ne comporte pas de triangle ni d'autre mise à la terre. $Z_{otr} = \infty$ (Flux libre) $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$ (Flux forcé)

Nota :

Si le neutre est mis à la terre non pas directement mais par l'intermédiaire d'une impédance Z_n , du point de vue homopolaire cette impédance compte triple.

► **Exemple :**

Transformateur D11 yn, si le neutre côté secondaire est mis à la terre par une impédance Z_n , l'impédance homopolaire Z_o vue du secondaire sera $Z_o = Z_{dtr} + 3 Z_n$

Transformateurs et harmoniques

Un transformateur de puissance est le siège de circulation d'harmoniques dont les principaux rangs sont 2 & 5, et lorsque le neutre du transformateur est mis à la terre de l'harmonique de rang 3.

a) Harmonique 2

Le courant d'enclenchement du transformateur comporte un pourcentage très important de H2 (>20%) que l'enclenchement ait lieu à vide ou en charge.

Le courant d'enclenchement, n'apparaissant que du côté de l'enclenchement, crée un courant différentiel. Une correction pourra être apportée par la détection de présence de H2 (voir protection différentielle transformateur).

b) Harmonique 5

Si le transformateur de puissance est soumis à une surtension extérieure, il peut se produire une saturation du transformateur.

Cette saturation du transformateur provoquera une augmentation du courant magnétisant qui comportera un pourcentage très important de H5 (cette présence H5 pourra être utilisée pour éviter de trop désensibiliser une protection différentielle).

Le taux de H5 dépendra évidemment de la valeur de la surtension et de l'induction du transformateur pour les valeurs nominales (pour des raisons économiques le transformateur est dimensionné pour fonctionner à la limite de la saturation de l'ordre de 1.8 T avec les matériaux magnétiques courants).

c) Harmonique 3

Par opposition aux harmoniques 2 & 5 qui sont provoqués directement par le transformateur, l'harmonique 3 provient du réseau (charges à caractéristiques non linéaires comme groupes de conversion, fours à arc, équipements comportant des inductances à noyau de fer saturable etc...ou pendant les régimes transitoires avec composantes apériodiques).

Chaque phase du réseau triphasé comportera un certain taux de H3, les 3 composantes de H3 seront en phase et donc leurs sommes non nulles.

Même en absence de défaut à la terre il circulera dans la liaison de mise à la terre un courant H3 (et multiples de 3).

Si le seuil d'une protection de terre est faible, il sera nécessaire de tenir compte de H3 (ou de filtrer).

Ceci est applicable à toute liaison de mise à la terre (BPN, Générateur etc...)

6. LIGNES AERIENNES ET CABLES HT

NEUTRES DIRECTS A LA TERRE

(VALEURS EN 50 Hz)

6.1. Lignes aériennes

- Rd de 0.1 à 0.25 Ω /km (ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Rd de 0.01 à 0.07 Ω /km (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Xd de 0.35 à 0.45 Ω /km (ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Xd de 0.25 à 0.35 Ω /km (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- θ_d de 60 à 75° (ligne HT à 1 conducteur par phase).
- θ_d de 80 à 87° (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Ro de 0.1 à 1 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne).
- Xo sans fil de garde de 1 à 1.5 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Xo sans fil de garde de 0.9 à 1.4 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Xo avec fil de garde de 0.7 à 1 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Xo avec fil de garde de 0.6 à 0.9 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Rapport Xo/Xd sans fil de garde de 2.5 à 4 (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Rapport Xo/Xd sans fil de garde de 3 à 4.5 (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Rapport Xo/Xd avec fil de garde de 2 à 3 (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).
- Rapport Xo/Xd avec fil de garde de 2.5 à 3 Ω /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).
- Capacité de service (conducteurs-terre) de 0.01 μ F/km

Nota :

Les valeurs ci dessus sont données pour 50 Hz. Pour 60 Hz multiplier les valeurs de réactance par 1.2

En notation complexe l'impédance directe d'une ligne s'écrit : $Z_d = R_d + j X_d$

En notation complexe l'impédance homopolaire d'une ligne s'écrit : $Z_o = R_o + j X_o$

L'impédance inverse d'une ligne est égale à son impédance directe.

En notation complexe l'impédance inverse d'une ligne s'écrit :

$$Z_i = Z_d = R_d + j X_d = R_i + j X_i$$

6.2. Lignes aériennes compensées "série"

Dans le cas de lignes très longues, pour réduire « fictivement » la réactance de ligne permettant une meilleure stabilité (et modifier la constante de propagation et la fréquence propre d'oscillation de la ligne, $f_0 = 1 / (2 \pi \sqrt{LC})$) on dispose en série avec la ligne des capacités.

Celles-ci sont généralement placées à chaque extrémité de ligne et «compensent» chacune entre 15 & 30 % de la réactance de ligne, soit une «compensation» totale de 30 à 60 %.

Il ne faut pas confondre les compensations « SERIE » par capacités faites pour réduire l'impédance de la ligne, et les compensations « SHUNT » par réactances faites pour compenser le courant capacitif fourni par la capacité de la ligne.

6.3. Câbles secs HT

- Rd de 0.05 à 0.25 Ω /km
- Xd de 0.1 à 0.25 Ω /km
- θ_d de 30 à 80°
- Capacité par rapport à la terre Cs : 0.25 à 0.35 μ F/km

Nota :

Il n'est pas possible de donner des valeurs de référence en régime homopolaire, ceux-ci étant variables d'un câble à l'autre (possibilité de trouver des angles négatifs par exemple).

6.4. Valeurs d'impédances à mémoriser

6.4.1. Lignes aériennes :

$$Z_d = 0.1 + j 0.4 \Omega/\text{km}$$

$$Z_o/Z_d = 3$$

Puissance réactive (capacitive) fournie : 0.5 kVAR / km / kV

6.4.2. Câbles secs HT

$$Z_d = 0.15 + j 0.15 \Omega/\text{km}$$

$$C_s = C_o = 0.3 \mu\text{F}/\text{km}$$

7. CALCUL DES COURANTS DE DEFAUT

LA CONNAISSANCE DU NIVEAU DE COURANT DE DEFAUT EST NECESSAIRE POUR DEFINIR CORRECTEMENT LES CARACTERISTIQUES DE LA CHAINE : CAPTEURS + PROTECTION + DISJONCTEUR.

Les défauts entre phases et par rapport à la terre pouvant intervenir dans un réseau électrique sont les suivants :

DEFAUTS ISOLES DE LA TERRE :

- DEFAUT TRIPHASE
- DEFAUT BIPHASE

DEFAUTS AVEC POINT COMMUN A LA TERRE :

- DEFAUT TRIPHASE A LA TERRE
- DEFAUT BIPHASE A LA TERRE
- DEFAUT MONOPHASE A LA TERRE

Nota :

Est considéré comme défaut triphasé, un défaut mettant en cause SIMULTANEMENT les 3 phases par opposition à tout défaut évolutif (ex : défaut biphasé évoluant par la suite en défaut triphasé), ceci est vrai pour tous les types de défauts.

Le défaut triphasé est un défaut SYMETRIQUE ne nécessitant pas l'utilisation des Composantes Symétriques, mais les composantes symétriques s'appliquant même au réseau équilibré, les calculs seront menés avec les grandeurs des composantes symétriques.

Le calcul du défaut triphasé isolé de la terre ou avec un point commun à la terre ne présente pas de différence, il n'y a pas de circulation de courant homopolaire dans les 2 cas mais fixation du potentiel des phases au potentiel de la terre dans le cas du défaut avec point commun à la terre.

LES IMPEDANCES INTERVENANT DANS LES CALCULS CI-APRES SONT CELLES VUES AU POINT DE DEFAUT DONC FAISANT INTERVENIR TOUTES LES IMPEDANCES AMONT.

- **Zd = impédance directe amont au point de défaut**
- **Zi = impédance inverse amont au point de défaut**
- **Zo = impédance homopolaire amont au point de défaut**

Nota :

Si le défaut calculé se trouve éloigné des alternateurs (donc dans le réseau) il sera pris **Zi = Zd** (ce qui est rigoureusement exact pour les transformateurs et liaisons).

En posant :

Vn = tension simple nominale du réseau

Un = tension composée nominale du réseau

7.1. Méthodologie de calcul des courants de défaut

UN COURANT DE DEFAUT I_d SE CALCULE SOUS LA FORME

$$I_d = U \text{ (force électromotrice)} / \text{(impédance limitant le courant de défaut)}$$

LA TENSION U SE CHOISIT ARBITRAIREMENT, MAIS LE COURANT I_d CORRESPONDRA A CE NIVEAU DE TENSION DE CALCUL ET DEVRA DONC ETRE RAMENE AU NIVEAU DE LA TENSION OU LE COURANT DE DEFAUT SOUHAITE ETRE CONNU :

$$I_d \text{ (tension désirée)} = I_d \text{ (tension de calcul)} \times \text{(tension de calcul / tension désirée)}$$

►Exemple :

Un courant de défaut de 1 kA (défaut en 20 kV) mais calculé sous 60 kV correspondra à un courant de 3 kA en 20 kV :

$$I_d \text{ (tension désirée 20 kV)} = 1 \text{ kA (tension de calcul 60 kV)} \times \text{(tension de calcul 60 kV / tension désirée 20 kV)} = 1 \times (60/20) = 3 \text{ kA}$$

L'IMPEDANCE LIMITANT LE COURANT DE DEFAUT EST L'IMPEDANCE TOTALE AMONT (SOMME DE TOUTES LES IMPEDANCES AMONT), ELLE DEVRA ETRE CALCULEE A UNE TENSION DE CALCUL UNIQUE.

VALEURS RELATIVES : CALCUL SOUS LE NIVEAU DE TENSION (QUEL QUE SOIT LE NIVEAU DE TENSION SOUS LEQUEL CETTE VALEUR A ETE COMMUNIQUEE)

►Exemple : Transformateur

Pour une puissance $S_n = 5 \text{ MVA}$, une tension d'utilisation de 20 kV, une impédance relative de 10 %, et une tension de calcul de 60 kV, l'impédance servant au calcul sera :

$$Z(\Omega) = Z_{rel} \times \frac{U_n^2(kV)}{S_n(MVA)} = 0.1 \times \frac{60^2}{5} = 72\Omega$$

VALEURS ABSOLUES : LA VALEUR D'IMPEDANCE S'APPLIQUE AU NIVEAU D'UTILISATION ET CALCUL SOUS UN NIVEAU DE TENSION DIFFERENT.

TOUTES LES IMPEDANCES SONT RAMENEES A LA TENSION DE CALCUL EN MULTIPLIANT LES VALEURS D'IMPEDANCES DONNEES SOUS LE NIVEAU D'UTILISATION PAR (TENSION DE CALCUL / TENSION D'UTILISATION)².



►Exemple : Liaison

Une liaison, sous 20 kV, présente une impédance de $Z_l = 3 + j 6 \Omega$ avec une tension de calcul de 60 kV, l'impédance servant au calcul sera :

$$Z = Z_l \times \left(\frac{Z_{calcul}}{Z_{utilisation}} \right)^2 = (3 + j6) \times \left(\frac{60}{20} \right)^2 = 27 + j54 \Omega$$

SE RAPPELER QUE LA SOMMATION DES IMPEDANCES SE FAIT UNIQUEMENT POUR DES IMPEDANCES CALCULEES POUR UN MEME NIVEAU DE TENSION ET SOUS FORME DE NOMBRES COMPLEXES.

7.2. Défaits isolés de la terre et avec point commun à la terre

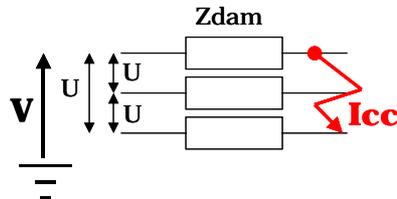
7.2.1. Défaits isolés de la terre

a) DEFAUT TRIPHASE

$$\overline{V_1} = \overline{V_2} = \overline{V_3}$$

$$I_d = \frac{V_n}{Z_d} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_d}$$

$$V_i = V_o = 0$$



b) DEFAUT BIPHASE (ex : 2 & 3)

$$\overline{V_2} = \overline{V_3}$$

$$\overline{I_1} = 0$$

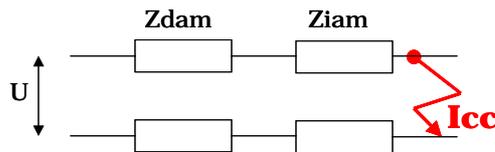
$$\overline{I_2} + \overline{I_3} = 0$$

$$I_2 = \frac{(a^2 - a)}{Z_i + Z_d} \times V_n$$

$$I_3 = \frac{(a - a^2)}{Z_i + Z_d} \times V_n$$

si $\overline{Z_d}$ et $\overline{Z_i}$ ont même argument

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{Z_d + Z_i} = \frac{U_n}{Z_d + Z_i}$$



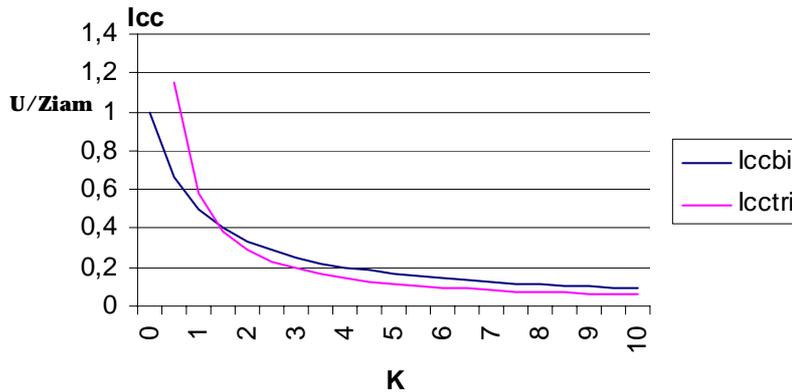
Si le défaut est suffisamment éloigné des alternateurs : $Z_d = Z_i$

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{2Z_d} = \frac{U_n}{2Z_d} = \frac{\sqrt{3} \times I_d}{2} = 0.866 I_d$$

Si le défaut est proche des alternateurs Z_d est différent de Z_i (la réactance inverse d'un alternateur a une valeur proche de la réactance subtransitoire, la réactance directe varie en fonction du temps). On pose $Z_d = kZ_i$ et on a alors :

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{kZ_i + Z_i} = \frac{U_n}{(k+1)Z_i} = \frac{k \times \sqrt{3} \times I_d}{k+1}$$

Evolution des courant de défaut Iccbi et Iccbi lorsqu'on est proche des alternateurs



7.2.2. Défaits avec un point commun à la terre

a) DEFAUT BIPHASE A LA TERRE (ex : 2 & 3 & T)

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 \text{ et } \bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o$$

$$\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

$$\text{en posant : } \bar{Z} = (\bar{Z}_i \times \bar{Z}_o) / \bar{Z}_i + \bar{Z}_o$$

$$I_2 = \frac{(a^2 - 1)Z_i + (a^2 - a)Z_o}{Z^2} \times V_n$$

$$I_3 = \frac{(a - 1)Z_i + (a - a^2)Z_o}{Z^2} \times V_n$$

Si Z_d , Z_i et Z_o ont le même argument on a en module :

b) DEFAUT MONOPHASE A LA TERRE (ex : 1 & T)

$$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2}}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} \times V_n \times \sqrt{3} = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2}}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} \times U_n$$

$$\bar{V}_1 = 0 \text{ et } \bar{I}_2 = \bar{I}_3$$

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o$$

$$\bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0$$

$$\text{Si } Z_d, Z_i \text{ et } Z_o \text{ ont le même argument on a en module : } I_1 = \frac{3 \times V_n}{Z_d + Z_i + Z_o} = \frac{U_n \times \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

EN PRATIQUE SEULS LES CALCULS DE DEFAUTS TRIPHASE ET MONOPHASE A LA TERRE SONT EFFECTUES.



7.2.3. Comparaison des courants de défauts triphasé – biphasé – monophasé

► Rappel :

Défaut triphasé :

$$I_{cctri} = V_n / Z_d = (U_n / \sqrt{3}) / Z_d$$

Défaut biphasé isolé :

$$I_{ccb_i} = U_n / (Z_d + Z_i)$$

si $Z_d = Z_i$ (loin des sources), $I_{ccb_i} = 0.866 I_{cctri}$

Défaut monophasé :

$$I_{ccmono} = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o) = U_n \sqrt{3} / (2Z_d + Z_o)$$

si $Z_d = Z_i$ (loin des sources), $I_{ccmono} = 3 V_n / (2Z_d + Z_o) = U_n \sqrt{3} / (2Z_d + Z_o)$

Défaut biphasé terre (exemple 1-2-terre) :

$$I_{ccb_terre} = I_1 = I_2 = [\sqrt{(Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2)} / (Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d)] \sqrt{3} V_n$$

si $Z_d = Z_i$ (loin des sources) : $I_1 = I_2 = [\sqrt{Z_d^2 + Z_o Z_d + Z_o^2} / (Z_d^2 + 2Z_d Z_o)] \sqrt{3} V_n$

► Valeurs relatives $Z_d - Z_o$

Valeur relative $Z_o - Z_d$	$Z_o = 0.5 Z_d$	$Z_o = Z_d$	$Z_o = 3Z_d$
Défaut triphasé	I_{cctri}	I_{cctri}	I_{cctri}
Défaut biphasé isolé (éloigné alternateur)	$0.866 I_{cctri}$	$0.866 I_{cctri}$	$0.866 I_{cctri}$
Défaut monophasé	$1.2 I_{cctri}$	I_{cctri}	$0.6 I_{cctri}$
Défaut biphasé terre	$1.15 I_{cctri}$	I_{cctri}	$0.89 I_{cctri}$

Conclusion

Si le défaut est éloigné des alternateurs on a :

$$I_{ccb_i} < I_{cctri} \quad (I_{ccb_i} = 0.866 I_{cctri})$$

Lorsque : $Z_o < Z_d$ $I_{ccmono} > I_{ccb_terre} > I_{cctri}$

$Z_o = Z_d$ $I_{ccmono} = I_{ccb_terre} = I_{cctri}$

$Z_o > Z_d$ $I_{ccmono} < I_{ccb_terre} < I_{cctri}$

Il ne faut effectuer que le calcul des 2 seuls cas extrêmes : I_{ccmono} & I_{cctri}

7.3. Calcul des courants de court-circuit et tenue du matériel

7.3.1. Réglage des protections

Le réglage des protections se fait à partir des courants de défaut valeur efficace (symétrique = composante périodique).

En général les valeurs minimums sont retenues.

Dans les calculs de courant de court-circuit (défauts triphasé et monophasé) les impédances intervenantes peuvent être assimilées à leurs seules réactances :

impédance de source : $Z_s \cong X_s$

impédance des transformateurs HTB/HTA & HTA/MT : $Z_{tr} \cong X_{tr}$

impédance de liaison aérienne : $Z_l \cong X_l$

La partie «résistive» est négligeable devant la partie «inductive».

La tension de calcul est prise égale à la tension nominale (avant défaut).

7.3.2. Tenue du matériel

Par contre pour la tenue du matériel ces hypothèses ne peuvent être retenues.

En particulier pour les effets dynamiques sur les jeux de barres, disjoncteurs, transformateurs, TC etc. d'une manière générale tout le matériel HT, la simplification d'assimiler l'impédance à la seule réactance ne peut être retenue.

Le calcul sera effectué en additionnant pour un point donné les différentes résistances amont entre elles et en additionnant les différentes réactances amont entre elles sous la forme :

$R_{amont} = \Sigma$ Résistances des éléments amont

$X_{amont} = \Sigma$ Réactances des éléments amont

l'impédance amont étant de la forme complexe :

$$Z_{amont} = R_{amont} + j X_{amont} = \sqrt{R_{amont}^2 + X_{amont}^2}$$

la constante de temps T_p étant : $T_p = L_{amont} / R_{amont} = (X_{amont} / R_{amont}) / \omega$ avec

$$\omega = 2 \pi f$$

La tenue du matériel (effet électrodynamique) sera déterminée à partir de la valeur de la crête maximale (I_{pic}).

Conformément à la norme CEI 909, les charges passives (charges normales des transformateurs de puissance en régime de fonctionnement) ne seront pas prises en compte pour le calcul de courant de court-circuit (pour $U_n < 400$ kV).



Conformément à la norme CEI 909, la tension pour le calcul de la valeur de crête maximale du courant de court-circuit sera prise égale à 110% de la tension nominale (avant défaut) et les formules suivantes utilisées :

$$I_{pic} = K\sqrt{2}I_{cc}$$

$$K = 1 + e^{-(R_{amont}/X_{amont})\Pi}$$

La valeur limite asymptotique $e^{-(R_{amont} / X_{amont})\Pi} = 1$ est avec $T_p = \alpha$ soit $R_{amont} / X_{amont} = 0$ (cas de l'assimilation de l'impédance à sa réactance) et $I_{pic} = 2.83 I_{cc}$

Dans les postes HTB où la constante de temps T_p est comprise entre 0.04 et 0.1 s, ainsi qu'aux bornes des alternateurs où la constante de temps T_p est comprise entre 0.1 et 0.25 s, le calcul de I_{pic} devra être effectué avec les formules ci-dessus et non avec la valeur généralement admise de :

$$I_{pic} = 2.5 I_{cc}$$

7.3.3. Problèmes en cas d'extension d'une installation existante

Lorsque l'installation est en projet, les renseignements techniques nécessaires peuvent être obtenus auprès des constructeurs de matériels, dans le cas d'une extension la connaissance des valeurs supplémentaires risque d'être aléatoire voire impossible.

Ces valeurs nécessaires, en toute rigueur, sont :

Source :

Caractéristiques = Puissance de court-circuit S_{cc} maxi et mini triphasée et monophasée, constante de temps primaire T_p .

Liaisons :

Caractéristiques = Longueur, résistance linéique, réactance linéique.

Générateurs et Moteurs synchrones :

Caractéristiques = puissance S_n , tension U_n , réactances longitudinales saturées et non saturées X''_d , X'_d , X_d , X_i & X_o , constantes de temps T''_d , T'_d , T_a , valeur de la résistance du stator (ou T_p).

Moteurs asynchrones :

Caractéristiques = puissance S_n , tension U_n , courant de démarrage en direct, constantes de temps périodique T_p et apériodique T_a .

Transformateurs de puissance :

Caractéristiques = puissance S_n , tensions U_n primaire et secondaire, tension de court-circuit, pertes wattées dues à la charge.

Nota :

Les moteurs asynchrones BT lorsqu'ils sont nombreux ($\sum S_n$ moteurs BT $\geq 1\%$ S_n installation) pourront être regroupés sous forme d'un «moteur équivalent» de puissance $S_n = \sum S_n$ moteurs BT.

En absence des éléments nécessaires aux calculs une simulation pourra être effectuée en retenant les hypothèses suivantes :

Source :

Niveau de tension	Constante de temps T_p max	Courant de court-circuit I_{cc} max
60 kV	0.04 s	10 kA
90 kV	0.06 s	10 kA
110/132 kV	0.08 s	20 kA
150/230 kV	0.1 s	20 kA

Liaisons :

L'ordre de grandeurs des impédances est :

Pour les lignes aériennes dans réseau industriel :

Résistance	Réactance
$R_d = 0.0225 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ avec un conducteur cuivre	$X_d = 0.35 \Omega$ pour les lignes BT, MT ou HTA
$R_d = 0.036 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ avec un conducteur aluminium	$X_d = 0.4 \Omega$ pour les lignes HTB

Câbles souterrains dans réseau industriel :

Résistance	Réactance
$R_d = 0.0225 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ avec un conducteur cuivre	$X_d = 0.1 \Omega$ pour les câbles tripolaires ou unipolaires regroupés
$R_d = 0.036 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ avec un conducteur aluminium	$X_d = 0.15 \Omega$ pour les câbles unipolaires séparés



Générateurs et Moteurs synchrones :

L'ordre de grandeurs des impédances et des constantes de temps des alternateurs standards ($1\text{MVA} < S_n < 10\text{MVA}$) sont :

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
X''_d (P.U.)	0.15 – 0.25	0.1 – 0.2
X'_d (P.U.)	0.15 – 0.45	0.15 – 0.3
X_d (P.U.)	1 – 1.5	2 – 3.5
X_i (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.3
T''_d (s)	0.015 – 0.035	0.02 – 0.03
T'_d (s)	0.3 – 0.5	0.2 – 0.3
T_a (s)	0.03 – 0.08	0.03 – 0.08

L'ordre de grandeurs des impédances et des constantes de temps des alternateurs standards ($10\text{MVA} < S_n < 300\text{MVA}$) sont :

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
X''_d (P.U.)	0.15 – 0.35	0.1 – 0.3
X'_d (P.U.)	0.2 – 0.5	0.15 – 0.35
X_d (P.U.)	0.8 – 1.2	1.2 – 2.5
X_i (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.35
T''_d (s)	0.015 – 0.055	0.015 – 0.055
T'_d (s)	0.4 – 2.5	0.2 – 1.2
T_a (s)	0.05 – 0.25	0.05 – 0.25

Transformateur

L'ordre de grandeur de U_{cc} (en %) est :

Pour un transformateurs immergés suivant norme NFC 52.112.1 (juin 1994) :

S_n (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
U_{cc} (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6

Pour un transformateurs secs suivant norme NFC 52.115 (février 1994) :

S_n (kVA)	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
U_{cc} (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Pour un transformateurs (de forte puissance) immergés suivant norme UTE C 52-100 ($S_n \leq 100\text{ MVA}$) :

$2.5 < S_n$ $S_n < 3.15$	$3.151 < S_n$ $S_n < 6.3$	$6.301 < S_n$ $S_n < 12.5$	$12.501 < S_n$ $S_n < 25$	$25.001 < S_n$ $S_n < 100$	$S_n > 100$
$U_{cc} = 6.25\%$	$U_{cc} = 7.15\%$	$U_{cc} = 8.35\%$	$U_{cc} = 10\%$	$U_{cc} = 12.5\%$	de 12.5 à 20%

L'ordre de grandeur des tensions de court-circuit en fonction de la tension primaire et de la puissance est:

Sn (MVA)	Un (kV)	Un (kV)	Un (kV)	Un (kV)					
	3.3	6.6	11	20	33	66	132	275	400
1	4.5-5%	4.5-6%	4.5-6%	5-6%	5-6%	6%	-	-	-
5	-	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	7.5%	-	-	-
10	-	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	10%	-	-
15	-	12-15%	12-15%	12-15%	12-15%	10-11%	10%	-	-
30	-	-	-	-	12.5%	10-11%	10%	-	-
45	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
60	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
90	-	-	-	-	-	-	15-22.5%	-	-
120	-	-	-	-	-	-	-	15-20%	-
210	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
425	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
600	-	-	-	-	-	-	-	17%	14-16%
800	-	-	-	-	-	-	-	-	14-16%

Pour les pertes wattées prendre $P_w = 0.4\% S_n$ (pour $S_n > 2.5$ MVA), pour les puissances inférieures les pertes sont indiquées dans les catalogues constructeurs.

Moteurs asynchrones :

Caractéristiques = puissance S_n , tensions, courant de démarrage en direct $I_{dém}/I_n$, constante de temps périodique $T_{pér}$, constante de temps apériodique $T_{apér}$.

Le courant de démarrage en direct $I_{dém}/I_n$ varie en fonction du type de rotor (bobiné ou à cage d'écureuil et dans ce cas du type de cages).

$$Z_d \cong Z_i \cong 1 / (I_{dém}/I_n)$$

L'ordre de grandeur des courants de démarrage en fonction de la tension et du type de rotor est :

Type de rotor	Moteur MT $S_n > 150$ kW	Moteur BT $S_n < 150$ kW
simple cage	$I_{dém} = 4 \text{ à } 6 I_n$	$I_{dém} = 4 \text{ à } 7 I_n$
double cage	$I_{dém} = 6 \text{ à } 7 I_n$	$I_{dém} = 5 \text{ à } 8 I_n$
encoches profondes	$I_{dém} = 6 \text{ à } 7 I_n$	$I_{dém} = 5 \text{ à } 8 I_n$
bobiné	$I_{dém} = 3 \text{ à } 8 I_n$	$I_{dém} = 3 \text{ à } 8 I_n$
moyenne	$I_{dém} = 6 I_n$	$I_{dém} = 7.5 I_n$

En absence de connaissance de type du rotor les valeurs de :

$I_{dém} = 6 I_n$ pour les moteurs MT $S_n > 150$ kW correspondant à $Z_{dmoteur} \cong Z_{imoteur} \cong 1 / 6 \cong 0.167$ sera retenue.

$I_{dém} = 7.5 I_n$ pour les moteurs BT $S_n < 150$ kW correspondant à $Z_{dmoteur} \cong Z_{imoteur} \cong 1 / 7.5 \cong 0.133$ sera retenue.



Ordres de grandeur des constantes de temps périodique et apériodique en fonction de la tension :

Constante de temps	Moteur MT $S_n > 150$ kW	Moteur BT $S_n < 150$ kW
périodique $T_{pér}$	0.04 à 0.09 s	0.01 à 0.05 s
apériodique $T_{apér}$	0.04 à 0.1 s	0.02 à 0.05 s

Les moteurs de faible puissance ont des constantes de temps plus faibles.

En absence de connaissance les valeurs de :

$T_{pér} = 0.07$ s et $T_{apér} = 0.08$ s pour les moteurs MT $S_n > 150$ kW seront retenues.

$T_{pér} = 0.02$ s et $T_{apér} = 0.03$ s pour les moteurs BT $S_n < 150$ kW seront retenues.

Nota :

Les moteurs BT (ou Σ moteurs BT) sont alimentés par des transformateurs MT/BT, si l'on souhaite faire le calcul du courant de court-circuit au niveau du jeu de barres MT, les 2 impédances transformateurs MT/BT et moteurs BT interviendront donc leurs résistances et réactances respectives, pour les moteurs BT rappelons que :

$$R_{moteur} \text{ (en \%)} = Z_{moteur} \text{ (en \%)} / \sqrt{1 + (\omega \times T_a)^2}$$

$$X_{moteur} \text{ (en \%)} = \sqrt{Z_{moteur}^2 - R_{moteur}^2} = (\omega * T_a) \times R_{moteur} \text{ (en \%)}$$

De même pour un transformateur de puissance S_n , de tension U_n , de tension de court-circuit U_{cc} et de perte wattée due à la charge de P_w

$$R_{transformateur} \text{ (en \%)} = (P_w * 100) / S_n$$

$$X_{transformateur} \text{ (en \%)} = \sqrt{U_{cc}^2 - R_{transformateur}^2}$$

Il sera défini un modèle total équivalent :

$$R_{total} \text{ (en \%)} = R_{moteur} \text{ (en \%)} + R_{transformateur} \text{ (en \%)}$$

$$X_{total} \text{ (en \%)} = X_{moteur} \text{ (en \%)} + X_{transformateur} \text{ (en \%)}$$

$$Z_{total} = \sqrt{R_{total}^2 + X_{total}^2}$$

$$T_{pértotal} = T_{pér} \text{ du moteur}$$

$$T_{apértotal} = X_{total} / (R_{total} \times \omega)$$

❖ **Rappel des formules applicables à la fourniture des courants de court-circuit triphasé par les générateurs synchrones (et moteurs synchrones) et moteurs asynchrones (et générateurs asynchrones) :**

Générateurs synchrones (et moteurs synchrones) :

Formule complète pour la valeur efficace symétrique (au temps t) :

$$I_{cctri} = I_n \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} \right]$$

Formule complète pour la valeur apériodique (au temps t) :

$$I_{apériodique} = I_n \times \sqrt{2} \times \left[\frac{1}{X''_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]$$

Formule complète pour la valeur de crête maximale I_{pic} (au temps $t = \frac{1}{2}$ période) :

$$I_{pic} = I_n \times \sqrt{2} \times \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} + \frac{1}{X''_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]$$

Moteurs asynchrones (et générateurs asynchrones) MT :

Formule complète pour la valeur efficace symétrique (au temps t) :

$$I_{cc} = V_n \times \left[\frac{1}{Z_{moteur}} e^{-\frac{t}{T_p}} \right]$$

Formule complète pour la valeur apériodique (au temps t) :

$$I_{apériodique} = V_n \times \sqrt{2} \times \left[\frac{1}{Z_{moteur}} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]$$

Formule complète pour la valeur de crête maximale I_{pic} (au temps $t = \frac{1}{2}$ période) :

$$I_{pic} = V_n \times \sqrt{2} \times \left[\frac{1}{Z_{moteur}} \left(e^{-\frac{t}{T_a}} + e^{-\frac{t}{T_p}} \right) \right]$$

Moteurs asynchrones (et générateurs asynchrones) BT :

Formule complète pour la valeur efficace symétrique (au temps t) :

$$I_{cc} = V_n \times \left[\frac{1}{Z_{dtotal}} e^{-\frac{t}{T_{ptotal}}} \right]$$

Formule complète pour la valeur apériodique (au temps t) :

$$I_{apériodique} = V_n \times \sqrt{2} \times \left[\frac{1}{Z_{dtotal}} e^{-\frac{t}{T_{atotal}}} \right]$$

Formule complète pour la valeur de crête maximale I_{pic} (au temps $t = \frac{1}{2}$ période) :

$$I_{pic} = V_n \times \sqrt{2} \times \left[\frac{1}{Z_{dtotal}} (e^{-\frac{t}{T_{atotal}}} + e^{-\frac{t}{T_{ptotal}}}) \right]$$

Limitation du courant de court-circuit :

Lorsque le courant de court-circuit présente une valeur trop élevée pour la tenue du matériel HT on peut être amené à le limiter par l'intermédiaire d'une inductance.

Placée en série dans le circuit d'utilisation son rôle est de diminuer le courant de court-circuit aval en augmentant l'impédance amont.

La première caractéristique d'une inductance est le coefficient de self induction L (en mH), la réactance $X = L\omega$ limite le courant de court-circuit.

Etant placée en série dans le circuit d'utilisation, ses enroulements seront parcourus par le courant d'utilisation (d'où nécessité de dimensionner l'inductance pour le courant maximum de charge). De plus elle provoquera :

une chute de tension ohmique RI proportionnelle à sa résistance interne R.

une chute de tension inductive XI proportionnelle à sa réactance X donc son inductance L.

En absence de valeurs de résistance on prendra $R = 0.05 X$ soit $T_p = 0.06$ s pour les inductances de forte puissance ($S_n > 2$ MVA) et $R = 0.3 X$ soit $T_p = 0.01$ s pour les inductances de faible puissance ($S_n > 0.5$ MVA), pour les ajouts d'inductance sur des installations existantes le constructeur d'inductance fournit ces valeurs.

La valeur de X qui est un facteur de dimensionnement sera calculée et imposée au constructeur en fonction de la limitation de courant de court-circuit souhaitée.



► Exemple :

En un point A du réseau (tension entre phases $U_n = 15$ kV, fréquence $F_n = 50$ Hz, le courant maximum de charge est de $I_{charge} = 920$ A, la puissance de court-circuit calculée est de 225 MVA (valeurs calculées : $R_s = 0.053 \Omega$, $X_s = 0.9986 \Omega$ d'où $Z_s = 1 \Omega$ et $S_{cc} = U_n^2 / Z_s = 225$ MVA), on souhaite que la puissance de court-circuit aval soit ramenée à 150 MVA (tenue du matériel existant avec sécurité de 20%).

L'impédance amont, en aval de l'inductance, sera de : $Z_s = 15^2 / 150 = 1.5 \Omega$

L'inductance de limitation aura une impédance de $Z_{inductance} = 1.5 - 1 = 0.5 \Omega$ correspondant à une réactance de 0.4984Ω et une résistance de 0.025Ω (données constructeur d'inductance).

L'inductance aura donc un coefficient de self induction $L = X / \omega$
 $L = 0.4984 / 314.16 = 1.586$ mH.

Avec un courant maximum de charge du réseau de 920 A, la puissance triphasée de l'inductance sera de :
 $S_n = 3 \times Z_{inductance} \times I_{charge}^2 = 3 \times 0.5 \times 920^2 = 1270$ kVA.

7.4. Les charges passives dans le calcul de courant de court-circuit

7.4.1. Calcul de Icc suivant la norme CEI 909

Pour le calcul de courant de court-circuit triphasé la norme CEI 909, pour les réseaux inférieurs à 400 kV, ne prend pas en compte les charges passives mais demande l'application d'un coefficient de 1.1.

Ce coefficient ne peut être considéré comme une sécurité mais comme une prise en compte «forfaitaire» de ces charges passives et / ou des surtensions admises.

7.4.2. Définition d'une charge passive

Une charge passive, comme un transformateur sans génération, ne fournit pas de courant de défaut mais présente une impédance en parallèle avec l'impédance de limitation de courant de défaut.

L'impédance résultante est donc plus faible et le courant de défaut plus élevé, même si l'impédance de charge passive est grande devant l'impédance de limitation de courant de défaut.

L'impédance de charge passive s'obtient à partir de la formule :

$$Z_{cp} = \frac{U_n^2}{S_{cp}}$$

$$R_{cp} = Z_{cp} \times \cos \varphi$$

$$X_{cp} = Z_{cp} \times \sin \varphi$$

L'impédance Z_{cp} est donc de la forme : $Z_{cp} = R_{cp} + j X_{cp} = (Z_{cp} \times \cos \varphi) + j (Z_{cp} \times \sin \varphi)$

où :

Z_{cp} = impédance, en Ω , de la charge passive.

U_n = tension nominale entre phases, en kV, alimentant la charge passive.

S_{cp} = puissance apparente, en MVA, de la charge passive.

R_{cp} = résistance, en Ω , de la charge passive.

X_{cp} = réactance, en Ω , de la charge passive.

φ = déphasage, en $^\circ$, de la charge passive.

Nota :

Cette charge passive vient en général s'ajouter à l'impédance propre du transformateur.



► Exemple :

Caractéristiques :

Transformateur de 40 MVA, $U_n = 5.5$ kV, 50 Hz, $U_{cc} = 12\%$, Pertes wattées = 220 kW, alimentant une charge de 40 MVA sous $\cos \varphi = 0.9$

Calcul de l'impédance propre du transformateur (base 5.5 kV) :

$$Z_{tr} = U_{cc} * (U_n^2 / S_n) = 0.12 * (5.5^2 / 40) = 0.091 \Omega$$

$$R_{tr} = \text{Pertes wattées (en W)} / 3 * I_n^2 = 220000 / (3 * 4198.9^2) = 0.004 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = \sqrt{0.091^2 + 0.004^2} = 0.091 \Omega$$

$$Z_{tr} = 0.004 + j 0.091 \Omega$$

Impédance de la charge :

$$Z_{cp} = U_n^2 / S_n = (5.5^2 / 40) = 0.756 \Omega$$

$$R_{cp} = Z_{cp} * \cos \varphi = 0.756 * 0.9 = 0.681 \Omega$$

$$X_{cp} = Z_{cp} * \sin \varphi = 0.756 * \sqrt{1^2 - 0.9^2} = 0.33 \Omega$$

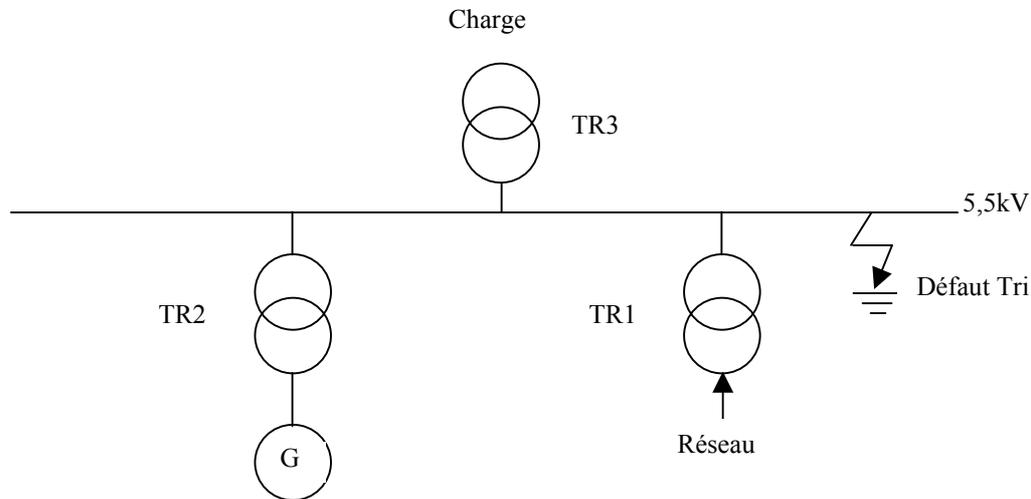
$$Z_{cp} = 0.681 + j 0.33 \Omega$$

Impédance totale de l'ensemble de charge :

$$Z_t = Z_{tr} + Z_{cp} = (0.004 + j 0.091) + (0.681 + j 0.33) = 0.685 + j 0.421$$

7.4.3. Exemple de calcul

7.4.3.1. Caractéristique du réseau



Le jeu de barres 5.5 kV est alimenté à partir :

- * d'un réseau public 20 kV : $S_{cc} = 750 \text{ MVA}$, $T_p = 0.06 \text{ s}$ et d'un transformateur : TR1 20 / 5.5 kV, $S_n = 25 \text{ MVA}$, $U_{cc} = 11\%$, $P_w = 121 \text{ kW}$.
- * d'un générateur 6.6 kV: $S_n = 18 \text{ MVA}$, $X'd = 25\%$, $T_p = 0.1 \text{ s}$ et d'un transformateur : TR2 6.6/5.5 kV, $S_n = 18 \text{ MVA}$, $U_{cc} = 9.5\%$, $P_w = 90 \text{ kW}$.

Ce jeu de barres 5.5 kV alimente :

- * un transformateur : TR3 de 40 MVA, $U_{cc} = 12\%$ dont la charge maximum varie de 40 MVA $\cos\varphi = 1$ à 40 MVA $\cos\varphi = 0.707$.

Pour minimiser les erreurs de calcul et mesurer l'effet de la charge passive, les calculs seront réalisés en tenant compte des différentes résistances et réactances sans simplification.

7.4.3.2. Calcul de Icc suivant CEI 909 :

Impédance de source avec $S_{cc} = 750 \text{ MVA}$ et $T_p = 0.06 \text{ s}$

$$Z_s = 0.002 + j 0.040 \Omega$$

Impédance de TR1 avec $S_n = 25 \text{ MVA}$, $U_{cc} = 11\%$ et $P_w = 121 \text{ kW}$

$$Z_{tr1} = 0.006 + j 0.133 \Omega$$

Impédance totale $Z_{t1} = Z_s + Z_{tr1}$

$$Z_{t1} = (0.002 + j 0.040) + (0.006 + j 0.133) = 0.008 + j 0.173 \Omega$$

Impédance équivalente de générateur avec $S_n = 18 \text{ MVA}$, $X'd = 25\%$ et $T_p = 0.1 \text{ s}$

$$Z_g = 0.013 + j 0.42 \Omega$$

Impédance de TR2 avec $S_n = 18 \text{ MVA}$, $U_{cc} = 9.5\%$ et $P_w = 90 \text{ kW}$

$$Z_{tr2} = 0.008 + j 0.159 \Omega$$

Impédance totale $Z_{t2} = Z_g + Z_{tr2}$

$$Z_{t2} = (0.013 + j 0.42) + (0.008 + j 0.159) = 0.021 + j 0.579 \Omega$$

Pour l'alimentation du défaut A, les impédances Z_{t1} et Z_{t2} sont en parallèles

$$Z_{talim} = Z_{t1} // Z_{t2} = (0.008 + j 0.173) // (0.021 + j 0.579)$$

$$Z_{talim} = (0.006 + j 0.133) = 0.133 \Omega$$

$$I_{cc} = V_n / Z_{talim}$$

$$I_{cc} = 5500 / (\sqrt{3} \times 0.133) = 23.8 \text{ kA}$$

La norme CEI 909 prend en compte un coefficient de 1.1 soit une valeur de I_{cc} à prendre en compte de $23.8 \times 1.1 = 26.2 \text{ kA}$.

$I_{cc \text{ tri en A (suivant CEI 909) = 26.2 kA}$

7.4.3.3. Calcul de Icc en tenant compte des charges passives

Pour l'alimentation du défaut A, les impédances Zt1, Zt2 et Zcp sont en parallèles.

Zcp sera calculée dans les 3 cas : 40 MVA cos φ = 1, 40 MVA cos φ = 0.9 et 40 MVA cos φ = 0.707

Cas 40 MVA cos φ = 1

Impédance propre du transformateur (calcul base 5.5 kV) :

$$Z_{tr} = U_{cc} * \frac{Un^2}{Sn} = 0.12 * \frac{5.5^2}{40} = 0.091 \Omega$$

$$R_{tr} = \frac{Perteswattées(enW)}{3 * In^2} = \frac{220000}{3 * 4198.9^2} = 0.004 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = \sqrt{0.091^2 - 0.004^2} = 0.091 \Omega$$

$$Z_{tr} = 0.004 + j 0.091 \Omega$$

Impédance de la charge :

$$Z_{cp} = \frac{Un^2}{Sn} = \frac{5.5^2}{40} = 0.756 \Omega$$

$$R_{cp} = Z_{cp} * \cos \varphi = 0.756 * 1 = 0.756 \Omega$$

$$X_{cp} = Z_{cp} * \sin \varphi = 0.756 * \sqrt{1^2 - 1^2} = 0 \Omega$$

$$Z_{cp} = 0.756 + j 0 \Omega$$

Impédance totale de l'ensemble de charge :

$$Z_t = Z_{tr} + Z_{cp} = (0.004 + j 0.091) + (0.756 + j 0) = 0.76 + j 0.091$$

Impédance de limitation du courant de défaut :

$$Z_t // Z_{talim} = Z_t // Z_{t1} // Z_{t2}$$

$$(0.76 + j 0.091) // (0.008 + j 0.173) // (0.021 + j 0.579) = 0.023 + j 0.125 = 0.127 \Omega$$

$$I_{cc \text{ tri en A (cos } \varphi = 1)} = 5500 / (\sqrt{3} \times 0.127) = 25 \text{ kA}$$

Cas 40 MVA cos φ = 0.9

Impédance propre du transformateur (calcul base 5.5 kV) :

$$Z_{tr} = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n} = 0.12 * \frac{5.5^2}{40} = 0.091 \Omega$$

$$R_{tr} = \frac{Perteswattées(enW)}{3 * I_n^2} = \frac{220000}{3 * 4198.9^2} = 0.004 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = \sqrt{0.091^2 - 0.004^2} = 0.091 \Omega$$

$$Z_{tr} = 0.004 + j 0.091 \Omega$$

Impédance de la charge :

$$Z_{cp} = \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{5.5^2}{40} = 0.756 \Omega$$

$$R_{cp} = Z_{cp} * \cos \varphi = 0.756 * 0.9 = 0.681 \Omega$$

$$X_{cp} = Z_{cp} * \sin \varphi = 0.756 * \sqrt{1 - 0.9^2} = 0.33 \Omega$$

$$Z_{cp} = 0.681 + j 0.33 \Omega$$

Impédance totale de l'ensemble de charge :

$$Z_t = Z_{tr} + Z_{cp} = (0.004 + j 0.091) + (0.681 + j 0.33) = 0.685 + j 0.421$$

Impédance de limitation du courant de défaut :

$$Z_t // Z_{talim} = Z_t // Z_{t1} // Z_{t2}$$

$$(0.685 + j 0.421) // (0.008 + j 0.173) // (0.021 + j 0.579) = 0.021 + j 0.119 = 0.121 \Omega$$

$$I_{cc \text{ tri en A (cos } \varphi = 0.9)} = 5500 / (\sqrt{3} \times 0.121) = 26.2 \text{ kA}$$

Cas 40 MVA cos φ = 0.707

Impédance propre du transformateur (calcul base 5.5 kV) :

$$Z_{tr} = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n} = 0.12 * \frac{5.5^2}{40} = 0.091 \Omega$$

$$R_{tr} = \frac{Perteswattées(enW)}{3 * I_n^2} = \frac{220000}{3 * 4198.9^2} = 0.004 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = \sqrt{0.091^2 - 0.004^2} = 0.091 \Omega$$

$$Z_{tr} = 0.004 + j 0.091 \Omega$$

Impédance de la charge :

$$Z_{cp} = \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{5.5^2}{40} = 0.756 \Omega$$

$$R_{cp} = Z_{cp} * \cos \varphi = 0.756 * 0.707 = 0.535 \Omega$$

$$X_{cp} = Z_{cp} * \sin \varphi = 0.756 * \sqrt{1 - 0.707^2} = 0.535 \Omega$$

$$Z_{cp} = 0.535 + j 0.535 \Omega$$

Impédance totale de l'ensemble de charge :

$$Z_t = Z_{tr} + Z_{cp} = (0.004 + j 0.091) + (0.535 + j 0.535) = 0.539 + j 0.626$$

Impédance de limitation du courant de défaut :

$$Z_t // Z_{talim} = Z_t // Z_{t1} // Z_{t2}$$

$$(0.539 + j 0.626) // (0.008 + j 0.173) // (0.021 + j 0.579) = 0.016 + j 0.117 = 0.118 \Omega$$

$$I_{cc \text{ tri en A}} (\cos \varphi = 0.707) = 5500 / (\sqrt{3} \times 0.118) = 26.9 \text{ kA}$$

Cette dernière valeur de $\cos \varphi = 0.707$ étant peu réaliste, mais a été retenue dans le but de montrer qu'une diminution du $\cos \varphi$ de la charge passive entraîne une augmentation du courant de court-circuit.

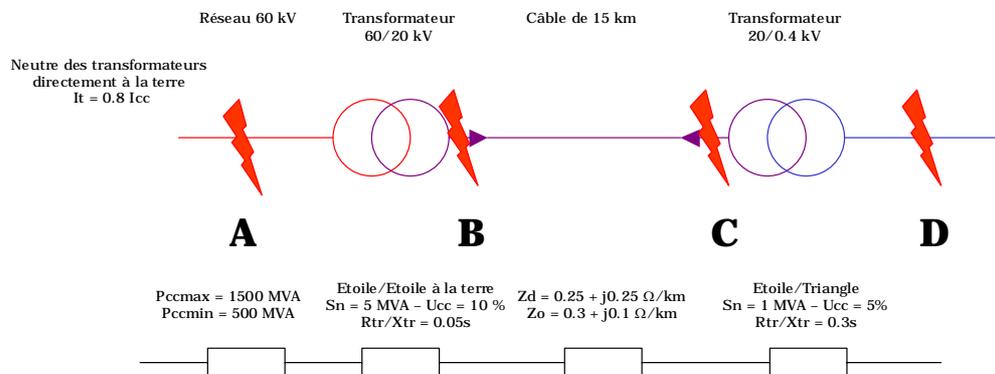
Conclusion :

Le coefficient de 1.1 préconisé par la norme CEI 909 est très réaliste pour ne pas tenir compte des charges passives mais ne peut être considéré comme un coefficient de sécurité.

La charge passive peut varier mais en pratique, dans l'exemple, le transformateur TR3 aura une charge proche de la puissance nominale pour des raisons économiques évidentes.

7.5. Exemple 1 : calcul de courants de défauts

7.5.1. Caractéristique de l'installation



Soit à calculer les courants de défauts triphasés (max et min) et monophasés (max et min) aux points A, B, C, D

Les calculs d'impédance devront être effectués d'une manière relative sur une même base de tension, en général la tension de base sera celle de la tension au point de défaut mais ceci n'est pas une obligation.

Choix de la tension de calcul :

Dans l'exemple ci-dessus les tensions aux points de défauts sont différentes (60, 20, 0.4kV), la tension de calcul de 20 kV sera retenue arbitrairement (mais logiquement car B et C sont en 20 kV), ce choix n'est pas une obligation.

Impédance directe de source (réseau 60 kV)

$$Z_{ds} = U_n^2 (\text{kV}) / P_{cc} (\text{MVA})$$

Z_{ds} mini (avec P_{cc} maxi) :

$$Z_{ds} \text{ mini} = 20^2 / 1500 = 0.267 \Omega$$

Z_{ds} maxi (avec P_{cc} mini) :

$$Z_{ds} \text{ maxi} = 20^2 / 500 = 0.8 \Omega$$

7.5.2. Calcul en 20 KV

Défaut en A

La seule impédance directe amont est l'impédance directe de source.

a) Défaux triphasés Icc :

Calcul en 20 kV

$$I_{cc \text{ maxi (20 kV)}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{ds \text{ mini}}) = 20000 / (\sqrt{3} \times 0.267) = 43.30 \text{ kA}$$

$$I_{cc \text{ mini (20 kV)}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{ds \text{ maxi}}) = 20000 / (\sqrt{3} \times 0.8) = 14.43 \text{ kA}$$

Valeurs ramenées en 60 kV

$$\begin{aligned} I_{cc \text{ maxi (60 kV)}} &= I_{cc \text{ maxi (20 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation}) \\ &= 43.30 \times (20 / 60) = 14.43 \text{ kA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{cc \text{ mini (60 kV)}} &= I_{cc \text{ mini (20 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation}) \\ &= 14.43 \times (20 / 60) = 4.81 \text{ kA} \end{aligned}$$

Nota :

Le calcul aurait pu être effectué directement en 60 kV :

$$I_{cc} = P_{cc} / (\sqrt{3} \times U_n)$$

$$I_{cc \text{ maxi (60 kV)}} = 1500 / (\sqrt{3} \times 60) = 14.43 \text{ kA}$$

$$I_{cc \text{ mini (60 kV)}} = 500 / (\sqrt{3} \times 60) = 4.81 \text{ kA}$$

Les valeurs sont évidemment identiques, mais cette deuxième méthode est incomplète, car pour calculer les impédances amont suivantes (pour les défauts B, C, D) il sera nécessaire de disposer de la valeur de l'impédance de source.

b) Défaux monophasés It :

Calcul en 20 kV

$$I_t \text{ maxi (20 kV)} = 0.8 \times I_{cc \text{ maxi (20 kV)}} = 0.8 \times 43.30 = 34.64 \text{ kA}$$

$$I_t \text{ mini (20 kV)} = 0.8 \times I_{cc \text{ mini (20 kV)}} = 0.8 \times 14.43 = 11.55 \text{ kA}$$

Valeurs ramenées en 60 kV

$$\begin{aligned} I_t \text{ maxi (60 kV)} &= I_t \text{ maxi (20 kV)} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation}) \\ &= 34.64 \times (20 / 60) = 11.54 \text{ kA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{cc \text{ mini (60 kV)}} &= I_{cc \text{ mini (20 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation}) \\ &= 11.55 \times (20 / 60) = 3.85 \text{ kA} \end{aligned}$$

Détermination de l'impédance homopolaire de source Z_{os} :

$$\text{De la formule : } I_t = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o) \text{ on tire : } Z_o = (3 V_n / I_t) - (Z_d + Z_i)$$

Lorsque l'on est suffisamment éloigné des générateurs on a

$Z_d = Z_i$ et la formule devient :

$$Z_o = (3 V_n / I_t) - 2 Z_d$$

Calcul de l'impédance homopolaire de source Z_{os} (en 20 kV) :

Z_{os} mini pour I_t maxi

$$Z_{os} \text{ mini} = (3 V_n / I_t \text{ maxi}) - 2 Z_d \text{ mini} = [(20 \times \sqrt{3}) / 34.64] - 2 \times 0.267 = 0.467 \Omega$$

Z_{os} maxi pour I_t mini

$$Z_{os} \text{ maxi} = (3 V_n / I_t \text{ mini}) - 2 Z_d \text{ maxi} = [(20 \times \sqrt{3}) / 11.55] - 2 \times 0.8 = 1.4 \Omega$$

LES DIFFERENTES IMPEDANCES DE SOURCE SONT ASSIMILABLES A LEURS REACTANCES

c) Récapitulatif des valeurs d'impédances de source

Courants de défauts maximum (impédances minimum) :

$$Z_{ds} \text{ mini} = j 0.267 \Omega$$

$$Z_{is} \text{ mini} = j 0.267 \Omega$$

$$Z_{os} \text{ mini} = j 0.467 \Omega$$

Courants de défauts minimum (impédances maximum) :

$$Z_{ds} \text{ maxi} = j 0.8 \Omega$$

$$Z_{is} \text{ maxi} = j 0.8 \Omega$$

$$Z_{os} \text{ maxi} = j 1.4 \Omega$$

Défaut en B

Calcul en 20 kV

Impédance du transformateur 60/20 kV, 5 MVA, $U_{cc} = 10 \%$, $R_{tr} / X_{tr} = 0.05$

Impédance directe Z_{dtr} :

$$Z_{dtr} = U_{cc} \times \frac{U_n^2 (kV)}{S_n (MVA)} = \frac{10}{100} \times \frac{20^2}{5} = 8 \Omega$$

Dans un transformateur l'impédance inverse Z_{itr} est égale à l'impédance directe Z_{dtr}

$$Z_{itr} = 8 \Omega$$



Dans un transformateur l'impédance homopolaire Z_{otr} dépend du couplage. Avec un couplage YN/yn et tous les neutres des transformateurs 60 kV mis à la terre, l'impédance homopolaire Z_{otr} est égale à l'impédance directe Z_{dtr}

$$Z_{otr} = 8 \Omega$$

LES DIFFERENTES IMPEDANCES DU TRANSFORMATEUR SONT ASSIMILABLES A LEURS REACTANCES.

Nous allons effectuer le calcul avec cette hypothèse et avec les nombres complexes pour montrer que cette simplification est valable :

Calcul de la résistance équivalente et de la réactance équivalente :

$$\begin{aligned} Z_{dtr}^2 &= X_{tr}^2 + R_{tr}^2 = X_{tr}^2 + 0.05 X_{tr}^2 = 1.0025 X_{tr}^2 \\ X_{tr}^2 &= 0.9975 Z_{dtr}^2 \text{ d'où } X_{tr} = 0.9987 Z_{dtr} = 7.99 \Omega \\ R_{tr} &= 7.99 \times 0.05 = 0.4 \Omega \end{aligned}$$

En nombres complexes l'impédance du transformateur s'écrira :

$$Z_{dtr} = 0.4 + j 7.99 \Omega$$

a) Défauts triphasés I_{cc} :

Calcul en 20 kV des impédances amont :

$$Z_{dam} = Z_{ds} + Z_{dtr}$$

I_{cc} maxi :

$$Z_{dam \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr}$$

avec nombres complexes :

$$Z_{dam \text{ mini}} = j 0.267 + (0.4 + j 7.99) = 0.4 + j 8.257 = \sqrt{0.4^2 + 8.257^2} = 8.267 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam \text{ mini}} = (20 / \sqrt{3}) / 8.267 = 1.4 \text{ kA}$$

avec assimilation de l'impédance du transformateur à sa réactance :

$$Z_{dam \text{ mini}} = j 0.267 + j 8 = j 8.267 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam \text{ mini}} = (20 / \sqrt{3}) / 8.267 = 1.4 \text{ kA}$$

Icc mini :

$$Z_{dam\ maxi} = Z_{ds\ maxi} + Z_{dtr}$$

avec nombres complexes :

$$Z_{dam\ mini} = j\ 0.8 + (0.4 + j\ 7.99) = 0.4 + j\ 8.79 = \sqrt{0.4^2 + 8.79^2} = 8.799\ \Omega$$

$$I_{cc\ maxi} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ mini} = (20 / \sqrt{3}) / 8.799 = 1.31\ kA$$

avec assimilation de l'impédance du transformateur à sa réactance :

$$Z_{dam\ mini} = j\ 0.8 + j\ 8) = j\ 8.8\ \Omega$$

$$I_{cc\ maxi} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ mini} = (20 / \sqrt{3}) / 8.8 = 1.31\ kA$$

Les résultats ci-dessus montrent que l'assimilation de l'impédance d'un transformateur à sa réactance est correcte.

b) Défauts monophasés It :

Calcul en 20 kV des impédances amont :

$$Z_{dam} = Z_{ds} + Z_{dtr}$$

$$Z_{iam} = Z_{is} + Z_{itr}$$

$$Z_{oam} = Z_{os} + Z_{otr}$$

It maxi :

$$Z_{dam\ mini} = Z_{ds\ mini} + Z_{dtr} = j\ 0.267 + j\ 8 = j\ 8.267\ \Omega$$

$$Z_{iam\ mini} = Z_{is\ mini} + Z_{itr} = j\ 0.267 + j\ 8 = j\ 8.267\ \Omega$$

$$Z_{oam\ mini} = Z_{os\ mini} + Z_{otr} = j\ 0.467 + j\ 8 = j\ 8.467\ \Omega$$

$$I_{t\ maxi} = (3\ V_n) / (Z_{dam\ mini} + Z_{iam\ mini} + Z_{oam\ mini}) \\ = (20 \times \sqrt{3}) / (j\ 8.267 + j\ 8.267 + j\ 8.467) = 1.39\ kA$$

It mini :

$$Z_{dam\ maxi} = Z_{ds\ maxi} + Z_{dtr} = j\ 0.8 + j\ 8 = j\ 8.8\ \Omega$$

$$Z_{iam\ maxi} = Z_{is\ maxi} + Z_{itr} = j\ 0.8 + j\ 8 = j\ 8.8\ \Omega$$

$$Z_{oam\ maxi} = Z_{os\ maxi} + Z_{otr} = j\ 1.4 + j\ 8 = j\ 9.4\ \Omega$$

$$I_{t\ maxi} = (3\ V_n) / (Z_{dam\ maxi} + Z_{iam\ maxi} + Z_{oam\ maxi}) \\ = (20 \times \sqrt{3}) / (j\ 8.8 + j\ 8.8 + j\ 9.4) = 1.28\ kA$$

Défaut en C

Calcul en 20 kV

Les impédances de la liaison sont données pour la tension d'utilisation de 20 kV, la tension de calcul choisie étant 20 kV, les valeurs d'impédances sont directement exploitables.

Impédance de la liaison de 15 km 20 kV, $Z_d = 0.25 + j 0.25 \Omega / \text{km}$, $Z_o = 0.3 + j 0.1 \Omega / \text{km}$

Impédance directe Z_{dl} :

$$Z_{dl} = 15 \times (0.25 + j 0.25) = 3.75 + j 3.75 \Omega$$

Dans une liaison l'impédance inverse Z_{il} est égale à l'impédance directe Z_{dl}

$$Z_{il} = 15 \times (0.25 + j 0.25) = 3.75 + j 3.75 \Omega$$

Impédance homopolaire Z_{ol} :

$$Z_{ol} = 15 \times (0.3 + j 0.1) = 4.5 + j 1.5 \Omega$$

a) Défauts triphasés I_{cc} :

Calcul en 20 kV des impédances amont :

$$Z_{dam} = Z_{ds} + Z_{dtr} + Z_{dl}$$

I_{cc} maxi :

$$Z_{dam \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} + Z_{dl}$$

avec nombres complexes :

$$Z_{dam \text{ mini}} = j 0.267 + j 8 + (3.75 + j 3.75) = 3.75 + j 12.017 = \sqrt{3.75^2 + 12.017^2} = 12.589 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam \text{ mini}} = (20 / \sqrt{3}) / 12.589 = 0.92 \text{ kA}$$

avec assimilation de l'impédance de liaison à une réactance de valeur :

$$Z_{dl} = \sqrt{3.75^2 + 3.75^2} = 5.303 \Omega$$

$$Z_{dam \text{ mini}} = j 0.267 + j 8 + j 5.303 = j 13.57 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam \text{ mini}} = (20 / \sqrt{3}) / 13.57 = 0.85 \text{ kA}$$

L'ordre de grandeur est respecté mais la différence est de 10 %

Icc mini :

$$Z_{dam\ maxi} = Z_{ds\ maxi} + Z_{dtr} + Z_{dl}$$

avec nombres complexes :

$$Z_{dam\ maxi} = j\ 0.8 + j\ 8 + (3.75 + j\ 3.75) = 3.75 + j\ 12.55 = \sqrt{3.75^2 + 12.55^2} = 13.098\ \Omega$$

$$I_{cc\ mini} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ maxi} = (20 / \sqrt{3}) / 13.098 = 0.88\ kA$$

avec assimilation de l'impédance de liaison à une réactance de valeur :

$$Z_{dl} = \sqrt{3.75^2 + 3.75^2} = 5.303\ \Omega$$

$$Z_{dam\ mini} = j\ 0.8 + j\ 8 + j\ 5.303 = j\ 14.103\ \Omega$$

$$I_{cc\ mini} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ mini} = (20 / \sqrt{3}) / 14.103 = 0.82\ kA$$

L'ordre de grandeur est respecté mais la différence est de 10 %

Pour les liaisons câbles éviter de simplifier par assimilation à une réactance, les valeurs calculées par simplification entraîne des erreurs la présentation des résultats devra en tenir compte (à la dizaine d'Ampère près).

b) Défauts monophasés It :

Calcul en 20 kV des impédances amont :

It maxi

$$Z_{dam\ mini} = Z_{ds\ mini} + Z_{dtr\ mini} + Z_{dl\ mini} = 3.75 + j\ 12.017\ \Omega \text{ (voir ci-dessus)}$$

$$Z_{iam\ mini} = Z_{is\ mini} + Z_{itr\ mini} + Z_{il\ mini} = 3.75 + j\ 12.017\ \Omega \text{ (voir ci-dessus)}$$

$$Z_{oam\ mini} = Z_{os\ mini} + Z_{otr\ mini} + Z_{ol\ mini} = j\ 0.467 + j\ 8 + (4.5 + j\ 1.5) = 4.5 + j\ 9.967\ \Omega$$

$$\begin{aligned} I_{t\ maxi} &= (3\ V_n) / (Z_{dam\ mini} + Z_{iam\ mini} + Z_{oam\ mini}) \\ &= (20 \times \sqrt{3}) / [(3.75 + j\ 12.017) + (3.75 + j\ 12.017) + (4.5 + j\ 9.967)] = (20 \times \sqrt{3}) / 36.156 \\ &= 0.96\ kA \end{aligned}$$

It mini

$$Z_{dam\ maxi} = Z_{ds\ maxi} + Z_{dtr\ maxi} + Z_{dl\ maxi} = 3.75 + j\ 12.55\ \Omega \text{ (voir ci-dessus)}$$

$$Z_{iam\ maxi} = Z_{is\ maxi} + Z_{itr\ maxi} + Z_{il\ maxi} = 3.75 + j\ 12.55\ \Omega \text{ (voir ci-dessus)}$$

$$Z_{oam\ maxi} = Z_{os\ maxi} + Z_{otr\ maxi} + Z_{ol\ maxi} = j\ 1.4 + j\ 8 + (4.5 + j\ 1.5) = 4.5 + j\ 10.9\ \Omega$$

$$\begin{aligned} I_{t\ mini} &= (3\ V_n) / (Z_{dam\ maxi} + Z_{iam\ maxi} + Z_{oam\ maxi}) \\ &= (20 \times \sqrt{3}) / [(3.75 + j\ 12.55) + (3.75 + j\ 12.55) + (4.5 + j\ 10.9)] = (20 \times \sqrt{3}) / 37.947 \\ &= 0.91\ kA \end{aligned}$$

Défaut en D

Calcul en 20 kV

Impédance du transformateur 20/0.4 kV, 1 MVA, $U_{cc} = 5 \%$, $R_{tr} / X_{tr} = 0.3$

Impédance directe Z_{dtr} :

$$Z_{dtr2} = U_{cc} \times \frac{U_n^2 (kV)}{S_n (MVA)} = \frac{5}{100} \times \frac{20^2}{1} = 20 \Omega$$

Dans un transformateur l'impédance inverse Z_{itr} est égale à l'impédance directe Z_{dtr}

$$Z_{itr2} = 20 \Omega$$

Dans un transformateur l'impédance homopolaire Z_{otr} dépend du couplage. Avec un couplage YN/d, l'impédance homopolaire Z_{otr} vue côté triangle est infinie.

Un défaut à la terre côté 0.4 kV ne provoquera pas de courant I_t .

Dans cette configuration il faudrait ajouter un « générateur homopolaire ou BPN ».

LES DIFFERENTES IMPEDANCES DU TRANSFORMATEUR SONT ASSIMILABLES A LEURS REACTANCES.

Nous allons effectuer le calcul avec cette hypothèse et avec les nombres complexes pour montrer que cette simplification est valable :

Calcul de la résistance équivalente et de la réactance équivalente :

$$Z_{dtr2}^2 = X_{tr2}^2 + R_{tr2}^2 = X_{tr2}^2 + 0.3 X_{tr2}^2 = 1.09 X_{tr2}^2$$

$$X_{tr2}^2 = 0.9174 Z_{dtr2}^2 \text{ d'où } X_{tr2} = 0.9578 Z_{dtr2} = 19.157 \Omega$$

$$R_{tr2} = 19.157 \times 0.3 = 5.747 \Omega$$

En nombres complexes l'impédance du transformateur s'écrira :

$$Z_{dtr2} = 5.747 + j 19.157 \Omega$$

a) Défauts triphasés I_{cc} :

Calcul en 20 kV des impédances amont :

$$Z_{dam} = Z_{ds} + Z_{dtr} + Z_{dl} + Z_{dtr2}$$

I_{cc} maxi :

$$Z_{dam} \text{ mini} = Z_{ds} \text{ mini} + Z_{dtr} + Z_{dl} + Z_{dtr2}$$

avec nombres complexes :

$$Z_{dam\ mini} = j\ 0.267 + j\ 8 + (3.75 + j\ 3.75) + (5.747 + j\ 19.157) = 9.497 + j\ 31.174$$

$$= \sqrt{9.497^2 + 31.174^2} = 32.589\ \Omega$$

$$I_{cc\ maxi} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ mini} = (20 / \sqrt{3}) / 32.589 = 0.354\ kA\ (\text{en } 20\ kV)$$

Ramené en valeur 0.4 kV :

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = I_{cc\ maxi}\ (20\ kV) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = 0.354 \times (20 / 0.4) = 17.72\ kA$$

avec assimilation de l'impédance du transformateur à sa réactance :

$$Z_{dam\ mini} = j\ 0.267 + j\ 8 + (3.75 + j\ 3.75) + j\ 20 = 3.75 + j\ 32.017 = 32.236\ \Omega$$

$$I_{cc\ maxi} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ mini} = (20 / \sqrt{3}) / 32.236 = 0.358\ kA$$

Ramené en valeur 0.4 kV :

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = I_{cc\ maxi}\ (20\ kV) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = 0.358 \times (20 / 0.4) = 17.91\ kA$$

Les résultats ci-dessus montrent que l'assimilation de l'impédance d'un transformateur à sa réactance est correcte (écart de 1% sur la valeur du courant de court-circuit pour un transformateur HTA/BT).

Une pratique usuelle pour définir le courant de court-circuit au secondaire d'un transformateur HTA/BT est l'application de la formule :

$$I_{cc\ maxi} = (S_n / U_n \times \sqrt{3}) / U_{cc}$$

Avec les valeurs ci-dessus :

$$I_{cc\ maxi} = (1000 / 0.4 \times \sqrt{3}) / 0.05 = 28.88\ kA$$

Cette valeur est largement par excès, et cette méthode n'est applicable que si l'impédance de source est très faible devant l'impédance du transformateur.



Icc mini :

$$Z_{dam\ maxi} = Z_{ds\ maxi} + Z_{dtr} + Z_{dl} + Z_{dtr2}$$

avec assimilation de l'impédance du transformateur à sa réactance :

$$Z_{dam\ maxi} = j\ 0.8 + j\ 8 + (3.75 + j\ 3.75) + j\ 20 = 3.75 + j\ 32.55 = 32.765\ \Omega$$

$$I_{cc\ mini} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dam\ maxi} = (20 / \sqrt{3}) / 32.765 = 0.352\ kA$$

Ramené en valeur 0.4 kV :

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = I_{cc\ maxi}\ (20\ kV) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc\ maxi}\ (0.4\ kV) = 0.352 \times (20 / 0.4) = 17.62\ kA$$

b) Défaux monophasés It :

Le couplage du transformateur provoque une impédance homopolaire infinie, l'impédance homopolaire amont sera donc infinie et le courant It, dans l'exemple, nul.

7.5.3. Calcul en 60 KV

L'EXEMPLE CI-DESSUS VA ETRE REPRIS EN PRENANT COMME TENSION DE CALCUL 60 kV ET SANS REDEMONTRER LA POSSIBILITE D'ASSIMILER L'IMPEDANCE D'UN TRANSFORMATEUR A SA REACTANCE.

Défaut en A

Calcul en 60 kV

$$\text{Impédances directes de source : } Z_{ds} = U_n^2(\text{kV}) / P_{cc}(\text{MVA})$$

$$Z_{ds\ mini} = 60^2 / 1500 = 2.4\ \Omega$$

$$Z_{ds\ maxi} = 60^2 / 500 = 7.2\ \Omega$$

Courants de défauts :

$$I_{cc} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{ds})$$

$$I_{cc\ maxi} = 60 / (\sqrt{3} \times 2.4) = 14.43\ kA$$

$$I_{cc\ mini} = 60 / (\sqrt{3} \times 7.2) = 4.81\ kA$$

$$\text{It dans l'exemple} = 0.8\ I_{cc}$$

$$\text{It max} = 14.43 \times 0.8 = 11.55\ kA$$

$$\text{It mini} = 4.81 \times 0.8 = 3.85\ kA$$

$$I_t = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{ds} + Z_{is} + Z_{os})$$

$$Z_{is} = Z_{ds}$$

$$Z_{is \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} = 2.4 \Omega$$

$$Z_{is \text{ maxi}} = Z_{is \text{ maxi}} = 7.2 \Omega$$

$$Z_{os} = [(U_n \times \sqrt{3}) / I_t] - 2 Z_{ds}$$

$$Z_{os \text{ mini}} = [(60 \times \sqrt{3}) / 11.55] - 4.8 = 4.2 \Omega$$

$$Z_{os \text{ maxi}} = [(60 \times \sqrt{3}) / 3.85] - 14.4 = 12.6 \Omega$$

Défaut en B

Calcul en 60 kV

Impédances directe, inverse et homopolaire du transformateur 60/20 kV, 5 MVA, $U_{cc} = 10 \%$

$$Z_{dtr} = U_{cc} \times [U_n^2(\text{kV}) / S_n(\text{MVA})]$$

$$Z_{dtr} = Z_{itr} = Z_{otr} = 0.1 \times [60^2 / 5] = 72 \Omega$$

$$Z_{amont} = Z_s + Z_{tr}$$

$$Z_{damont \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} = 2.4 + 72 = j 74.4 \Omega$$

$$Z_{damont \text{ maxi}} = Z_{ds \text{ maxi}} + Z_{dtr} = 7.2 + 72 = j 79.2 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ mini}} = Z_{is \text{ mini}} + Z_{itr} = 2.4 + 72 = j 74.4 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ maxi}} = Z_{is \text{ maxi}} + Z_{itr} = 7.2 + 72 = j 79.2 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ mini}} = Z_{os \text{ mini}} + Z_{otr} = 4.2 + 72 = j 76.2 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ maxi}} = Z_{os \text{ maxi}} + Z_{otr} = 12.6 + 72 = j 84.6 \Omega$$

$$I_{cc} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont})$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ mini}})$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = 60 / (\sqrt{3} \times 74.4) = 0.466 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

$$I_{cc \text{ mini}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ maxi}})$$

$$I_{cc \text{ mini}} = 60 / (\sqrt{3} \times 79.2) = 0.437 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

Ramené en valeur 20 kV :

$$I_{cc \text{ maxi}} (20 \text{ kV}) = I_{cc \text{ maxi}} (60 \text{ kV}) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc \text{ maxi}} (20 \text{ kV}) = 0.466 \times (60 / 20) = 1.4 \text{ kA}$$

$$I_{cc \text{ mini}} (20 \text{ kV}) = I_{cc \text{ mini}} (60 \text{ kV}) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc \text{ mini}} (20 \text{ kV}) = 0.437 \times (60 / 20) = 1.31 \text{ kA}$$

$$I_t = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{ds} + Z_{is} + Z_{os})$$

$$I_{t \text{ maxi}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{damont \text{ mini}} + Z_{iamont \text{ mini}} + Z_{oamont \text{ mini}})$$

$$I_{t \text{ maxi}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (74.4 + 74.4 + 76.2) = 0.462 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

$$I_{t \text{ mini}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{damont \text{ maxi}} + Z_{iamont \text{ maxi}} + Z_{oamont \text{ maxi}})$$

$$I_{t \text{ mini}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (79.2 + 79.2 + 84.6) = 0.428 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

Ramené en valeur 20 kV :

$$I_{t \text{ maxi (20 kV)}} = I_{t \text{ maxi (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{t \text{ maxi (20 kV)}} = 0.462 \times (60 / 20) = 1.39 \text{ kA}$$

$$I_{t \text{ mini (20 kV)}} = I_{t \text{ mini (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{t \text{ mini (20 kV)}} = 0.428 \times (60 / 20) = 1.28 \text{ kA}$$

Défaut en C

Calcul en 20 kV

Impédances directe, inverse et homopolaire de la liaison 15 km, $Z_{dl} = 0.25 + j 0.25 \Omega/\text{km}$,

$$Z_{ol} = 0.3 + j 0.1 \Omega/\text{km}$$

$$Z_{dl}(20 \text{ kV}) = 15 \times (0.25 + j 0.25) = 3.75 + j 3.75 \Omega$$

$$Z_{ol}(20 \text{ kV}) = 15 \times (0.3 + j 0.1) = 4.5 + j 1.5 \Omega$$

Ramené en valeur 60 kV :

$$Z(\text{tension de calcul}) = Z(\text{tension d'utilisation}) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})^2$$

$$Z_{dl}(60 \text{ kV}) = (3.75 + j 3.75) \times (60 / 20)^2 = 33.75 + j 33.75 \Omega$$

$$Z_{ol}(60 \text{ kV}) = (4.5 + j 1.5) \times (60 / 20)^2 = 40.5 + j 13.5 \Omega$$

$$Z_{amont} = Z_s + Z_{tr} + Z_l$$

$$Z_{damont \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} + Z_{dl} = j 2.4 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 108.15 \Omega$$

$$Z_{damont \text{ maxi}} = Z_{ds \text{ maxi}} + Z_{dtr} + Z_{dl} = j 7.2 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 112.95 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ mini}} = Z_{is \text{ mini}} + Z_{itr} + Z_{il} = j 2.4 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 108.15 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ maxi}} = Z_{is \text{ maxi}} + Z_{itr} + Z_{il} = j 7.2 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 112.95 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ mini}} = Z_{os \text{ mini}} + Z_{otr} + Z_{ol} = j 4.2 + j 72 + (40.5 + j 13.5) = 40.5 + j 89.7 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ maxi}} = Z_{os \text{ maxi}} + Z_{otr} + Z_{ol} = j 12.6 + j 72 + (40.5 + j 13.5) = 40.5 + j 98.1 \Omega$$

$$I_{cc} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont})$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ mini}})$$

$$Z_{damont \text{ mini}} = 33.75 + j 108.15 \Omega = 113.294 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = 60 / (\sqrt{3} \times 113.294) = 0.306 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

$$I_{cc \text{ mini}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ maxi}})$$

$$Z_{damont \text{ maxi}} = 33.75 + j 112.95 \Omega = 117.885 \Omega$$

$$I_{cc \text{ mini}} = 60 / (\sqrt{3} \times 117.885) = 0.294 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

Ramené en valeur 20 kV :

$$I_{cc \text{ maxi (20 kV)}} = I_{cc \text{ maxi (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc \text{ maxi (20 kV)}} = 0.306 \times (60 / 20) = 0.92 \text{ kA}$$

$$I_{cc \text{ mini (20 kV)}} = I_{cc \text{ mini (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{cc \text{ mini (20 kV)}} = 0.294 \times (60 / 20) = 0.88 \text{ kA}$$



$$I_t = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{damont} + Z_{iamont} + Z_{oamont})$$

$$I_{t \text{ maxi}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{damont \text{ mini}} + Z_{iamont \text{ mini}} + Z_{oamont \text{ mini}})$$

$$Z_{damont \text{ mini}} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} + Z_{dl} = j 2.4 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 108.15 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ mini}} = Z_{is \text{ mini}} + Z_{itr} + Z_{il} = j 2.4 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 108.15 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ mini}} = Z_{os \text{ mini}} + Z_{otr} + Z_{ol} = j 4.2 + j 72 + (40.5 + j 13.5) = 40.5 + j 89.7 \Omega$$

$$I_{t \text{ maxi}} = (60 \times \sqrt{3}) / (33.75 + j 108.15) + (33.75 + j 108.15) + (40.5 + j 89.7) = 0.320 \text{ kA}$$

$$I_{t \text{ mini}} = (U_n \times \sqrt{3}) / (Z_{damont \text{ maxi}} + Z_{iamont \text{ maxi}} + Z_{oamont \text{ maxi}})$$

$$Z_{damont \text{ maxi}} = Z_{ds \text{ maxi}} + Z_{dtr} + Z_{dl} = j 7.2 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 112.95 \Omega$$

$$Z_{iamont \text{ maxi}} = Z_{is \text{ maxi}} + Z_{itr} + Z_{il} = j 7.2 + j 72 + (33.75 + j 33.75) = 33.75 + j 112.95 \Omega$$

$$Z_{oamont \text{ maxi}} = Z_{os \text{ maxi}} + Z_{otr} + Z_{ol} = j 12.6 + j 72 + (40.5 + j 13.5) = 40.5 + j 98.1 \Omega$$

$$I_{t \text{ mini}} = (60 \times \sqrt{3}) / (33.75 + j 112.95) + (33.75 + j 112.95) + (40.5 + j 98.1) = 0.304 \text{ kA}$$

Ramené en valeur 20 kV :

$$I_{t \text{ maxi}} (20 \text{ kV}) = I_{t \text{ maxi}} (60 \text{ kV}) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{t \text{ maxi}} (20 \text{ kV}) = 0.320 \times (60 / 20) = 0.96 \text{ kA}$$

$$I_{t \text{ mini}} (20 \text{ kV}) = I_{t \text{ mini}} (60 \text{ kV}) \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$$

$$I_{t \text{ mini}} (20 \text{ kV}) = 0.304 \times (60 / 20) = 0.91 \text{ kA}$$

Défaut en D

Calcul en 60 kV

Impédances directe et inverse du transformateur 20/0.4 kV, 1 MVA, $U_{cc} = 5\%$, compte tenu du couplage l'impédance homopolaire est infinie (courant I_t nul)

$$Z_{dtr} = U_{cc} \times [U_n^2(\text{kV}) / S_n(\text{MVA})]$$

$$Z_{dtr} = Z_{itr} = 0.05 \times [60^2 / 1] = 180 \Omega$$

$$Z_{amont} = Z_s + Z_{tr} + Z_l + Z_{tr2}$$

$$\begin{aligned} Z_{damont \text{ mini}} &= Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} + Z_{dl} + Z_{tr2} = j 2.4 + j 72 + (33.75 + j 33.75) + j 180 \\ &= 33.75 + j 288.15 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{damont \text{ maxi}} &= Z_{ds \text{ maxi}} + Z_{dtr} + Z_{dl} + Z_{tr2} = j 7.2 + j 72 + (33.75 + j 33.75) + j 180 \\ &= 33.75 + j 292.95 \Omega \end{aligned}$$

$$I_{cc} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont})$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ mini}})$$

$$Z_{damont \text{ mini}} = 33.75 + j 288.15 \Omega = 290.12 \Omega$$

$$I_{cc \text{ maxi}} = 60 / (\sqrt{3} \times 290.12) = 0.119 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

$$I_{cc \text{ mini}} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_{damont \text{ maxi}})$$

$$Z_{damont \text{ maxi}} = 33.75 + j 292.95 \Omega = 294.888 \Omega$$

$$I_{cc \text{ mini}} = 60 / (\sqrt{3} \times 294.888) = 0.117 \text{ kA (valeur 60 kV)}$$

Ramené en valeur 0.4 kV :

$I_{cc \text{ maxi (0.4 kV)}} = I_{cc \text{ maxi (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$

$I_{cc \text{ maxi (0.4 kV)}} = 0.119 \times (60 / 20) = 17.91 \text{ kA}$

$I_{cc \text{ mini (0.4 kV)}} = I_{cc \text{ mini (60 kV)}} \times (\text{tension de calcul} / \text{tension d'utilisation})$

$I_{cc \text{ mini (0.4 kV)}} = 0.117 \times (60 / 20) = 17.62 \text{ kA}$

7.5.4. Conclusion

Le niveau de tension de calcul est indifférent, et le choix sera pratique.

Les impédances ne pourront être additionnées, soustraites ou calculées que si elles sont exprimées pour le même niveau de tension.

Des simplifications seront possibles :

Assimilation de l'impédance de source à une réactance.

Assimilation de l'impédance de transformateur à une réactance.

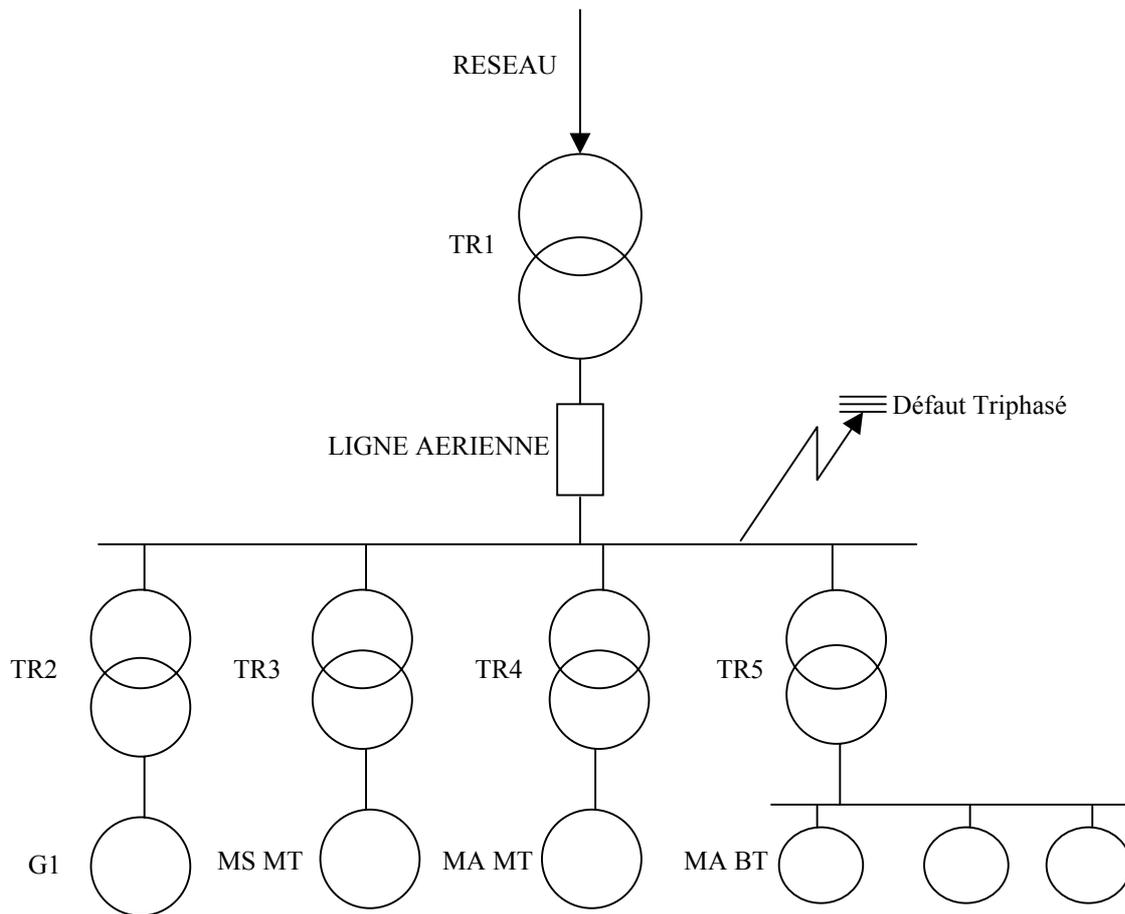
Pour les lignes aériennes à forte section, assimilation de l'impédance de liaison à une réactance.

Pour les câbles, l'assimilation de l'impédance de liaison à une réactance ne pourra être faite que compte tenu des caractéristiques du câble et de sa longueur.

Un courant de défaut, de par les imprécisions sur les intervenants, s'exprime en kA (avec 2 décimales maximum lorsque les données sont parfaitement connues).

7.6. Exemple 2 : calcul complet de court circuit triphasé

7.6.1. Caractéristiques du réseau



RESEAU :

Données connues :

$U_n = 90 \text{ kV}$, $F_n = 50 \text{ Hz}$, $S_{cc \text{ tri maxi}} = 1000 \text{ MVA}$

Hypothèse complémentaire retenue :

$T_p = 60 \text{ ms}$

TRANSFORMATEUR HTB / HTA :

Données connues :

TR1 = 90 / 15 kV, $S_n = 30 \text{ MVA}$, $U_{cc} = 10\%$

Hypothèse complémentaire retenue :

$P_w = 0.4\% S_n$

TRANSFORMATEUR HTA / HTA ou HTA / BT :

Données connues :

$$TR2 = 15 / 5.5 \text{ kV}, S_n = 10 \text{ MVA}, U_{cc} = 12\%$$

$$TR3 = 15 / 5.5 \text{ kV}, S_n = 5 \text{ MVA}, U_{cc} = 7.5\%$$

$$TR4 = 15 / 5.5 \text{ kV}, S_n = 5 \text{ MVA}, U_{cc} = 7\%$$

$$TR5 = 15 / 0.4 \text{ kV}, S_n = 7 \text{ MVA}, U_{cc} = 8\%$$

Hypothèse complémentaire retenue pour tous les transformateurs :

$$P_w = 0.4\% S_n$$

LIAISON HTA :

Données connues :

$$\text{Ligne aérienne } 240^2 \text{ long} = 0.4 \text{ km}$$

Hypothèse complémentaire retenue :

$$Z_d = 0.1 + j 0.4 \Omega / \text{km}$$

GENERATEUR :

Données connues :

$$S_n = 8 \text{ MVA}, U_n = 5.5 \text{ kV}, X''_d = 20\%, X'_d = 30\%, X_d = 150\%, T''_d = 0.05 \text{ s},$$

$$T'_d = 0.8 \text{ s}, T_a = 0.04 \text{ s}$$

Hypothèse complémentaire retenue :

$$R_{\text{stator}} = 0.027 \Omega$$

MOTEUR MS MT :

Données connues :

$$\text{Moteur synchrone}, S_n = 3.5 \text{ MVA}, U_n = 5.5 \text{ kV}, X''_d = 15\%, X'_d = 25\%, X_d = 250\%,$$

$$T''_d = 0.025 \text{ s}, T'_d = 0.3 \text{ s}, T_a = 0.06 \text{ s}$$

Hypothèse complémentaire retenue :

$$R_{\text{stator}} = 0.069 \Omega$$

MOTEUR MA MT :

Données connues :

$$\text{Moteur asynchrone}, S_n = 3 \text{ MVA}$$

Hypothèses complémentaires retenues :

$$I_d / I_n = 6, T_{\text{pér}} = 0.07 \text{ s}, T_{\text{apér}} = 0.08 \text{ s}$$

MOTEURS BT :

Données connues :

$$\text{Moteurs asynchrones}, \Sigma S_n = 4 \text{ MVA}$$

Hypothèses complémentaires retenues :

$$I_d / I_n = 7.5, T_{\text{pér}} = 0.02 \text{ s}, T_{\text{apér}} = 0.03 \text{ s}$$

7.6.2. Calculs des courants de court-circuit

Le défaut à calculer étant sur le jeu de barres 15 kV, toutes les impédances seront calculées pour ce niveau.

APPORT RESEAU :

Impédance de source :

$$Z_s = U_n^2 / S_{cc} = 15^2 / 1000 = 0.225 \Omega$$

$$\text{avec } T_p = 0.06 \text{ s, } L_s / R_s = 0.06, X_s / R_s = 18.85, Z_s = 0.012 + j 0.225 \Omega$$

Impédance du transformateur TR1 :

$$Z_{tr1} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0.1 \times (15^2 / 30) = 0.75 \Omega$$

$$P_w = 0.4\% \times S_n = 120 \text{ kW (tri)} = 3 \times 40 \text{ kW (mono)}, R_{tr1} = P_w \text{ mono} / I_n^2$$

$$\text{avec } U_n = 15 \text{ kV et } S_n = 30 \text{ MVA, } I_n = 1154.7 \text{ A, } R_{tr1} = 40000 / 1154.7^2 = 0.03 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr1}^2 - R_{tr1}^2} = 0.749 \Omega, Z_{tr} = 0.03 + j 0.749 \Omega$$

Impédance de la liaison :

$$Z_l = 0.4 \times (0.1 + j 0.4) = 0.04 + j 0.16 \Omega$$

Impédance de limitation totale :

$$Z_{tot} = Z_s + Z_{tr1} + Z_l = (0.012 + j 0.225) + (0.03 + j 0.749) + (0.04 + j 0.16)$$

$$Z_{tot} = 0.082 + j 1.134 = 1.137 \Omega$$

Apport courant de court-circuit symétrique I_{cc} par le réseau :

$$I_{cc} = V_n / Z_{tot} = (15 / \sqrt{3}) / 1.137 = 7.6 \text{ kA}$$

Apport courant de crête maximum I_{pic} par le réseau :

$$R / X = 0.082 / 1.134 = 0.072, K = 2.54 I_{cc} = 19.3 \text{ kA}$$

APPORT GENERATEUR :

Résistance statorique, en valeur 15 kV = $R_{stator} 5.5 \text{ kV} \times (15 / 5.5)^2$

$$R_{stator} 15 \text{ kV} = 0.027 \times (15 / 5.5)^2 = 0.201 \Omega$$

Le courant de court-circuit efficace sera calculé à 65 ms (temps de fonctionnement des protections instantanées du générateur + temps de fonctionnement du disjoncteur, par application des formules :

$$I_{cc} = 1.102 \text{ kA correspondant à une réactance de } X_{géné} = V_n / I_{cc} = 7.859 \Omega$$

En résumé : $Z_{géné} = 0.201 + j 7.859 \Omega$

Impédance du transformateur TR2 :

$$Z_{tr1} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0.12 \times (15^2 / 10) = 2.7 \Omega$$

$$P_w = 0.4\% \times S_n = 40 \text{ kW (tri)} = 3 \times 13.333 \text{ kW (mono)}, R_{tr1} = P_w \text{ mono} / I_n^2$$

$$\text{avec } U_n = 15 \text{ kV et } S_n = 10 \text{ MVA, } I_n = 384.9 \text{ A, } R_{tr1} = 13333 / 384.9^2 = 0.09 \Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr1}^2 - R_{tr1}^2} = 2.698 \Omega, Z_{tr} = 0.09 + j 2.698 \Omega$$

Impédance de limitation totale :

$$Z_{tot} = Z_{géné} + Z_{tr2} = (0.201 + j 7.859) + (0.09 + j 2.698)$$

$$Z_{tot} = 0.291 + j 10.557 = 10.561 \Omega$$

Apport courant de court-circuit symétrique I_{cc} par le générateur :

$$I_{cc} = V_n / Z_{tot} = (15 / \sqrt{3}) / 10.561 = 0.8 \text{ kA}$$

Apport courant de crête maximum I_{pic} par le générateur :

$$R / X = 0.291 / 10.557 = 0.028, K = 2.71 I_{cc}, I_{pic} = 2.2 \text{ kA}$$

APPORT MOTEUR MS MT :

Résistance statorique, en valeur 15 kV = $R_{stator} 5.5 \text{ kV} \times (15 / 5.5)^2$

$$R_{stator} 15 \text{ kV} = 0.069 \times (15 / 5.5)^2 = 0.513 \Omega$$

Le courant de court-circuit efficace sera calculé à 65 ms (temps de fonctionnement des protections instantanées du moteur + temps de fonctionnement du disjoncteur, par application des formules :

$$I_{cc} = 0.471 \text{ kA} \text{ correspondant à une réactance de } X_{ms} = V_n / I_{cc} = 18.387 \Omega$$

En résumé : $Z_{ms} = 0.513 + j 18.387 \Omega$

Impédance du transformateur TR3 :

$$Z_{tr1} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0.075 \times (15^2 / 5) = 3.375 \Omega$$

$$P_w = 0.4\% \times S_n = 20 \text{ kW (tri)} = 3 \times 6.666 \text{ kW (mono)}, R_{tr1} = P_w \text{ mono} / I_n^2$$

avec $U_n = 15 \text{ kV}$ et $S_n = 5 \text{ MVA}$, $I_n = 192.45 \text{ A}$, $R_{tr1} = 6666 / 192.45^2 = 0.18 \Omega$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr1}^2 - R_{tr1}^2} = 3.37 \Omega, Z_{tr} = 0.18 + j 3.37 \Omega$$

Impédance de limitation totale :

$$Z_{tot} = Z_{ms} + Z_{tr3} = (0.513 + j 18.387) + (0.18 + j 3.37)$$

$$Z_{tot} = 0.693 + j 21.757 = 21.768 \Omega$$

Apport courant de court-circuit symétrique I_{cc} par le moteur synchrone :

$$I_{cc} = V_n / Z_{tot} = (15 / \sqrt{3}) / 21.768 = 0.4 \text{ kA}$$

Apport courant de crête maximum I_{pic} par le moteur synchrone :

$$R / X = 0.693 / 21.757 = 0.031, K = 2.7 I_{cc}, I_{pic} = 1.1 \text{ kA}$$

APPORT MOTEUR MA MT :

Par application des formules:

$$Z_{mot} = 12.5 \Omega = 2.445 + j 12.259 \Omega$$

$$Z_{transfo} = 3.15 \Omega = 0.18 + j 3.145 \Omega$$

$$Z_{total} = 15.65 \Omega = 2.625 + j 15.403 \Omega$$

$$T_{pér} = 0.07 \text{ s}$$

$$T_{apér} = 0.02 \text{ s}$$

Apport courant de court-circuit symétrique I_{cc} par le moteur asynchrone MT :

$$I_{cc} = 0.2 \text{ kA}$$

Apport courant de crête maximum I_{pic} par le moteur asynchrone MT :

$$I_{pic} = 1.1 \text{ kA}$$

APPORT MOTEURS MA BT :

$$Z_{mot} = 7.5 \Omega = 2.323 + j 7.131 \Omega$$

$$Z_{transfo} = 2.571 \Omega = 0.129 + j 2.568 \Omega$$

$$Z_{total} = 10.071 \Omega = 2.451 + j 9.699 \Omega$$

$$T_{pér} = 0.02 \text{ s}$$

$$T_{apér} = 0.01 \text{ s}$$

Apport courant de court-circuit symétrique I_{cc} par le moteur asynchrone MT :

$$I_{cc} = \text{nul}$$

Apport courant de crête maximum I_{pic} par le moteur asynchrone MT :

$$I_{pic} = 1.3 \text{ kA}$$

TABLEAU RECAPITULATIF DES APPORTS :

Elément	I_{cc} calcul	I_{cc} à 1.1 Un	I_{pic} calcul	I_{pic} à 1.1 Un
Réseau	7.6 kA	8.4 kA	19.3 kA	21.2 kA
Générateur	0.8 kA	0.9 kA	2.2 kA	2.4 kA
Moteur Synchrone	0.4 kA	0.4 kA	1.1 kA	1.2 kA
Moteur Asynchrone MT	0.2 kA	0.2 kA	1.1 kA	1.2 kA
Moteur Asynchrone BT	-	-	1.3 kA	1.4 kA
Total	9 kA	10 kA	25 kA	27.4 kA



7.6.3. Conclusion

Dans l'exemple ci-dessus, le matériel HT $I_{th} = 12.5 \text{ kA}$ semblerait convenir, il donnerait une sécurité de 25% par rapport à I_{cc} à 1.1 Un.

La tenue dynamique du matériel HT $I_{th} = 12.5 \text{ kA}$ est de $I_{pic} = 12.5 \times 2.5 = 31.25 \text{ kA}$ (suivant la norme), ce qui donnerait une sécurité de 14% par rapport à I_{pic} à 1.1 Un (sécurité insuffisante).

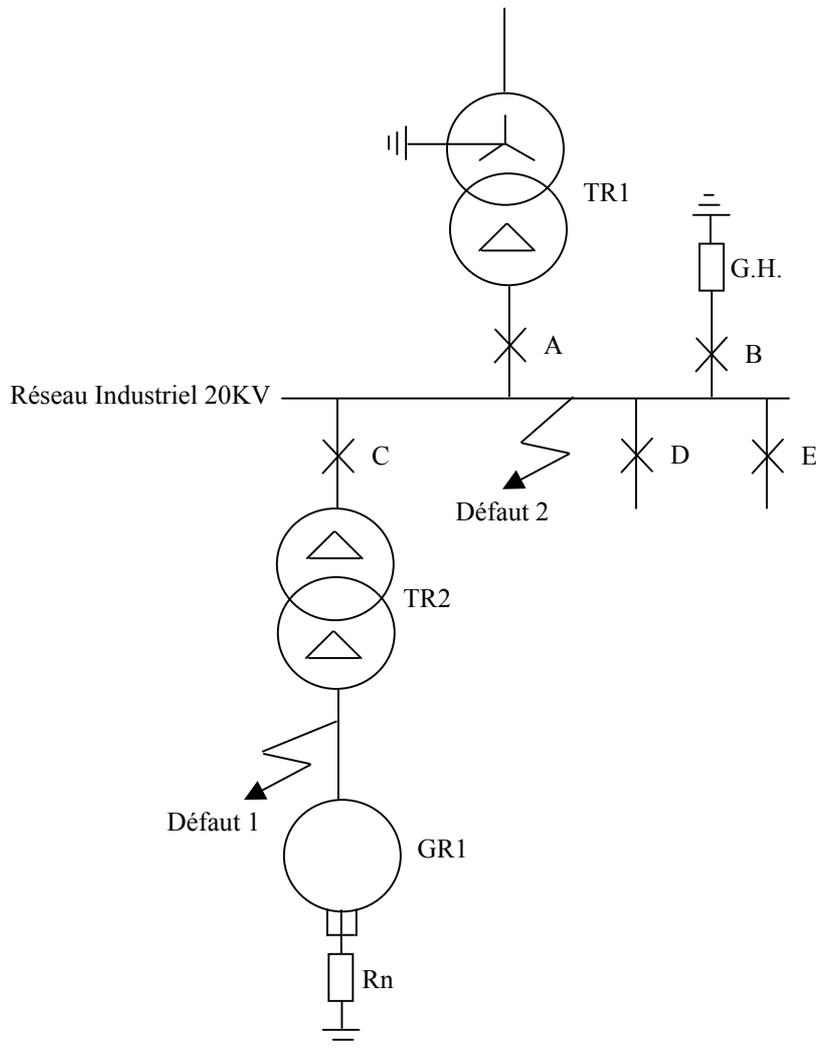
Le matériel $I_{th} = 20 \text{ kA}$ conviendrait mieux.

La limitation par inductance ne serait efficace que sur l'arrivée Réseau car 85% de I_{cc} provient du Réseau mais cela risque de provoquer aux démarrages des moteurs des problèmes dûs à la diminution de la puissance de court-circuit (vue du moteur).

La limitation par inductance sur l'arrivée Générateur ne serait pas efficace car moins de 10% de I_{cc} provient du Générateur.

7.7. Exemple 3 : calcul des courants de défauts aux bornes d'un groupes de secours

7.7.1. Caractéristiques du réseau



RESEAU

Tension nominale $U_n = 60 \text{ kV}$

Puissance de court-circuit triphasée $S_{cc} = 520 \text{ MVA}$ soit :

Courant de court-circuit triphasé $I_{cc} = 5 \text{ kA}$

ALTERNATEUR DE SECOURS GR1

Tension nominale $U_n = 5,5 \text{ kV}$
Puissance nominale $S_n = 10 \text{ MVA}$
Valeur non saturée de réactance subtransitoire directe $X''_d = 20\%$
Valeur non saturée de réactance transitoire directe $X'_d = 30\%$
Valeur non saturée de réactance synchrone directe $X_d = 90\%$
Valeur de réactance inverse $X_i = 25\%$
Valeur de réactance homopolaire $X_o = 10\%$
Valeur de résistance statorique $R_s = 0,022 \text{ Ohm}$
Valeur de résistance de mise à la terre du stator $R_n = 577 \text{ Ohm}$
Valeur de constante de temps subtransitoire directe $T''_d = 0,04 \text{ s}$
Valeur de constante de temps transitoire directe $T'_d = 2 \text{ s}$

TRANSFORMATEUR TR1 (réseau)

Couplage Etoile à la terre (HT) / Triangle (MT)
Tension nominale HT $U_n = 60 \text{ kV}$
Tension nominale MT $U_n = 20 \text{ kV}$
Puissance nominale $S_n = 50 \text{ MVA}$
Tension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$

TRANSFORMATEUR TR2 (Groupe de secours)

Couplage Triangle (MT1) / Triangle (MT2) ou tout couplage à "Barrière Homopolaire"
Tension nominale MT1 $U_n = 20 \text{ kV}$
Tension nominale MT2 $U_n = 5,5 \text{ kV}$
Puissance nominale $S_n = 10 \text{ MVA}$
Tension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$

Il est admis que le groupe de secours n'est pas en service lorsque le réseau est présent (interverrouillage entre les disjoncteur A et C).

7.7.2. Calculs des courants de court-circuit

Dans ce qui suit, l'apport du soutirage sera négligé.

DEFAUT 1 :

❖ Défaut triphasé 1

► Formule complète pour le calcul de la valeur efficace :

$$I_{cctri} = I_n \left[\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-\frac{t}{T''d}} + \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'd}} + \frac{1}{X_d} \right]$$

Application pour un temps d'élimination de défaut de **80 ms** :

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 10000 / (5,5 \times \sqrt{3}) = 1050 \text{ A}$$

$$\left(\frac{1}{0,2} - \frac{1}{0,3} \right) e^{-\frac{0,08}{0,04}} = 0,2255$$

$$\left(\frac{1}{0,3} - \frac{1}{0,9} \right) e^{-\frac{0,08}{2}} = 2,1351$$

$$\left(\frac{1}{0,9} \right) = 1,1111$$

$$I_{cctri1} = 1050 (0,2255 + 2,1351 + 1,1111) = 3,65 \text{ kA}$$

► Formule simplifiée pour le calcul de la valeur efficace :

$$I_{cctri} = V_n / X'd \quad \text{où } V_n = \text{tension nominale simple (phase-terre)}$$

$$X'd = \text{Valeur non saturée de réactance transitoire directe (en Ohm)}$$

Application :

$$X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X'd = 0,3 \times (5,5^2 / 10) = 0,9075 \text{ Ohm}$$

$$I_{cctri} = (5,5 / \sqrt{3}) / 0,9075 = 3,5 \text{ kA}$$

► Ecart entre les 2 Méthodes :

$$(3,65 - 3,5) / 3,65 = 4 \%$$

LA METHODE SIMPLIFIEE $I_{cctri} = V_n / X'd$ EST ACCEPTABLE COMPTE TENU DES TOLERANCES SUR LES VALEURS CONSTRUCTEUR DE REACTANCES.

❖ **Défaut terre 1 (monophasé) :**

➤ **Formule complète pour le calcul de la valeur efficace :**

$$I_t = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o) \quad \text{où } V_n = \text{tension nominale simple (phase-terre)}$$

$$Z_d = \text{impédance directe}$$

$$Z_i = \text{impédance inverse}$$

$$Z_o = \text{impédance homopolaire}$$

L'impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_d = X'd = 0,3 \times (5,5^2 / 10) = 0,9075 \text{ Ohm}$$

L'impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i (\Omega) = X_i (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_i = X_i = 0,25 \times (5,5^2 / 10) = 0,7563 \text{ Ohm}$$

L'impédance homopolaire Z_o est la somme vectorielle de l'impédance homopolaire du générateur et de l'impédance homopolaire dans le neutre (qui compte triple) :

L'impédance homopolaire du générateur peut être assimilée à la réactance homopolaire du générateur :

$$Z_o = X_o (\Omega) = X_o (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_o = X_o = 0,1 \times (5,5^2 / 10) = 0,3025 \text{ Ohm}$$

Par contre, la mise à la terre du stator ne peut être assimilée à une réactance que si elle est de type bobine selfique.

Dans l'exemple (cas général pour limiter les surtensions), elle est de type résistance pure et ne peut pas être assimilée à une réactance .

L'impédance homopolaire totale est égale à

$$Z_o = X_{otr} + 3R_n = \sqrt{0,3025^2 + (3 \times 577^2)} = 1731 \Omega$$

$$I_t = 3 \times (5500 / \sqrt{3}) / (0,9075 + 0,7563 + 1731) = 5,5 \text{ A}$$

➤ **Formule simplifiée pour le calcul de la valeur efficace :**

$$I_t = V_n / R_n \quad \text{où } V_n = \text{tension nominale simple (phase-terre)}$$

$$R_n = \text{Valeur de la résistance (ou impédance) de mise à la terre du stator (en Ohm)}$$

$$I_t = (5500 / \sqrt{3}) / 577 = 5,5 \text{ A}$$

➤ **Ecart entre les 2 Méthodes :**

La méthode simplifiée $I_t = V_n / R_n$ et plus généralement $I_t = V_n / Z_n$ est acceptable compte tenu de l'importance de la valeur de l'impédance de mise à la terre.

❖ Défaut biphasé 1 (isolé) :

► Formule complète pour le calcul de la valeur efficace :

$$I_{ccbi} = U_n / (Z_d + Z_i) \quad \text{où } U_n = \text{tension nominale composée (phase-phase)}$$
$$Z_d = \text{impédance directe}$$
$$Z_i = \text{impédance inverse}$$

L'impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$
$$Z_d = X'd = 0,3 \times (5,5^2 / 10) = 0,9075 \text{ Ohm}$$

L'impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i (\Omega) = X_i (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$
$$Z_i = X_i = 0,25 \times (5,5^2 / 10) = 0,7563 \text{ Ohm}$$

$$I_{ccbi 1} = 5,5 / (0,9075 + 0,7563) = 3,3 \text{ kA}$$

Nota :

Le courant de défaut biphasé peut être du même ordre de grandeur que le défaut triphasé, la formule $I_{ccbi} = 0,866 I_{cctri}$ ne s'applique pas pour les défauts aux bornes des machines.

Remarque :

Constante de temps aux bornes de la machine : $T_p = L / R_s = (X''d / \omega) / R_s$
où $X''d$ = Valeur non saturée de réactance subtransitoire directe (en Ohm)
 ω = pulsation du courant = $2\pi f = 314,16$ à 50 Hz
 R_s = Valeur de résistance statorique (en Ohm)

La réactance subtransitoire directe est égale à :

$$X''d (\Omega) = X''d (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$
$$X''d = 0,2 \times (5,5^2 / 10) = 0,605 \text{ Ohm}$$

$$T_p = (0,605 / 314,16) / 0,022 = 0,088 \text{ s}$$

❖ **DEFAUT 2 SUR LE JEU DE BARRES 20 kV**

Hypothèses générales :

- Les calculs seront effectués avec $U_n = 20$ kV.
- Assimilation des impédances directes aux réactances correspondantes (erreurs négligeables)
- Les formules simplifiées (groupe de secours) seront utilisées.
- Les différentes impédances de sources (réseau ou groupe de secours) auront même arguments.

3 cas sont à examiner :

- 1^{er} CAS : alimentation par le réseau seul (Disjoncteur A fermé et disjoncteur C ouvert)
- 2^{ème} CAS : alimentation par le groupe de secours seul (Disjoncteur A ouvert et disjoncteur C fermé)
- 3^{ème} CAS : alimentation exceptionnelle par le réseau et le groupe de secours (Disjoncteur A fermé et disjoncteur C fermé, pas d'interverrouillage entre disjoncteur A et C)

❖ **1^{er} CAS : Disjoncteur A fermé (Disjoncteur C ouvert)**

Défaut triphasé 2 :

Seul le réseau fournit le courant de défaut : $I_{cctri\ 2} = V_n / Z_{dam2}$

L'impédance Z_{dam2} de limitation du courant de défaut est composée de l'impédance de source Z_{ds} et de l'impédance de transformateur Z_{dtr1} .

Les impédances Z_{ds} et Z_{dtr1} sont en série.

$$Z_{ds} (\Omega) = U_n^2 / S_{cc} = 20^2 / 520 = 0,769 \Omega$$

Ou

$$Z_{ds} (\Omega) = U_n / (\sqrt{3} \times I_{cc20})$$

$$I_{cc20} = I_{cc60} \times (60 / 20) = 5 \times (60 / 20) = 15 \text{ kA}$$

$$Z_{ds} (\Omega) = 20 / (\sqrt{3} \times 15) = 0,769 \Omega$$

$$Z_{dtr1} = U_{cc} (\%) \times (U_n^2 / S_n) = 0,12 \times (20^2 / 50) = 0,96 \Omega$$

$$Z_{dam2} = Z_{ds} + Z_{dtr1} = 0,769 + 0,96 = 1,729 \Omega$$

$$I_{cctri\ 2} = (20 / \sqrt{3}) / 1,729 = 6,7 \text{ kA}$$

Défaut terre 2 (monophasé) :

Le transformateur TR1 est à couplage Etoile mise à la terre côté 60 kV et triangle côté 20 kV, vue du côté 20 kV, l'impédance homopolaire est infinie ("barrière homopolaire").

La limitation du courant de défaut à la terre se fait par le Générateur Homopolaire G.H. (ordre de grandeur de limitation de 50 à 300 A)

Le courant de défaut à la terre correspondra à cette valeur de limitation.

I_{t2} = valeur de limitation du courant de défaut terre par G.H.

❖ 2^{ème} CAS : : **Disjoncteur C fermé (Disjoncteur A ouvert)**

Défaut triphasé 2 :

Seul le groupe de secours fournit le courant de défaut : $I_{cctri2} = V_n / Z_{dam3}$

L'impédance Z_{dam3} de limitation de défaut est composée de l'impédance du groupe de secours Z_{dgs} et de l'impédance du transformateur Z_{dtr2} . Les impédances sont en série.

$$Z_{dgs} (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n) = 0,3 \times (20^2 / 10) = 12 \Omega$$

$$Z_{dtr2} = U_{cc} (\%) \times (U_n^2 / S_n) = 0,1 \times (20^2 / 10) = 4 \Omega$$

$$Z_{dam3} = Z_{dgs} + Z_{dtr2} = 12 + 4 = 16 \Omega$$

$$I_{cctri2} = (20 / \sqrt{3}) / 16 = 0,7 \text{ kA}$$

Défaut terre 2 (monophasé) :

Le transformateur TR2 est à couplage Triangle côté 5,5 kV et triangle côté 20 kV, vue du côté 20 kV, l'impédance homopolaire est infinie ("barrière homopolaire").

La limitation du courant de défaut à la terre se fait par le Générateur Homopolaire G.H. (ordre de grandeur de limitation de 50 à 300 A)

Le courant de défaut à la terre correspondra à cette valeur de limitation.

I_{t2} = valeur de limitation du courant de défaut terre par G.H.

❖ 3^{ème} CAS : Disjoncteurs A & C fermés

Défaut triphasé 2 :

L'impédance Z_{dam4} de limitation du courant de défaut est composée de l'impédance du groupe de secours Z_{dgs} et de l'impédance de transformateur Z_{dtr2} , en parallèle avec l'impédance de source Z_{ds} et l'impédance de transformateur Z_{dtr1} .

Les impédances Z_{dgs} et Z_{dtr2} sont en série et l'ensemble en parallèle avec les impédance Z_{ds} et Z_{dtr1} qui sont en série

$$Z_{dam4} = (Z_{dam3}) // (Z_{dam2}) = 16 // 1,729 = 1,56 \Omega$$

$$I_{cctri 2} = (20 / \sqrt{3}) / 1,56 = 7,4 \text{ kA}$$

Défaut terre 2 (monophasé) :

De ce qui précède (cas 1 & 2), vue du côté 20 kV, l'impédance homopolaire est infinie ("barrière homopolaire").

La limitation du courant de défaut à la terre se fait par le Générateur Homopolaire G.H. (ordre de grandeur de limitation de 50 à 300 A)

Le courant de défaut à la terre correspondra à cette valeur de limitation.

$I_t 2$ = valeur de limitation du courant de défaut terre par G.H.

7.7.3. Conclusion

Les protections pour défaut entre phases, pour le réseau industriel, devront être réglées si possible dans le cas le plus défavorable avec alimentation par le groupe de secours.

Avec un générateur homopolaire G.H. au niveau du jeu de barres 20 kV du réseau industriel, le courant de défaut à la terre n'est pas modifié par la configuration d'exploitation.

8. REGIME DU NEUTRE

8.1. Généralités

On appelle Régime de Neutre le type de connexion du Neutre de l'installation, celui-ci aura des répercussions sur :

Les valeurs de courant de défaut à la terre.

Les valeurs de surtensions :

- Surtensions élevées si courant de défaut à la terre faible.
- Surtensions faibles si courant de défaut à la terre élevé.

La continuité de service :

- Neutre isolé ou fortement impédant = possibilité de poursuivre l'exploitation au 1er défaut d'isolement (moyennant le respect du décret sur les protections des personnes et les différentes contraintes).
- Neutre à la terre ou faiblement impédant = impossibilité de poursuivre l'exploitation au 1er défaut d'isolement (coupure).

Les contraintes d'exploitation :

- Faibles si neutre à la terre ou faiblement impédant (pas de personnel qualifié).
- Plus importantes si neutre isolé ou fortement impédant (présence de personnel qualifié).

QUEL QUE SOIT LE SCHEMA RETENU LA PROTECTION DES PERSONNES SUR LES DANGERS ELECTRIQUES DEVRA ETRE ASSUREE.

Ceci concerne notamment :

- Contacts directs = mise hors de portée des parties sous tension (enveloppe isolante)
- Contacts indirects = tension de contact faible, utilisation de tensions de sécurité
- Mesures complémentaires entraînant éventuellement la coupure de l'installation = emploi de Disjoncteur Différentiel Résiduel ou/et Contrôleur Permanent d'Isolement ou/et limiteur de surtension etc.

LES NORMES IMPOSENT DE FAIRE DIFFERENTS CALCULS ET ESSAIS SUIVANT LE SCHEMA RETENU (S'Y REFERER OBLIGATOIREMENT).

Ceci concerne notamment :

- Tensions de contact
- Conditions de déclenchement
- Résistances des prises de terre etc.

REGLE $I_t < I_{CC}$

8.2. Réseau public

THT/HT

Neutre à la terre avec :

- Gestion de la mise à la terre des neutres ex : 2 sur 3 neutres de transformateurs mis à la terre
- Réactance (éventuellement résistance en HT) dans la mise à la terre du neutre pour limiter I_t

Dans certains pays nordiques :

- Neutre compensé par bobine de Peterssen : le courant capacitif des lignes est compensé par inductance variable accordée : $L\omega = \frac{1}{C\omega}$

► **Avantage :**

Pas de courant de défaut donc extinction de l'arc

► **Inconvénient :**

Difficultés d'accorder la bobine et de détecter le départ en défaut

HTA / ex MT

Le courant de défaut à la terre est limité par une Bobine de Point Neutre (BPN) avec généralement une résistance dans le neutre.

Le courant est limité à

- 300 A dans le cas d'un réseau aérien
- 1000 A dans le cas d'un réseau sous-terrain

► **Tendance :**

Adoption du neutre compensé (bobine de Peterssen), avec courant actif de 10 à 20 A

BT :

Régime TT obligatoire

- Mise à la terre directe du neutre BT du transformateur HTA/BT
- Les masses métalliques de l'installation BT devront être mises à la terre
- La protection sera assurée par un disjoncteur BT avec un calibre tel que les masses accessibles ne pourront pas être portées à un potentiel dangereux pour les personnes.

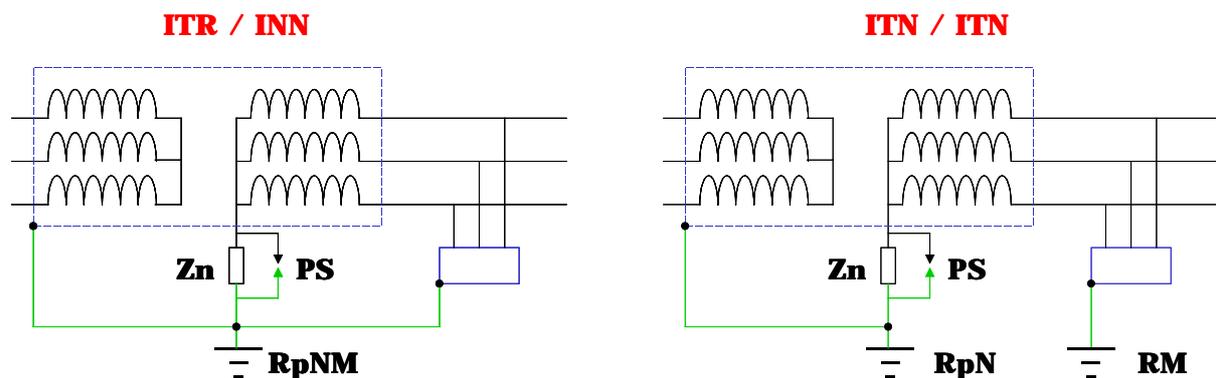
8.3. Réseau privé (dit Industriel)

SEPARATION HOMOPOLAIRE ENTRE RESEAU PRIVE ET PUBLIC PAR UN COUPLAGE ADEQUAT DU TRANSFORMATEUR HTB/HTA.

8.3.1. HTA / ex MT

Règles :

Aucun conducteur (y compris le neutre) ni aucune pièce sous tension ne doit se trouver à portée des personnes.



Les différents régimes de neutre sont régis par les normes NFC 13100 (poste HT/BT à 1 seul transformateur) & 1 3200 (installation HT alimentée par EDF avec plusieurs transformateurs et/ou source autonome) sont :

a) Norme NFC 13100

Les différents régimes de neutre (régis par la norme NFC 13100) sont définis par 3 lettres :

1^{ère} lettre : Neutre BT du transformateur

I = Isolé ou relié à la terre par une impédance de forte valeur

T = relié directement à la Terre

2^{ème} lettre : Masses de l'installation BT

N = les masses sont reliées au conducteur de Neutre

T = les masses sont reliées à la Terre

3^{ème} lettre : Masses du Poste

N = les masses du poste et le neutre sont reliées à une prise commune, les masses de l'installation sont raccordées à une prise distincte

R = les masses du poste, les masses de l'installation et le neutre sont reliées à une prise commune

S = les masses du poste, les masses de l'installation et le neutre sont reliées à des prises distinctes

Les schémas autorisés par la norme NFC 13100 sont

TTS :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné du transformateur HT/BT qui est lui-même éloigné de l'installation BT.

TTN :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + neutre BT reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est éloignée.

TNR :

Définition : liaison directe du point neutre à la terre, masses de l'installation reliées au conducteur de neutre, masses du poste de livraison + neutre BT + masses de l'installation BT reliées à la terre par une prise de terre commune.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est proche également (ensemble compact).

ITS :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée par l'intermédiaire d'un limiteur de surtension, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné du transformateur HT/BT qui est lui-même éloigné de l'installation BT.

ITN :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + neutre BT par l'intermédiaire d'un limiteur de surtension reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est éloignée.

ITR :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + neutre BT par l'intermédiaire d'un limiteur de surtension + masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre commune.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est proche également (ensemble compact).

Nota :

Un neutre isolé BT comportera un para-surtenseur de protection qui est à une extrémité mis à la terre (point considéré comme mise à la terre du neutre dans ce qui précède)

Une impédance de forte valeur est une impédance qui limite le courant de défaut à une valeur I_f telle que les règles du régime « Isolé » soient respectées (tension de contact $U_c = R_m \times I_f$ inférieure à tension dangereuse (tension limite de 12 à 50 V suivant le type de local, R_m étant la valeur de résistance des masses)

b) Norme NFC 13200

Les différents régimes de neutre (régis par la norme NFC 13200) sont définis par 3 lettres :

1^{ère} lettre : Neutre BT du transformateur

I = Isolé ou relié à la terre par une impédance de forte valeur

T = relié directement à la Terre ou relié à la terre par une impédance de faible valeur

2^{ème} lettre : Masses de l'installation BT

N = les masses sont interconnectées et reliées à la prise de terre du conducteur de Neutre

T = les masses sont reliées à la Terre

3^{ème} lettre : Masses du Poste (signification différente de la 3^{ème} lettre de la norme NFC 13100)

N = les masses du poste et le neutre sont reliées à une prise commune

R = les masses du poste, les masses de l'installation sont reliées à une prise commune

S = les masses du poste, les masses de l'installation et le neutre sont reliées à des prises distinctes

Les schémas autorisés par la norme NFC 13200 sont :

TTS :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée, masses de l'installation BT reliées à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné des transformateurs HT/BT qui est lui-même éloigné de l'installation BT.

TTN :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + neutre BT reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est éloignée (installation très étendue).

TTR :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre à la terre par une prise de terre commune, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, déconseillé par la norme, utilisable lorsque le poste de livraison est proche de l'installation BT et éloigné des transformateurs HT/BT.

TNN :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées au conducteur de neutre, masses du poste de livraison + neutre BT reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est proche également (ensemble compact).

TNS :

Définition : liaison directe du point neutre BT à la terre, masses de l'installation BT reliées au conducteur de neutre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné de l'installation BT, les transformateurs HT/BT étant situés dans l'installation BT.

ITS :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée, masses de l'installation BT reliées à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné des transformateurs HT/BT qui est lui-même éloigné de l'installation BT.

ITN :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + neutre BT reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est éloignée (installation très étendue).

ITR :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées directement à la terre, masses du poste de livraison + masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre à la terre par une prise de terre commune, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : cas rare, déconseillé par la norme, utilisable lorsque le poste de livraison est proche de l'installation BT et éloigné des transformateurs HT/BT.

INN :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées au conducteur de neutre, masses du poste de livraison + neutre BT reliées à la terre par une prise de terre, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

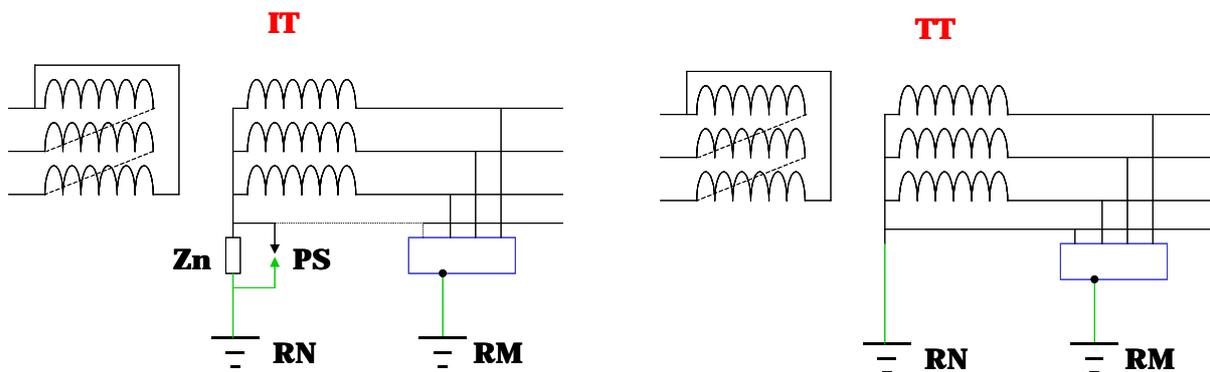
Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est proche du transformateur HT/BT, l'installation BT est proche également (ensemble compact).

INS :

Définition : point neutre isolé de la terre ou mis à la terre par une forte impédance, masses de l'installation BT reliées au conducteur de neutre, masses du poste de livraison reliées à la terre par une prise de terre, neutre BT relié à la terre par une prise de terre séparée, masses de l'installation BT reliées par conducteur PE à la terre par une prise de terre séparée.

Utilisation : utilisable lorsque le poste de livraison est éloigné de l'installation BT, les transformateurs HT/BT étant situés dans l'installation BT.

8.3.2. BT



Les différents régimes de neutre (régis par la norme NFC 15100) sont définis par 2 ou 3 lettres :

1^{ère} lettre : Neutre du transformateur

I = Isolé ou Impédant

T = Terre

2^{ème} lettre : Masses de l'installation

N = Neutre

T = Terre

3^{ème} lettre : (cas du régime TN) Conducteur de Protection

C = Confondu avec le neutre de l'installation

S = Séparé du neutre de l'installation

CS = Confondu puis Séparé (contraire non autorisé)

Les schémas autorisés par la norme NFC 15100 sont

IT :

Définition : neutre BT isolé ou relié à la terre par une impédance de forte valeur, masses de l'installation interconnectées par l'intermédiaire d'un conducteur de protection et mise à la terre distincte du neutre.

Utilisation : lorsque la continuité de service est impérative.

TT :

Définition : neutre BT relié directement à la terre, masses de l'installation interconnectées par l'intermédiaire d'un conducteur de protection et mise à la terre distincte du neutre.

Utilisation : lorsque la continuité de service n'est pas impérative.

TN :

Définition : neutre BT relié directement à la terre, masses de l'installation interconnectées par l'intermédiaire d'un conducteur de protection séparé = TNS ou commun avec le conducteur de neutre = TNC et mise à la terre au neutre

Utilisation : lorsque la continuité de service n'est pas impérative.

8.4. Choix des régimes de neutre dans une installation industrielle

Le choix n'est possible que lorsque l'Utilisateur est propriétaire du (des) transformateur (s).

Les 2 éléments prédominants sont :

- impératifs d'exploitation (continuité de service)
- conditions d'exploitation (présence ou non d'une équipe d'entretien)

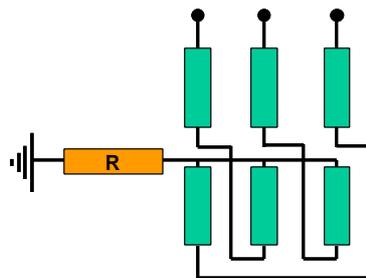
8.4.1. En HT (hors transformateur du Distributeur)

En général la mise à la terre du neutre se fait par l'intermédiaire d'une résistance de limitation de manière à :

- limiter le courant de défaut (de 10 à 100A)
- limiter les risques de surtension ($I_r > 2 I_c$)

La résistance de limitation peut être :

- Installée directement dans la connexion de neutre.
- Installée dans la connexion de neutre par l'intermédiaire d'un transformateur de distribution dont le secondaire est chargé par une résistance.
- par l'intermédiaire d'un point neutre artificiel :
 - * Transformateur étoile-triangle dont l'étoile est mise à la terre par une résistance de limitation et le secondaire en triangle ouvert se refermant en court-circuit.
 - * «Bobine de Fallou» (transformateur étoile-triangle dont l'étoile est mise directement à la terre et le secondaire en triangle ouvert se refermant sur une résistance de charge limitant le courant de défaut)
 - * « Bobine Zig-Zag » avec mise à la terre par résistance



8.4.2. En BT

a) Schéma IT =

► Exploitation :

Surveillance permanente de l'isolement de l'installation par Contrôleur Permanent d'Isolement.

Signalisation 1^{er} défaut d'isolement

Recherche du défaut par équipe spécialisée

Si 2^{ème} défaut = déclenchement immédiat

► Avantage :

Continuité de service même en présence de 1^{er} défaut d'isolement

► Inconvénients :

Personnel d'entretien nécessaire

Niveau d'isolement des récepteurs

Installation de limiteur de surtension

Localisation de défaut difficile sur réseau étendu

b) Schéma TT =

► Exploitation :

Déclenchement immédiat sur 1^{er} défaut d'isolement par Disjoncteur Différentiel Résiduel

► Avantages :

Exploitation simple

Pas de Personnel d'entretien

► Inconvénients :

Déclenchement immédiat sur 1^{er} défaut d'isolement par Disjoncteur Différentiel Résiduel du départ en défaut

Pas de continuité de service en présence du 1^{er} défaut d'isolement

c) Schéma TNC & TNS =

► Exploitation :

Déclenchement immédiat sur 1^{er} défaut d'isolement par Protection de surintensité

► Avantages :

Exploitation simple

Pas de Personnel d'entretien

► Inconvénients :

Déclenchement immédiat sur 1^{er} défaut d'isolement par Protection de surintensité

Pas de continuité de service en présence du 1^{er} défaut d'isolement

Schéma TNC = canalisations fixes et rigides

Précautions sur conducteur de protection PE

- Prises de terre uniformément réparties

- Liaisons équipotentielles

- Vérification des déclenchements sur 1^{er} défaut d'isolement.

8.4.3. Conclusion

Une « installation industrielle » alimentée en HTA devra répondre aux différentes normes et à leurs contraintes spécifiques suivant les schémas :

► Alimentation par un seul transformateur

Norme NFC 13100 s'appliquant au réseau en amont du disjoncteur BT (comprenant le transformateur HTA/BT)

Norme NFC 15100 s'appliquant au réseau en aval du disjoncteur BT (installation BT)

► Alimentation par plusieurs transformateurs

Norme NFC 13100 s'appliquant au réseau en amont du disjoncteur général HTA (comprenant le poste de livraison)

Norme NFC 13200 s'appliquant au réseau en aval du disjoncteur général HTA et en amont des disjoncteurs BT (comprenant les transformateurs HTA/BT et leurs disjoncteurs HTA)

Norme NFC 15100 s'appliquant au réseau en aval des disjoncteurs BT (installation BT)

► Alimentation par le réseau distributeur (EDF) et sources autonomes

Norme NFC 13100 s'appliquant au réseau en amont du disjoncteur général HTA (comprenant le poste de livraison)

Norme NFC 13200 s'appliquant au réseau en aval du disjoncteur général HTA et en amont des disjoncteurs BT (comprenant les transformateurs HTA/BT et leurs disjoncteurs HTA, les sources autonomes et leurs disjoncteurs)

Norme NFC 15100 s'appliquant au réseau en aval des disjoncteurs BT (installation BT)

8.5. Générateur homopolaire

8.5.1. Généralités

Lorsqu'un réseau HTA (ex MT) est alimenté par un transformateur HT/HTA à couplage étoile – triangle (triangle côté HTA) ou, dans le cas d'un générateur HTA alimentant un réseau HT par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/HT à couplage triangle – étoile (triangle côté HTA générateur), la partie HTA est isolé de la terre :

Le transformateur HT/HTA à couplage étoile – triangle (côté triangle) réalise une barrière homopolaire.

Pour des problèmes de surtension en cas de défaut monophasé et de détection de courant de défaut à la terre, le réseau HTA sera mis à la terre par l'intermédiaire d'un générateur homopolaire.

Le défaut à la terre étant par nature accidentel il sera nécessaire, du point de vue thermique de l'élément de limitation, de définir un cycle de fonctionnement.

La définition thermique pour un courant de défaut permanent n'étant pas réaliste et conduirait à un surdimensionnement de fait.

►Exemple de cycle de fonctionnement :

Courant permanent correspondant à 10% du courant de limitation.

Un défaut correspondant à 100% du courant de limitation pendant 3 secondes, suivi d'un repos de 30 secondes suivi d'un autre défaut correspondant à 100% du courant de limitation pendant 3 secondes, l'échauffement étant alors compatible avec la classe d'isolation des enroulements.

8.5.2. Limitation du courant de défaut à la terre

Pour des raisons économiques il est utilisé :

- des réactances pour la limitation du courant de défaut à la terre pour les réseaux de niveau de tension HTB (> 20 kV). La réactance limite les surtensions des phases saines, mais provoque des surtensions à l'élimination du défaut.

- des résistances pour la limitation du courant de défaut à la terre pour les réseaux de niveau de tension HTA (< 20 kV). La résistance amortit les oscillations lors de l'élimination du défaut, mais n'est pas favorable aux surtensions des phases saines.

Dans les différents calculs interviennent les différentes impédances (directe, inverse, homopolaire et dans le neutre), les différentes formules ci-après ne font intervenir que la seule variable influente, compte tenu des valeurs relatives, c'est à dire l'impédance dans le neutre.

Les câbles fournissent le maximum de courant capacitif (notamment lorsqu'ils sont à champ radial), une ligne aérienne 20 kV fournit environ 5.4 A / 100 km.

Suivant la valeur de limitation de courant à la terre ce générateur homopolaire sera de différents types :

- Faible courant à la terre (de 5 à 25 A, cas des générateurs) le générateur homopolaire sera de type Bobine de Fallou.
- Courant de limitation de courant à la terre de 25 à 200 A (cas des réseaux industriels) le générateur homopolaire sera des types : Bobine de Point Neutre (Transformateur Zig-zag avec neutre à la terre) ou Transformateur des services auxiliaires (Transformateur Etoile – étoile – triangle avec neutres primaire et secondaire à la terre).
- Courant de limitation de courant à la terre à 300 A (cas des réseaux aériens de distribution) le générateur homopolaire sera du type : Inductance (Réactances triphasées à couplage Zig-zag avec neutre à la terre).
- Courant de limitation de courant à la terre à 1000 A (cas des réseaux souterrains ou mixtes de distribution) le générateur homopolaire sera du type : Inductance (Réactances triphasées à couplage Zig-zag avec neutre à la terre).

Bien que raccordés en permanence sur le réseau, les générateurs homopolaires ne sont prévus thermiquement que pour limiter le courant de défaut à la terre pendant un certain temps et sous certaines conditions.

En général un générateur homopolaire est prévu avec une puissance nominale permanente (S_n) comprise entre 20 et 25% de la puissance maximum (correspondant au courant de limitation de courant à la terre).

8.5.3. Exemple de générateur homopolaire

8.5.3.1. Réseau HTB ($U_n > 60$ kV)

(limiter $I_{terre} < I_{cphase}$)

En HTB ($U_n > 60$ kV) tous les neutres des transformateurs sont mis directement à la terre.

Dans les postes où $I_{terre} > I_{cphase}$, il faudra limiter le courant de défaut à la terre par

- * Gestion des neutres par l'intermédiaire des sectionneurs de terre
- * Réactance de limitation dans la connexion de mise à la terre

Rappel :

Une impédance Z_n placée dans le neutre, dans le système homopolaire, compte pour le triple de sa valeur :

$$Z_n = [(3V_n / I_t) - (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_{oam})] / 3 \quad \text{où : } \begin{aligned} Z_n &= \text{impédance de limitation} \\ V_n &= \text{tension phase - terre} \\ I_t &= \text{courant de défaut terre} \\ Z_{dam} &= \text{Impédance directe amont} \\ Z_{iam} &= \text{Impédance inverse amont} \\ Z_{oam} &= \text{Impédance homopolaire amont} \end{aligned}$$

8.5.3.2. HTA ($U_n < 60 \text{ kV}$)

(On veut limiter I_{terre} , pour éviter les dommages importants et limiter les surtensions.)

(Alimentation du réseau industriel privé HTA par un transformateur HTB / HTA)

a) Couplage Triangle – étoile neutre sorti (Triangle côté HTB)

La mise à la terre comportera une résistance de limitation R_n pour avoir un courant de limitation minimum de 10 A.

Ce courant de limitation correspondant au minimum à 2 fois le courant capacitif de l'ensemble des câbles pouvant être simultanément en service et tenant compte des éventuelles extensions possibles.

$I_t \geq 2 (3 V_n C \omega)$ où : C = capacité homopolaire des câbles (sensiblement égal à la capacité de service phase – terre)

En pratique, on considère un courant de limitation maximum de 100 A avec :

$$R_n = [(3V_n / I_t) - (Z_{\text{dam}} + Z_{\text{iam}} + Z_{\text{oam}})] / 3$$

où :

- R_n = résistance de limitation
- V_n = tension phase – terre
- I_t = courant de défaut terre
- Z_{dam} = Impédance directe amont
- Z_{iam} = Impédance inverse amont
- Z_{oam} = Impédance homopolaire amont

Lorsque le courant de limitation est faible (exemple 20 A) la formule peut se simplifier en :

$$R_n = V_n / I_t$$

Nota :

Une variante de ce schéma est le raccordement de cette résistance par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé dans le neutre, de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_s$

Dans ce cas là, la résistance R_{ns} au secondaire est égale à :

$$R_{\text{ns}} = R_n \times [V_s / (U_n / \sqrt{3})]^2$$

b) Couplage Etoile – triangle (Triangle côté HTA)

Le réseau HTA est, compte tenu du couplage du transformateur HTB / HTA, isolé.
 Pour éviter les surtensions en cas de défaut phase – terre, et permettre la sélectivité des départs en défaut, le réseau HTA sera mis à la terre par l'intermédiaire d'un «générateur homopolaire».

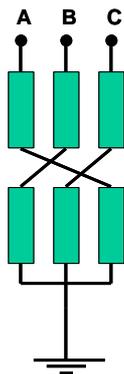
Ce «générateur homopolaire» peut être de différents types et de réalisations suivant la valeur de courant de limitation à la terre et des fonctions complémentaires éventuelles qui lui seront demandées.

Le réseau HTA peut être avec une utilisation :

❖ Distribution Aérienne :

En France la limitation est choisie à 300 A.

Elle est réalisée par des bobines d'inductance triphasées (enroulements couplés généralement en zigzag ZN).



Les valeurs normalisées d'impédance homopolaire par phase sont de 116 Ω pour un réseau $U_n = 20$ kV et 87 Ω pour un réseau $U_n = 15$ kV

$$Z_0 = U_n / (\sqrt{3} \times I_0), I_0 = 300 / 3 = 100 \text{ A}$$

❖ Distribution Souterraine (câble) :

En France la limitation est choisie à 1000 A.

Elle est réalisée par des bobines d'inductance triphasées (enroulements couplés généralement en zigzag ZN, voir ci-dessus).

Les valeurs normalisées d'impédance homopolaire par phase sont de 34.6 Ω pour un réseau $U_n = 20$ kV & 26 Ω pour un réseau $U_n = 15$ kV

$$Z_0 = U_n / (\sqrt{3} \times I_0), I_0 = 1000 / 3 = 333 \text{ A}$$

❖ **Distribution Mixte (aérienne + câble) :**

En France actuellement la limitation est choisie à 1000 A comme pour la Distribution Souterraine.

Le nouveau régime en cours de réalisation est dit «neutre compensé» par Bobine de Peterssen (réactance L accordée avec les capacités 3 C du réseau, $L 3C \omega^2 = 1$), une composante résistive est conservée (régime en cours d'étude).

❖ **Réseau Industriel (aérienne + câble) :**

La mise à la terre se fera par l'intermédiaire d'un générateur homopolaire, préférablement installé sur le jeu de barres (pratiquement impératif lorsque le réseau HTA comporte des générateurs débitant en parallèle sur le jeu de barres et sans l'intermédiaire de transformateurs groupe – bloc). Le courant résistif de limitation minimum 10 A

Ce courant résistif de limitation correspondant au minimum à 2 fois le courant capacitif de l'ensemble des câbles pouvant être simultanément en service et tenant compte des éventuelles extensions possibles.

$I_t \geq 2 (3 V_n C \omega)$ où C = capacité homopolaire des câbles (sensiblement égal à la capacité de service phase – terre)

En pratique courant résistif de limitation maximum 100 A

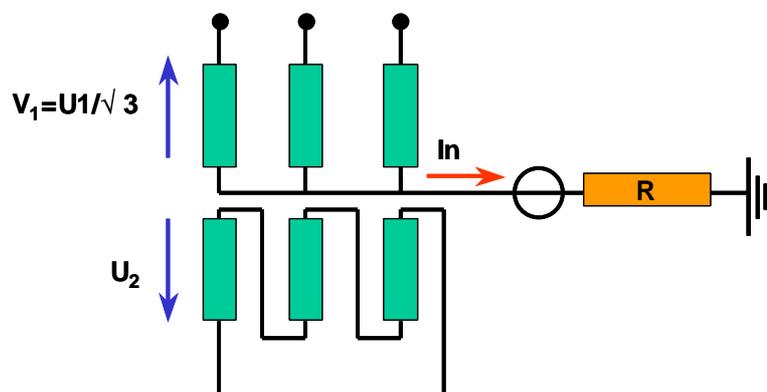
Différents types de «générateur homopolaire» sont utilisables :

- «Bobine de Fallou» : cette solution est la plus utilisée pour les limitations < 100 A.

Est réalisée par un transformateur triphasé à couplage Etoile – triangle (YNd), de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_s$, dont le primaire est en étoile neutre mis directement à la terre et dont le secondaire BT est à couplage triangle ouvert se refermant sur une résistance R_s .

Le rôle de cette résistance BT est de limiter le courant I_{rn} à la terre côté primaire.

$$R = (9 U_2^2) / [(U_1 / \sqrt{3}) \times I_n]$$

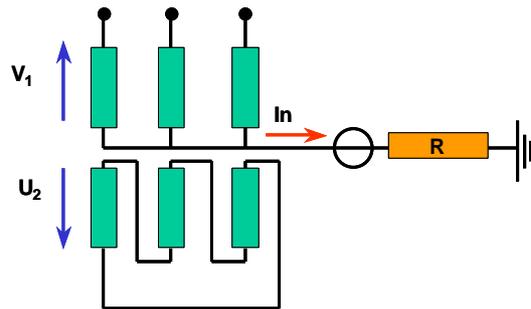


- Variante avec résistance au primaire :

Est réalisée par un transformateur triphasé à couplage Etoile – triangle (YNd), de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_s$, dont le primaire est en étoile neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance R_n et dont le secondaire BT est à couplage triangle ouvert se refermant en court-circuit.

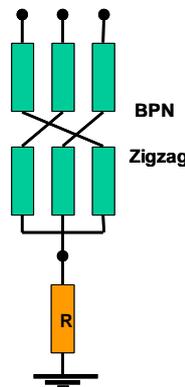
$$R_n = V_1 / I_n$$

Cette solution est peu utilisée, du fait du coût plus important de la résistance MT par rapport au prix de la résistance BT de la solution Bobine de Fallou.



- «Bobine Zigzag» :

Cette solution est utilisée pour les limitations $I_{rn} > 100 \text{ A}$.



Elle est réalisée par un transformateur triphasé à couplage Etoile – étoile (Yyn), de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_s$, suivant le schéma ci-dessus et dont le secondaire BT est à couplage étoile mis à la terre par une résistance R_n .

La particularité du couplage Zigzag est la diminution de l'impédance homopolaire Z_{otr} (de l'ordre de 1 à 2%).

Ce montage permet d'obtenir un courant I_{rn} plus important et d'utiliser une résistance R_n de type BT.

► Exemple de définition :

Emploi d'un transformateur 400 kVA, $U_{cc} = 4\%$, $U_{cco} = 1.5\%$, couplage zigzag, courant de limitation à la terre $I_{rn} = 250$ A.

$$Z_{dtr} = Z_{itr} = 0.04 \times (20^2 / 0.4) = 40 \Omega$$

$$Z_{otr} = 0.015 \times (20^2 / 0.4) = 15 \Omega$$

$$I_{rn} = 250 \text{ A} = (20000 \times \sqrt{3}) / (j 40 + j 40 + j 15 + R_n)$$

$$R_n = \sqrt{[(20000 \times \sqrt{3}) / 250]^2 - 95^2} = 100 \Omega$$

En fait en général le fabricant définit lui-même toutes les caractéristiques pour permettre une limitation à 250 A.

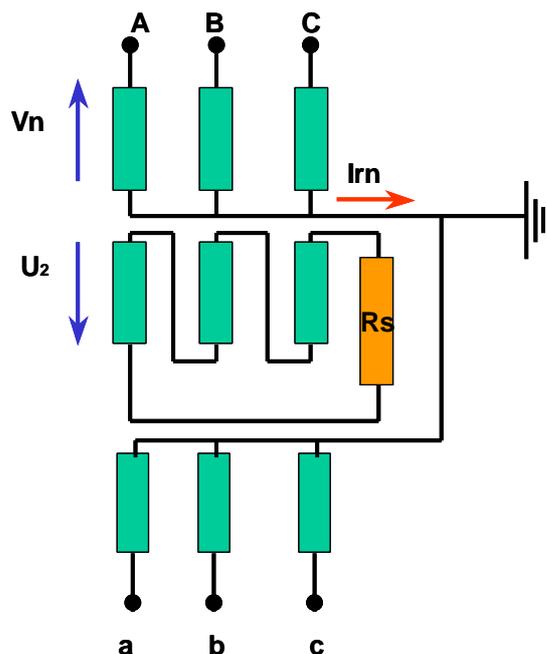
- Transformateur Auxiliaire à 3 enroulements dit «Transformateur de point neutre avec triangle de compensation» :

Cette solution est utilisée pour les limitations < 100 A et lorsque l'on doit disposer d'un enroulement pour les auxiliaires du poste.

Elle est réalisée par un transformateur triphasé à couplage Etoile – étoile – triangle (YNynd), de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_{BT} - V_s$, dont le primaire est en étoile neutre mis directement à la terre, dont le secondaire BT est à couplage étoile est sert à l'alimentation des auxiliaires et dont le tertiaire est à couplage triangle ouvert se refermant sur une résistance R_s .

Le rôle de cette résistance BT est de limiter le courant I_{rn} à la terre côté primaire.

$$R_s = (9 \cdot U_2^2) / [(U_n / \sqrt{3}) \cdot I_{rn}] = (9 U_2^2) / [V_n \cdot I_{rn}]$$



Nota :

Les transformateurs de tension équipés d'un tertiaire pour éviter les amorçages de ferro-résonance parallèle, bien que répondant à ce schéma ne peuvent pas être considérés comme un générateur homopolaire du fait d'une limitation I_{rn} très faible

Ordre de grandeur de I_{rn} :

TT de rapport $(20000 / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3}) - (100 / 3)$, tertiaire pour la ferro-résonance en triangle ouvert se refermant sur une résistance de 100 w

$$R_s = 100 \Omega$$

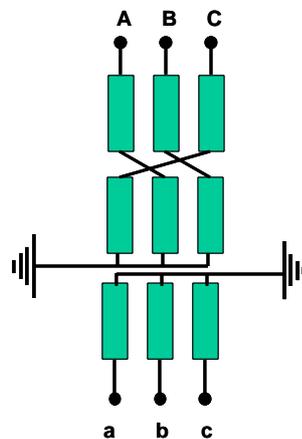
$$I_{rn} = (9 V_s^2) / [R_s \times (U_n / \sqrt{3})] = (9 \times 33.33^2) / [100 \times (20000 / \sqrt{3})] = 0.009 A$$

- Transformateur Auxiliaire dit «Transformateur de point neutre avec primaire en zigzag» :

Cette solution est utilisée pour les limitations $> 100 A$ et lorsque l'on doit disposer d'un enroulement pour les auxiliaires du poste.

Elle est réalisée par un transformateur triphasé à couplage Zigzag – étoile (ZNyn), de rapport $(U_n / \sqrt{3}) / V_{BT}$, dont le primaire est en Zigzag neutre mis directement à la terre, dont le secondaire BT est à couplage étoile est sert à l'alimentation des auxiliaires et est mis directement à la terre.

$$I_t = (3V_n) / (Z_{dtr} + Z_{itr} + Z_{otr})$$



Les valeurs de Z_{dtr} , Z_{itr} , Z_{otr} doivent être obtenues auprès du constructeur.

8.5.4. Protection du générateur homopolaire

L'utilisateur prévoit un cycle de fonctionnement qui se caractérise de la forme suivante :

- Ipermanent : en général = 10% du courant de limitation de courant à la terre
- Idéfaut : correspondant au courant de limitation de courant à la terre et ceci pendant un temps $t_{\text{d\u00e9faut}}$ suivi d'un temps $t_{\text{d\u00e9refroidissement}}$ (sous Ipermanent) suivi d'une mise sous tension à Idéfaut pendant le temps $t_{\text{d\u00e9faut}}$.

Le générateur homopolaire devra être protégé pour ces conditions particulières de fonctionnement, une protection permettant de reproduire le cycle est souhaitable :

Réglage de la protection de court-circuit : $0.5 I_{\text{cctri}}$ avec temporisation de 0.1 s, pour protéger des court-circuits aux bornes, cette protection agira sur les disjoncteurs HT & MT du transformateur HT/MT, le réseau MT ne pouvant être exploité à neutre isolé.

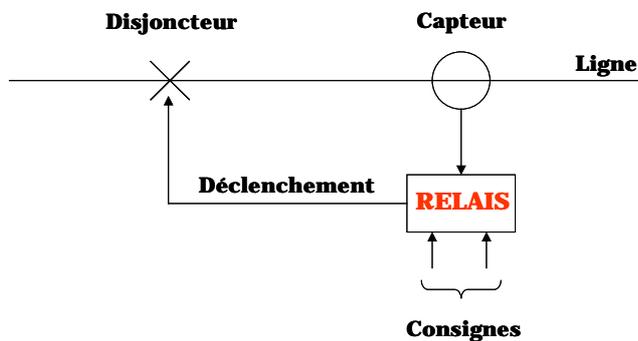
Réglage de la protections de surcharges :

Seuil bas (Impératif) : $0.8 I_{\text{permanent}}$ avec temporisation de 300 s (avec signalisation à $0.8 I_{\text{permanent}}$ avec temporisation de 20 s pour intervention), cette protection agira sur les disjoncteurs HT & MT du transformateur HT/MT, le réseau MT ne pouvant être exploité à neutre isolé.

Seuil intermédiaire (Souhaitable) : $0.4 I_{\text{d\u00e9faut}}$ avec temporisation de 4 $t_{\text{d\u00e9faut}}$, cette protection agira sur les disjoncteurs HT & MT du transformateur HT/MT, le réseau MT ne pouvant être exploité à neutre isolé.

Seuil haut (Souhaitable) : $0.8 I_{\text{d\u00e9faut}}$ avec temporisation de 0.8 $t_{\text{d\u00e9faut}}$, cette protection agira sur les disjoncteurs HT & MT du transformateur HT/MT, le réseau MT ne pouvant être exploité à neutre isolé.

9. ROLE D'UNE PROTECTION



LA PROTECTION DOIT, SUITE A L'APPARITION D'UN DEFAUT, PROVOQUER LA MISE HORS TENSION DE LA PLUS PETITE PARTIE DU RESEAU (CONTINUITÉ DE SERVICE POUR LA PARTIE SAINÉ) ET LE PLUS RAPIDEMENT POSSIBLE (SAUVEGARDE DU MATERIEL).

En BT, la protection d'un tronçon simple de réseau est généralement réalisée par des appareils directs : disjoncteurs magnéto-thermiques qui peuvent avoir la propriété de limiter le courant de défaut de par leur rapidité de fonctionnement, le courant de court-circuit est interrompu avant la première demi onde (10 ms) et ne peut atteindre son maximum.

En HT & MT la protection sera alimentée localement par des réducteurs de mesure qui lui fourniront l'image du réseau, en cas de présence de défaut électrique dans sa zone d'action, le rôle d'une protection est de détecter une anomalie et de commander le disjoncteur qui éliminera le défaut.

Les défauts ont des causes diverses :

- Foudre
- Pollution (industrielle, marine)
- Conditions climatiques (tempête, vent, givre)
- Séismes
- Feux de brousse
- Mécaniques (travaux à proximité, chute d'un pylône)
- Vieillessement naturel du matériel
- Surcharges thermiques
- Surtensions (dynamiques et de manœuvres)
- Fausses manœuvres

Il sera demandé à la PROTECTION d'être :

- SELECTIVE (n'éliminer que les anomalies pour lesquelles elle est prévue)
- RAPIDE (protection du matériel et poursuivre la continuité de service)
- FIABLE (en permanence disponible ou signaler sa défaillance)
- FIDELE (conserver dans le temps ses caractéristiques)
- PRECISE (connaissance de sa marge d'erreur)
- INDEPENDANTE DE LA CONFIGURATION DU RESEAU (qui est modifiable de par son exploitation) DONC ADAPTABLE
- INSENSIBLE AUX ANOMALIES DU RESEAU POUR LESQUELLES ELLE N'EST PAS DESTINEE (ex : surcharge)
- LA PLUS SENSIBLE POSSIBLE (courant de défaut faible)
- LA MOINS EXIGEANTE POSSIBLE EN CE QUI CONCERNE SON ALIMENTATION PAR LES TC & TP (régimes permanent et transitoire)
- NE PAS DECLENCHEUR INTEMPESTIVEMENT (conformité aux normes CEI, CE, IEEE..)

Elle devra de plus pouvoir servir de secours pour les protections «adjacentes».

Principes de sélectivité

LA SELECTIVITE CONSISTE A N'ELIMINER QUE LA PARTIE DU RESEAU EN DEFAUT EN N'OUVRANT QUE LE OU LES DISJONCTEURS LES PLUS PROCHES.

► CRITERES DE SELECTIVITE :

Auto-sélectivité

ex : Protection différentielle comparant 2 grandeurs si $I1 = I2$ pas de défaut ou défaut externe

avantage : protection instantanée

inconvénient : pas de fonction de secours pour « adjacents »

Seuil de fonctionnement $I1 > I2$

ex : Protection ampèremétrique à 2 seuils (court-circuit instantané et surcharge temporisée)

Délai de fonctionnement $t1 > t2$

ex : Protection ampèremétrique à temps constant :

le courant de défaut est détecté par les 2 protections (amont et aval)

la protection en amont est temporisée à une valeur supérieure à celle de la protection immédiatement adjacente en aval, l'écart de temps s'appelle « écart sélectif » de 0.2 à 0.3 s

avantage : relativement insensible à la configuration du réseau entraînant des variations de courant de défaut, il suffit que le seuil de courant soit dépassé

inconvénient : le temps de déclenchement est identique pour les défauts violents ou faibles

ex : Protection ampèremétrique à temps dépendant :

le courant de défaut est détecté par les 2 protections (amont et aval)

la protection détectant le plus fort courant fonctionne dans un temps plus faible, un défaut en amont provoque un courant plus important (plus près des sources), un défaut en aval provoque un courant de défaut plus faible mais avec la correction des TC sera plus élevé qu'un défaut amont

avantage : le temps de déclenchement est plus faible pour les défauts violents que pour les défauts faibles

inconvénient : nécessite que la variation de courant entre un défaut amont et aval soit importante sans cela nécessité de transférer les courbes d'un écart sélectif d'où perte partielle d'intérêt

Sens d'écoulement du courant de défaut :

ex : Protection directionnelle associée à une protection ampèremétrique

avantage : résoud certains problèmes de sélectivité comme les liaisons en boucle

inconvénient : la fonction directionnelle n'est pas significative d'un défaut d'où nécessité d'y adjoindre un « détecteur de défaut », nécessité d'informations tension pour le directionnel

Multi-critères :

ex : Diagramme temps-distance + téléaction des protections de distance par mesure à minimum de distance (zones) associées à des temporisations (stades)

avantage : système parfaitement adapté ayant fait ses preuves sur les lignes HTA/HTB/THT

inconvénient : système relativement onéreux limité à la protection des lignes HTA/HTB/THT

Sélectivité par informations logiques (dite à verrouillage logique)

La protection en aval détectant le défaut verrouille la protection immédiatement adjacente en amont et l'empêche de fonctionner, qui elle même verrouillera la protection immédiatement adjacente en amont etc...

avantage : réduction du nombre d'écarts sélectifs d'où temps de déclenchement « en tête » plus faible

inconvénients : nécessité d'échanges d'informations par fils pilotes donc cellules proches, fiabilité du système dépendant de la fiabilité des fils pilotes.

Nota :

Dans les réseaux HTA et HTB (< 90 kV) le plan de protection comporte généralement 2 systèmes :

Protection Principale = Elimination sélective (élimination du seul tronçon en défaut)

Protection de Secours = Elimination non sélective

Dans les réseaux HTB (< 90 kV) et THT le plan de protection comporte généralement 2 systèmes :

Protection Principale 1 = Elimination sélective (élimination du seul tronçon en défaut)

Protection Principale 2 (ou de Secours) = Elimination sélective (élimination du seul tronçon en défaut)

Alimentation des protections

Les protections nécessitent, pour l'alimentation des composants électroniques, une source d'alimentation auxiliaire qui peut être :

- en courant alternatif (différent de la source à protéger) cette solution se retrouve en « Industrie » mais jamais dans les postes HT/THT.
- en courant continu par batterie au plomb ou cadmium nickel avec des systèmes doublés pour améliorer la fiabilité et sécurité.

Les protections admettent généralement des variations de la tension de la source auxiliaire de $\pm 20\%$.

L'utilisation des batteries en « floating » peut entraîner dans certaines conditions de charge des surtensions préjudiciables à la protection.

Les protections admettent un taux d'ondulation de 5 %.

Les protections sont insensibles à des creux de tension 100 % de 50 ms (norme CEI 60255).

Les relais de sorties sont prévus pour une tension maximum de 380 V et un courant de 5 A.

En courant alternatif, ils peuvent commuter une charge de 1100 W (sous 380 V max).

En courant continu :

- le courant permanent dans les contacts est 5 A.
- le courant de crête 0.5 s de fermeture est de 30 A.
- le courant d'ouverture sur charge inductive est de 0.3 A ($L/R = 40$ ms et 110 V cc), ceci pour un fonctionnement de 100000 opérations.

-B-
LES REDUCTEURS
DE
MESURE

SOMMAIRE

1	AVANT PROPOS	5
2	TRANSFORMATEUR DE POTENTIEL.....	6
2.1	Réducteurs de tension inductifs	6
2.2	Réducteurs de tension capacitifs	7
2.3	Le raccordement des TP.....	8
2.4	Facteur de tension nominal	8
2.5	Transformateur de tension pour protection	8
3	TRANSFORMATEURS DE COURANT.....	11
3.1	Transformateurs de courant alimentant les protections.....	11
3.2	Emploi de la classe 5P avec les protections (Régime permanent)	13
3.3	Emploi de la classe 5P avec les protections (Régime transitoire).....	14
3.4	Transformateurs de courant alimentant les protections de distance	16
3.4.1	Avant propos	16
3.4.2	Rappel	16
3.4.3	Facteur de dimensionnement pour le régime transitoire	17
3.4.3.1	Fonctionnement sans cycle de réenclenchement	17
3.4.3.2	Fonctionnement avec cycles de fonctionnement	20
3.4.4	Tension secondaire limite d'excitation.....	24
3.4.5	Conclusion	25
3.5	Transformateurs alimentant les protections différentielles	28
3.5.1	Rappel :	28
3.5.2	Protection différentielle à haute impédance	28
3.5.3	Protection différentielle à pourcentage.....	30
3.6	Exemple de calcul de transformateur de courant	34
3.6.1	Schéma TC équivalent pour protection	34
3.6.2	Défaut se produisant au maximum de la tension = défaut sans apériodique :	35
3.6.3	Défaut se produisant au passage à zéro de la tension = défaut pleine apériodique	37
4	RESISTANCE DE FILERIE ET CLASSE DE PRECISION	38
4.1	Transformateurs tension.....	38
4.1.1	Mesure.....	38
4.1.2	Protection	38
4.1.3	Ferro-résonance	39
4.1.4	Filerie entre le transformateur et le relais.....	39
4.2	Transformateurs de courant	40
4.2.1	Mesure.....	40
4.2.2	Protection	41
4.2.3	Filerie entre le transformateur et le relais.....	41

1 AVANT PROPOS

En MT, HT & THT, les informations courants et tensions sont transmises à la protection par l'intermédiaire de réducteurs de mesure :

Transformateur de Potentiel (TP) = $X / 100 \text{ V}$ ou $(X / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3})$, la tension X étant la tension primaire, la tension de 100 V étant la tension secondaire généralement utilisée en France (autres pays 110, 115, 120, 200 V)

Transformateur de courant (TC) = $Y / 5 \text{ A}$ ou $Y / 1 \text{ A}$, le courant Y étant le courant primaire, le courant 5 ou 1 A étant le courant secondaire, en France la valeur 5 A était généralement utilisée mais la tendance actuelle en HT/THT est la valeur 1 A (préconisée par la norme CEI 44-6 du fait de la diminution de l'influence de la résistance de filerie). La norme CEI 185 traitant des TC prévoit les secondaires 1 et 5 A, alors que la norme américaine ANSI /IEEE C 57.13 ne prévoit que le secondaire 5 A.

Les protections peuvent fonctionner avec les TC/TP de toutes les normes à condition que la classe et puissance soit correctement choisie.

Dans les chapitres qui suivent nous nous référerons aux normes CEI, qui sont utilisés en France :

CEI 44.6 : TC en régime transitoire

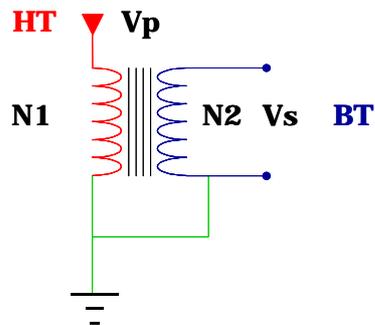
CEI 185 : TC (en régime établi)

CEI 186 : TP

2 TRANSFORMATEUR DE POTENTIEL

Les réducteurs de tension sont de 2 types :

2.1 Réducteurs de tension inductifs



$$U_p/U_s = n_1/n_2$$

dans laquelle :

U_p = tension primaire

U_s = tension secondaire

n_1 = nombre de tours du primaire du bobinage

n_2 = nombre de tours du secondaire du bobinage

➤ **Avantage :**

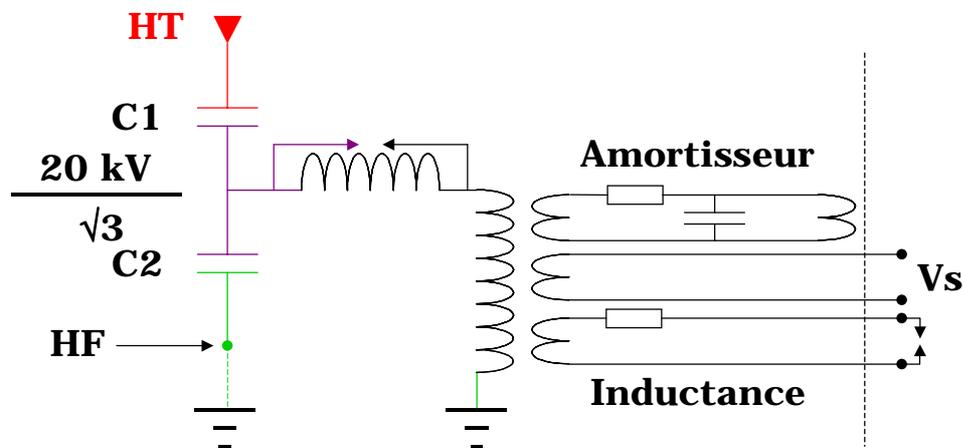
Erreur transitoire faible

➤ **Inconvénient:**

Ne permet pas le couplage de réseaux de télécommunication (transmission des signaux haute fréquence PLC : téléphonie et téléaction)

Coût pour les réducteurs $U_n > 150$ kV

2.2 Réducteurs de tension capacitifs



Un diviseur capacitif est réalisé avec C1 côté P1 et C2 côté P2

La tension qui apparaît aux bornes de C2 – P2 en absence de charge au point commun

C1 - C2 est : $U_2 = U_p \times [C_1 / (C_1 + C_2)]$

En réalisant l'accord : $L\omega = [1 / (C_1 + C_2)] \times \omega$, la tension qui apparaît aux bornes du secondaire S1 – S2, compte tenu du rapport de transformation du Tt intermédiaire (K_i) est égal à $U_s = U_p \times [C_1 / (C_1 + C_2)] \times (1 / K_i)$

Dans lesquelles :

C1 = capacité côté P1 du diviseur

C2 = capacité côté P2 du diviseur (terre)

U_2 = tension entre C2 et terre (P2)

U_p = tension primaire

L = inductance du Tt intermédiaire

K_i = rapport de transformation du Tt intermédiaire (généralement $(20000/\sqrt{3}) / (100/\sqrt{3})$)

➤ **Avantage :**

Permet le couplage de réseaux de télécommunication (transmission des signaux haute fréquence PLC : téléphonie et téléaction)

coût pour les réducteurs $U_n > 150$ kV

➤ **Inconvénient :**

Erreur transitoire importante (circuit oscillant)

2.3 Le raccordement des TP

a) Entre phases : $X / 100$ V

➤ **Avantage :**

Coût réduit car nécessite 2 TP au lieu de 3

➤ **Inconvénient :**

Nécessite 2 pôles isolés donc en pratique réservé à la MT

Ne permet pas de définir la tension homopolaire ($V_0 = V_1 + V_2 + V_3$)

Ne permet pas de décharger la ligne

b) Entre phases et terre : $(X / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3})$ V

➤ **Avantage :**

Ne nécessite qu'un pôle isolé donc en pratique pas de réservation à un niveau de tension

Permet de définir la tension homopolaire ($V_0 = V_1 + V_2 + V_3$)

Permet de décharger la ligne

➤ **Inconvénient :**

Coût plus élevé car nécessite 3 TP au lieu de 2

2.4 Facteur de tension nominal

Il est déterminé par la tension maximale de fonctionnement, laquelle dépend à son tour du réseau et des conditions de mise à la terre du réseau

Facteur de tension

1,2 continu (entre phases)

1,9 8 heures (entre phases et terre, réseau considéré comme « isolé »)

1,5 30 secondes (entre phases et terre, réseau considéré comme mis directement à la terre)

2.5 Transformateur de tension pour protection

➤ **Classe de précision :**

La classe prévue pour les protections est la classe 3P

erreur de tension de ± 3 %

erreur de déphasage de ± 120 minutes

Les erreurs sont garanties entre 2 % de la tension nominale et la valeur correspondant au facteur de tension nominale et ceci pour une charge comprise entre 25 et 100 % de la puissance nominale.

Remarques :

Il faut éviter de sur-dimensionner le TP en puissance car il sera sur-corrigé et pourra présenter une erreur plus importante, donc respecter la règle :
puissance nécessaire < puissance nominale du secondaire < 4 fois la puissance nécessaire

La résistance de la filerie entre TP et Protection intervient comme un facteur d'erreur et non comme un facteur de consommation. (voir exemple de définition ci-après)

Eviter d'utiliser la classe 6P, pour les mesures de puissance ou impédance, pour laquelle l'erreur sur la tension et sur le déphasage est plus importante ($\pm 6\%$ et ± 240 minutes).

Les classes 0.2, 0.5 & 1 prévues normalement pour la mesure sont acceptables (erreurs respectives de tension de $\pm 0.2\%$, $\pm 0.5\%$, $\pm 1\%$, et de déphasage de ± 10 minutes, ± 20 minutes, ± 40 minutes), mais dans la plage de 80 à 120 % de la tension nominale (au lieu de la plage de 2 % à la tension correspondante au facteur de tension).

Eviter d'utiliser la classe mesure 3 pour laquelle l'erreur sur le déphasage n'est pas garantie.

La classe E de la norme Anglaise BS 3938 est rigoureusement identique à la classe 3P.

➤ Exemple de définition de TP :

tension nominale secondaire (phases – terre) : $100 / \sqrt{3}$
Charge résistive de l'ensemble des protections : 10 VA
Longueur entre TP et protection : 2 x 200 m
Section de filerie : 2.5^2

Calculs :

Résistance de filerie :

$$R_f = L(\text{km}) \times (20/\text{Scm}^2) = 2 \times 0.2 \times (20/2.5) = 3.2 \ \Omega$$

Résistance équivalente de l'ensemble des protections

$$R_r = U^2 / P = (100 / \sqrt{3})^2 / 10 = 333.333 \ \Omega$$

Résistance totale :

$$R_t = R_f + R_r = 3.2 + 333.333 = 336.533 \ \Omega$$

Courant circulant dans la liaison :

$$I_l = U / R_t = (100 / \sqrt{3}) / 336.533 = 0.172 \ \text{A}$$

Chute de tension dans la filerie :

$$U_f = R_f \times I_l = 3.2 \times 0.172 = 0.549 \ \text{V}$$

La tension aux bornes des protections sera

$$U_r = R_r \times I_l = 333.333 \times 0.172 = 57.187$$

L'erreur provoquée par la filerie sera donc

$$U_f / (U_f + U_r) = 0.549 / (0.549 + 57.187) = 0.95 \ \% \ (\text{avec une section de } 2.5^2)$$

Puissance nécessaire :

$$S_{va} = U^2 / R_t = (100 / \sqrt{3})^2 / 336.533 = 9.9 \ \text{VA}$$

Règle :

puissance nécessaire < puissance nominale du secondaire < 4 fois la puissance nécessaire
 $9.9 < \text{puissance nominale du secondaire} < 4 \times 9.9$

Une valeur normalisée de 15 ou 20 VA classe 3P sera choisie.

Nota :

L'erreur provoquée par la résistance de filerie devra être inférieure à la moitié de l'erreur de tension de la classe de précision choisie.

3 TRANSFORMATEURS DE COURANT

La norme CEI 185 définit les Transformateurs de courant pour le régime de défaut établi. C'est le cas des protections fonctionnant avec des temporisations en MT notamment. De plus pour ce niveau de tension on peut faire abstraction de la composante apériodique du courant.

Nous allons définir 2 types de protections :

celles qui ne nécessitent pas la prise en compte de la composante apériodique ex : protections MT, protections temporisées (norme applicable CEI 185)

celles qui nécessitent la prise en compte de la composante apériodique ex : protections de distance HT fonctionnant dans les toutes premières périodes (norme applicable CEI 44.6).

L'image du défaut que doit transmettre le TC à la protection doit être la plus fidèle possible. Il ne doit pas y avoir de déformation par la saturation du noyau du TC notamment pour le courant de court-circuit maximum.

3.1 Transformateurs de courant alimentant les protections

La norme CEI 185 définit une classe de précision d'un transformateur de courant pour protection en le caractérisant par un nombre (Indice de Classe) et par la lettre "P" (initiale de Protection).

L'indice de classe indique la limite supérieure de l'erreur composée pour le courant limite de précision assigné et la charge de précision.

La forme fréquente d'expression est, par exemple, 50 VA classe 5 P 20, ce qui signifie que l'erreur composée de 5 % (50 VA classe 5 P 20) sera pour le courant limite de 20 In (50 VA classe 5 P 20) et pour une charge de précision de 50 VA (50 VA classe 5 P 20).

Les valeurs normales des classes de précision sont 5 P & 10 P.

Les valeurs normales des facteurs limites de précision sont 5, 10, 15, 20, 30 & 40.

La norme définit une tension limite de précision équivalente "Ual", qui est la valeur efficace de la tension sinusoïdale, à la fréquence assignée, qui si elle était appliquée à l'enroulement secondaire d'un transformateur de courant produirait un courant d'excitation correspondant au courant d'erreur maximal admissible relatif à la classe de précision du transformateur courant. En pratique les Constructeurs de Transformateurs de Courant, pour une définition en classe "5 P", calculent cette tension "Ual" pour une induction maximale du circuit magnétique de l'ordre de 1.8 Tesla.

La tension limite de précision U_{al} est égale à

$$U_{al} = I_{ns} \times Flp \times \left(R_{ct} + \frac{S_{va}}{I_{ns}^2} \right)$$

Dans laquelle :

I_{ns} = courant nominal secondaire

Flp = facteur limite de précision

R_{ct} = résistance de l'enroulement secondaire du TC

S_{va} = puissance disponible

➤ **Exemple :**

A un transformateur 5 A, 30 VA classe 5 P 20, $R_{ct} = 0.4 \Omega$ correspondra une tension minimum limite de précision $U_{al} =$

$$U_{al} = I_{ns} \times Flp \times \left(R_{ct} + \frac{S_{va}}{I_{ns}^2} \right) = 5 \times 20 \times \left(0.4 + \frac{30}{5^2} \right) = 160V$$

De la même manière à partir d'une tension limite de précision U_{al} on pourra définir une puissance dans une classe donnée. A une tension donnée pourra correspondre plusieurs puissances et classes (suivant différents Flp).

$$S_{va} = \left(\frac{U_{al} / Flp}{I_{ns}} - R_{ct} \right) \times I_{ns}^2$$

Ainsi à une tension limite de précision U_{al} de 160 V, un courant de 5 A et $R_{ct} = 0.4 \Omega$ correspondront une puissance et classe de précision avec $Flp = 5, 10, 15, 20, 30, 40$ de

$Flp = 5$, $S_{va} = 150$ VA classe 5 P 5

$Flp = 10$, $S_{va} = 70$ VA classe 5 P 10

$Flp = 15$, $S_{va} = 43$ VA classe 5 P 15

$Flp = 20$, $S_{va} = 30$ VA classe 5 P 20

$Flp = 30$, $S_{va} = 17$ VA classe 5 P 30

$Flp = 40$, $S_{va} = 10$ VA classe 5 P 40

Nota :

Il aurait été possible par le calcul de trouver une valeur négative de puissance, ceci signifie seulement que le Facteur Limite de Précision Flp proposé est trop élevé.

3.2 Emploi de la classe 5P avec les protections (Régime permanent)

Le TC doit transmettre une image fidèle du courant de défaut et ne pas saturer sur la valeur maximum

On définira donc les TC avec les valeurs suivantes :

$$U_{al} = k \times I_d \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times (R_{ct} + R_f + R_r)$$

Dans laquelle :

k = coefficient dépendant du type de protection (k = 2 pour les protections haute impédance, k = 1 pour les protections ampèremétriques, voir k pour protections de distance à TC surdimensionné)

I_d = courant maximum de défaut qui doit être mesuré ($I_d \leq I_{th}$, si I_d incalculable prendre $I_d = I_{th}$)

I_{sn} = courant nominal secondaire

I_{pn} = courant nominal primaire

R_{ct} = résistance du secondaire du TC

R_f = résistance de la boucle de filerie (par sécurité on prendra aller + retour)

R_r = résistance équivalente des différents relais en série

➤ Exemple 1 :

TC de rapport 500 / 1 A, $R_{ct} = 2 \Omega$, $I_d = 14.5 \text{ kA}$ alimentant un relais ampèremétrique de résistance $R_r = 0.01 \Omega$, filerie 2 x 50 m en 4².

Résistance de la filerie R_f :

$$R_f = 2 \times 0.05 \times (20/4) = 0.5 \Omega$$

Calcul de la tension limite de précision U_{al} nécessaire :

$$U_{al} = k \times I_d \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times (R_{ct} + R_f + R_r) = 1 \times 14500 \times \frac{1}{500} \times (2 + 0.5 + 0.01) = 72.8V$$

Puissance équivalente en classe 5 P 10 :

$$S_{va} = \left(\frac{U_{al} / Flp}{I_{ns}} - R_{ct} \right) \times I_{ns}^2 = \left(\frac{72.8/10}{1} - 2 \right) \times 1^2 = 5.28VA$$

Une puissance de 7.5 VA classe 5 P 10 est suffisante.

Le calcul peut être mené différemment :

En partant d'une puissance et classe de précision donnée ainsi que de la valeur de R_{ct} d'un TC on peut calculer la tension limite de précision et vérifier que celle-ci est supérieure à la tension limite de précision U_{al} nécessaire.

➤ Exemple 2 :

On dispose d'un TC 500 / 1 A de 5 VA classe 5 P 15, $R_{ct} = 2 \Omega$, vérifier que celui-ci est satisfaisant pour l'alimentation de la protection de l'exemple ci-dessus, où la tension limite de précision U_{al} nécessaire était de 74 V.

Calcul de la tension limite de précision U_{al} fournie par le TC :

$$U_{al} = I_{ns} \times Flp \times \left(\frac{S_{va}}{I_{ns}^2} + R_{ct} \right) = 1 \times 15 \times \left(\frac{5}{1^2} + 2 \right) = 105V$$

La tension limite de précision fournie par le TC est supérieure à la tension limite de précision nécessaire donc le TC 500 / 1 A de 5 VA classe 5 P 15, $R_{ct} = 2 \Omega$ convient.

3.3 Emploi de la classe 5P avec les protections (Régime transitoire)

On peut être amené à dimensionner les TC pour tenir compte de la composante apériodique qui se produit lorsque le courant de défaut s'établit au passage à zéro de la tension.

Cette composante continue risque de saturer le TC, et un compromis va être adopté en surdimensionnant le TC de manière à ce que la précision lors du premier défaut soit garanti pendant le temps d'acquisition de la protection, la saturation intervenant après ce temps d'acquisition n'étant plus gênante.

Le coefficient de surdimensionnement k de la formule ci-dessus prendra la valeur :

$$k = 1 + \left[\omega T_p (1 - e^{-\tau t_{al} / T_p}) \right] \tau$$

Dans laquelle :

ω = pulsation du courant = $2 \pi f$

T_p = constante de temps primaire du réseau

t_{al} = temps d'acquisition de la protection

τ = taux d'asymétrie

➤ Exemple :

Sur réseau 50 Hz, $T_p = 100$ ms, TC de rapport 500 / 1 A, $R_{ct} = 2 \Omega$, $I_d = 14.5$ kA alimentant une protection de distance de résistance $R_r = 0.1 \Omega$, temps maximum d'acquisition $t_{al} = 25$ ms, filerie 2 x 50 m en 4^2 .

On prendra un taux d'asymétrie de 100 %.

On définira donc les TC avec la même formule que ci-dessus :

$$U_{al} = k \times I_d \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times (R_{ct} + R_f + R_r)$$

Dans laquelle :

k = coefficient de sur-dimensionnement (voir ci-dessus sa formule)

I_d = courant maximum de défaut qui doit être mesuré ($I_d \leq I_{th}$, si I_d incalculable prendre $I_d = I_{th}$)

I_{sn} = courant nominal secondaire

I_{pn} = courant nominal primaire

R_{ct} = résistance du secondaire du TC

R_f = résistance de la boucle de filerie (par sécurité on prendra aller + retour)

R_r = résistance équivalente des différentes protections

Calculs :

Valeur de k

$$k = 1 + \left[\omega T_p (1 - e^{-t_{al}/T_p}) \right] \tau = 1 + \left[314.16 \times 0.1 \times (1 - e^{-0.025/0.1}) \right] \times 1 = 7.9$$

Résistance de la filerie R_f :

$$R_f = 2 \times 0.05 \times (20/4) = 0.5 \Omega$$

Calcul de la tension limite de précision U_{al} nécessaire :

$$U_{al} = k \times I_d \times \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \times (R_{ct} + R_f + R_r) = 7.9 \times 14500 \times \frac{1}{500} \times (2 + 0.5 + 0.01) = 575V$$

Puissance équivalente en classe 5 P 20 :

$$S_{va} = \left(\frac{U_{al} / I_{pn}}{I_{sn}} - R_{ct} \right) \times I_{sn}^2 = \left(\frac{575 / 20}{1} - 2 \right) \times 1^2 = 26.75VA$$

Une puissance de 30 VA classe 5 P 20 est suffisante.

Lorsque l'on souhaite sur-dimensionner le TC pour tenir compte de la composante apériodique de cette manière il faut :

utiliser systématiquement au minimum la classe 5 P 20 et $I_{sn} = 1 A$

éviter de mettre en série avec la protection de distance d'autres relais

Cette manière de procéder ne résout pas :

le problème de la saturation après le premier temps de mesure

le problème du flux rémanent

Cette manière de procéder est à utiliser chaque fois que la classe 5 P 20 est imposée.

Il est naturellement possible à partir des caractéristiques données d'un TC de vérifier si celui-ci est apte à alimenter une protection de distance (voir exemple ci-dessus pour les protections ampèremétriques).

3.4 Transformateurs de courant alimentant les protections de distance

3.4.1 Avant propos

Les Protections de Distance Numériques, rapides effectuent les acquisitions de mesure pendant le régime transitoire d'établissement du courant de défaut.

Suivant le moment d'apparition du défaut dans la sinusoïde, le courant de défaut comportera ou non une composante apériodique (composante continue).

Si le défaut se produit au passage à zéro de la tension, la composante apériodique sera maximale, par contre si le défaut se produit à la pleine tension la composante apériodique sera nulle et le courant de défaut sera sinusoïdal (sans composante continue).

Tout défaut se produisant entre ces 2 cas extrêmes sera caractérisé par un certain « taux d'apériodique ».

Les Transformateurs de Courant (dits TC) devront être dimensionnés pour tenir compte de cet aspect.

Les principales Normes utilisées pour la définition des TC alimentant les protections (CEI 185, BS 3938, ANSI / IEEE C57.13) ne traitent que du régime de courant de défaut établi (composante alternative sans composante apériodique), par contre la Norme CEI 44.6, qui est un complément de la norme CEI 185, avec la classe TP* (TPX, TPY, TPZ) traite du dimensionnement en régime transitoire.

Le dimensionnement des TC devra tenir compte d'un certain nombre de caractéristiques propres à chaque protection :

- Faculté ou non de pouvoir fonctionner sur un TC partiellement saturé (en conservant ses garanties de précision notamment).
- Temps d'acquisition des grandeurs pour effectuer, par la suite, les calculs nécessaires.

3.4.2 Rappel

Lorsque le défaut s'établit au passage à zéro de la tension il se produit une asymétrie totale du courant de court-circuit.

Le taux d'asymétrie (t%) dépendra de l'instant d'apparition du défaut sur la sinusoïde. Ce courant de court-circuit transitoire peut entraîner la saturation du TC et l'image secondaire qui sera délivrée ne sera pas exacte.

Pour satisfaire à cette condition de réponse au régime transitoire on sera amené à dimensionner le TC pour ce régime.

3.4.3 Facteur de dimensionnement pour le régime transitoire

3.4.3.1 Fonctionnement sans cycle de réenclenchement

La valeur maximale (taux d'asymétrie de 100 %) du coefficient de dimensionnement (pour un seul passage du courant de défaut) sera de :

$$K_{tf} = \frac{\Phi_e + \Phi_{al}}{\Phi_{al}} = \frac{\Phi_e}{\Phi_{al}} + 1$$

Dans laquelle :

Φ_e = flux dû à la composante exponentielle

Φ_{al} = flux dû à la composante alternative

Le flux nécessaire au TC sans saturation à l'instant t est :

$$\Phi_e = \Phi_{al} \left[\frac{\omega * T_p * T_s}{T_p - T_s} * (e^{-t/T_p} - e^{-t/T_s}) + 1 / \cos \beta \right]$$

Dans laquelle :

ω = pulsation du courant = $2 \pi f$

T_p = constante de temps primaire du réseau = L_p/R_p (voir remarques 1 ci-après)

T_s = constante de temps secondaire du TC = L_s/R_s (voir remarques 2 ci-après)

$\cos \beta$ = cosinus de la charge secondaire (Relais + Filerie) (voir remarques 3 ci-après)

Remarques :

a) Constante T_p :

La valeur de la constante de temps primaire du réseau dépend du niveau de tension et de court-circuit.

Un constructeur donne comme ordre de grandeur de constante de temps primaire de T_p :

$$X_p / R_p = U_n / 6$$

Dans laquelle :

X_p = Réactance primaire du réseau = $L_p * \omega$

R_p = Résistance primaire du réseau

U_n = Tension nominale du réseau

La formule (d'ordre de grandeur) de ce constructeur (valable à notre avis pour $U_n \leq 220$ kV) peut s'écrire :

$$T_p = U_n / 6 * \omega$$

Ex : réseau 150 kV en 50 Hz, $T_p = 0,08$ s

b) Constante T_s :

La valeur de la constante de temps secondaire du TC dépend de l'inductance (présence d'entrefer ou non, de la qualité du circuit magnétique, du courant magnétisant) et de la résistance totale secondaire.

Un TC à petits entrefers (ex classe TPY suivant la norme CEI 44.6 aura une constante de temps T_s de quelques centaines de ms (ordre de grandeur: de 0,2 à 1 s).

Un TC à grands entrefers (ex classe TPZ suivant la norme CEI 44.6 aura une constante de temps T_s de quelques dizaines de ms (0,06 s pour 50 Hz).

Compte tenu qu'aucune protection de distance n'impose de transmettre la composante apériodique, cette classe TPZ ne sera pas retenue dans la présente étude du fait de la transmission de la composante alternative avec une trop grande erreur (erreur de phase de 5,3 % à 50 Hz avec $T_s = 0,06$ s soit 3° , voir calculs d'erreur ci-après).

Un TC sans entrefers (ex classe 5 P suivant la norme CEI 185 aura une constante de temps T_s de quelques secondes, un TC de classe TPX suivant la norme CEI 44.6 aura une constante de temps T_s de quelques secondes (ordre de grandeur : de 5 à 20 s).

ex : TC 50 Hz avec $V_k = 700$ V, $I_\mu = 0,02$ A à $V_k/2$, $R_{ct} = 4 \Omega$, $R_b = 1 \Omega$
l'inductance de fuite secondaire étant négligeable

Dans laquelle :

V_k = Tension de coude (suivant la norme BS 3938)

I_μ = Courant d'excitation (magnétisant)

R_{ct} = Résistance du secondaire du TC

R_b = Résistance de la charge (Relais + Filerie)

$R_s = R_{ct} + R_b$

Impédance magnétisante $Z_\mu = 700/2 * 0,02 = 17500 \Omega$ correspondant à une Inductance de $L_s = Z_\mu / \omega = 17500 / 314 = 55,7$ H soit une constante de temps $T_s = L_s / R_s = 55,7 / (4 + 1) = 11,1$ s.

c) Cosinus de la charge $\cos \beta$

La résistance de la liaison TC-Relais étant prédominante sur l'impédance du relais lui-même très résistant, le rapport $1 / \cos \beta$ est égal à 1

Le coefficient de dimensionnement (pour un seul passage du courant de défaut et un taux d'asymétrie de t%) d'une manière générale (norme CEI 44.6) s'écrit :

$$K_{tf} = \left[\left(\frac{\omega * T_p * T_s}{T_p - T_s} \right) * \left(e^{-t/T_p} - e^{-t/T_s} \right) * t\% \right] + 1$$

Dans laquelle t est l'instant du calcul.

Dans le cas où les TC ne sont pas prévus avec des entrefers : $T_s \gg T_p$, l'expression devient :

$$K_{tf} = \left[\left(1 - e^{-t/T_p} \right) * \omega * T_p * t\% \right] + 1$$

Si on pose $t = t_{al}$ (temps d'acquisition de la protection des grandeurs) le coefficient (valeur pratique simplifiée) K_{tf} s'écrit :

$$K_{tf} = \left[\left(1 - e^{-t_{al}/T_p} \right) * \omega * T_p * t\% \right] + 1$$

Cette équation pratique simplifiée ne s'applique que si $T_s \gg T_p$, en cas de présence d'entrefers où $T_s \ll 1$ s, il est nécessaire d'utiliser la formule faisant intervenir T_p et T_s .

Ceci ne correspond pas à la valeur maximale de K_{tf} . Avec ce coefficient, à l'instant correspondant à t_{al} le TC ne sera pas encore saturé, la saturation ultérieure n'étant plus gênante pour la protection.

La valeur maximale de K_{tf} (suivant la norme CEI 44.6) s'écrit :

$$K_{tf} \max = \omega T_p \left[\frac{T_p}{T_s} \right]^{\frac{T_p}{T_s - T_p}} + 1$$

Lorsque T_s tend vers ∞ la valeur (maximale asymptotique) de K_{tf} devient :

$$K_{tf} = (\omega * T_p) + 1$$

Ceci est la valeur maximale c'est à dire pour un taux d'asymétrie $t\%$ de 100 % (défaut au zéro de la tension) avec un taux différent l'équation s'écrit :

$$K_{tf} = [(\omega * T_p) t\%] + 1$$

Nota :

Pour un seul passage du courant de défaut, le taux d'asymétrie conseillé est de 100 % pour les lignes aériennes et de 30 % pour les câbles c'est à dire en retenant les équations :

Lignes aériennes :

$$K_{tf} = \left[\left(1 - e^{-t_{al}/T_p} \right) * \omega * T_p \right] + 1$$

Câbles :

$$K_{tf} = \left[\left(1 - e^{-t_{al}/T_p} \right) * \omega * T_p * 0,3 \right] + 1$$

3.4.3.2 Fonctionnement avec cycles de fonctionnement

2 cas seront analysés :

1 Seul passage du courant de défaut : Cycle F-O

1 Premier passage du courant de défaut, suivi d'un déclenchement avec temps de repos (tfr) puis réenclenchement avec deuxième passage du courant de défaut celui-ci étant donc supposé être permanent : Cycle F-O-F-O

a) Cycle F-O

Hypothèse : un seul passage du courant de défaut

Pour que le transformateur ne soit pas saturé à la fin du cycle t' , le facteur de dimensionnement devra avoir comme valeur :

$$Ktd = \left[\frac{\omega T_p * T_s}{(T_p - T_s)} \right] (e^{-t'/T_p} - e^{-t'/T_s}) + 1$$

La valeur nécessaire du facteur de dimensionnement pour que le transformateur ne soit pas saturé pendant le temps de mesure $t'al$, pour un cycle F-O, est donné par la formule :

$$Ktd = \left[\frac{\omega T_p * T_s}{(T_p - T_s)} \right] (e^{-t'al/T_p} - e^{-t'al/T_s}) + 1$$

A titre indicatif, pour une fréquence de 50 Hz, une constante de temps primaire $T_p = 0,1$ s, une constante de temps secondaire $T_s = 10$ s, un taux d'asymétrie $t\% = 100$ %, un temps d'acquisition de la protection $t'al = 0,025$ s et un temps de durée du défaut $t' = 0,08$ s, les valeurs suivantes de Ktd sont :

Valeur pour non saturation pendant le temps de mesure (avec $t'al$) $Ktd = 7,9$

Valeur pour non saturation à la fin du cycle (avec t') $Ktd = 18,2$

Valeur maximale suivant CEI 44.6 $Ktd_{max} = 31,0$

Valeur maximale asymptotique $Ktd_{max} = 32,4$

Nota :

L'application de ce coefficient de dimensionnement Ktd résoud le problème de la transmission correcte de la composante alternative du courant de défaut mais ne résoud pas le problème du flux rémanent.

A l'ouverture du disjoncteur, le flux restant ϕ_i diminuera exponentiellement avec la constante T_s :

$$\phi_r = \phi_i * e^{-t/T_s}$$

Pour que le flux résiduel soit égal à 10 % du flux initial il faut que $t = 2,3 T_s$ soit 23 s dans l'exemple ci-dessus.

Ainsi pour $T_s = 10$ s, le flux rémanent revient à
 36,8 % de sa valeur initiale après 10 s
 13,5 % de sa valeur initiale après 20 s
 5 % de sa valeur initiale après 30 s
 1,8 % de sa valeur initiale après 40 s

b) Cycle F-O-F-O

Hypothèse : 1er passage du courant de défaut, ouverture du disjoncteur, réenclenchement, 2e passage du courant de défaut si défaut persistant).

Ce cas est plus contraignant car il est admis que le second courant de défaut est tel que le flux qu'il occasionne s'ajoute au flux provoqué par le premier passage du courant de défaut.

L'enclenchement du deuxième passage peut se faire au zéro de tension donc à pleine asymétrie.

EDF admet pour le 1er passage du courant de défaut un taux d'asymétrie $t1\% = 70\%$ et pour le 2e passage du courant de défaut un taux d'asymétrie $t2\% = 100\%$ ces valeurs seront retenues.

La démagnétisation du TC, intervenant pendant le temps d'ouverture du disjoncteur, dépendra de la valeur de la constante secondaire T_s du TC et du temps d'interruption du courant de défaut (t_{fr}).

Il sera donc nécessaire de préciser des valeurs qui sont généralement du ressort de l'exploitant.

Le coefficient de dimensionnement (pour deux passages du courant de défaut et un taux d'asymétrie de $t1\%$ au 1er passage et $t2\%$ au 2ème passage) d'une manière générale s'écrit :

$$K_{td} = \left[\frac{\omega * T_p * T_s}{T_s - T_p} * \left[e^{-t'/T_s} - e^{-t'/T_p} \right] * t1\% + 1 \right] * e^{-(t_{fr} + t'')/T_s} + \frac{\omega * T_p * T_s}{(T_s - T_p)} \left[e^{-t''/T_s} - e^{-t''/T_p} \right] * t2\% + 1$$

Dans laquelle :

t' = durée du 1er défaut (temps d'ordre de la protection + temps ouverture du disjoncteur y compris le temps d'extinction d'arc).

t'' = durée du 2e défaut (temps d'ordre de la protection + temps ouverture du disjoncteur y compris le temps d'extinction d'arc).

t_{fr} = temps entre coupure du courant du 1er défaut et refermeture du disjoncteur par le réenclencheur

Nota :

Lors du 1^{er} passage du courant de défaut, la protection va effectuer sa mesure dans le temps t_{al} mais le flux va continuer à augmenter tant que le temps t' n'est pas atteint (correspondant à la disparition du courant de défaut par ouverture du disjoncteur).

Pendant le temps t_{fr} le transformateur va se démagnétiser, à la fin du temps t_{fr} il subsistera du flux rémanent qui dans les conditions les plus défavorables s'ajoutera au flux provoqué par le 2^{ème} passage du courant de défaut.

La protection effectuera sa mesure dans un temps t_{al} , il suffira que le TC ne soit pas saturé dans un temps t_{al} au 2^e passage du courant de défaut, l'équation devient :

$$K_{td} = \left[\frac{\omega * T_p * T_s}{T_s - T_p} * \left[e^{-t'/T_s} - e^{-t'/T_p} \right] * t1\% + 1 \right] * e^{-(t_{fr} + t_{al})/T_s} + \frac{\omega * T_p * T_s}{(T_s - T_p)} \left[e^{-t_{al}/T_s} - e^{-t_{al}/T_p} \right] * t2\% + 1$$

Soit avec les valeurs conseillées de $t1\% = 70\%$ et $t2\% = 100\%$, l'équation s'écrit :

$$K_{td} = \left[\frac{\omega * T_p * T_s}{T_s - T_p} * \left[e^{-t_{al}/T_s} - e^{-t'/T_p} \right] * 0,7 + 1 \right] * e^{-(t_{fr} + t_{al})/T_s} + \frac{\omega * T_p * T_s}{(T_s - T_p)} \left[e^{-t_{al}/T_s} - e^{-t_{al}/T_p} \right] + 1$$

Le coefficient de dimensionnement dépendra notamment des paramètres T_p , T_s & t_{fr} .

Les valeurs de T_p considérées, dans les tableaux ci-après, sont les « Valeurs normales de la constante de temps primaire assignée » de la norme CEI 44.6

Les valeurs de T_s & t_{fr} considérées, dans les tableaux ci-après correspondent à des grandeurs d'expérience.

Les 2 tableaux ci-après fixent les valeurs de K_{td} pour différents types de transformateurs et suivant les caractéristiques généralement constatées.

Transformateur type : TPX

Fréquence = 50 Hz

Constante de temps primaire $T_p = 0,1$ s

T1% = 70 %, T2% = 100 %

Temps d'acquisition de la protection $t_{al} = 0,02$ s

Durée défaut $t' =$	T repos tfr =	Const. $T_s = 5$ s	Const. $T_s = 10$ s	Const. $T_s = 20$ s
0,06 s	0,3 s	Ktd = 16,9	Ktd = 17,2	Ktd = 17,4
0,06 s	0,6 s	Ktd = 16,3	Ktd = 16,9	Ktd = 17,3
0,06 s	0,9 s	Ktd = 15,7	Ktd = 16,6	Ktd = 17,1
0,06 s	1,2 s	Ktd = 15,2	Ktd = 16,3	Ktd = 16,9
0,08 s	0,3 s	Ktd = 18,9	Ktd = 19,3	Ktd = 19,6
0,08 s	0,6 s	Ktd = 18,2	Ktd = 19	Ktd = 19,4
0,08 s	0,9 s	Ktd = 17,5	Ktd = 18,6	Ktd = 19,2
0,08 s	1,2 s	Ktd = 16,9	Ktd = 18,2	Ktd = 19
0,1 s	0,3 s	Ktd = 20,5	Ktd = 21	Ktd = 21,3
0,1 s	0,6 s	Ktd = 19,7	Ktd = 20,6	Ktd = 21,1
0,1 s	0,9 s	Ktd = 18,9	Ktd = 20,2	Ktd = 20,9
0,1 s	1,2 s	Ktd = 18,2	Ktd = 19,8	Ktd = 20,7

Transformateur type : TPY

Fréquence = 50 Hz

Constante de temps primaire $T_p = 0,1$ s

T1% = 70 %, T2% = 100 %

Temps d'acquisition de la protection $t_{al} = 0,02$ s

Défaut $t' =$	Repos tfr =	$T_s = 0,2$ s	$T_s = 0,3$ s	$T_s = 0,4$ s	$T_s = 0,5$ s	$T_s = 1$ s
0,06 s	0,3 s	Ktd = 8,3	Ktd = 9,9	Ktd = 11,1	Ktd = 12	Ktd = 14
0,06 s	0,6 s	Ktd = 6,8	Ktd = 7,8	Ktd = 8,7	Ktd = 9,6	Ktd = 12,1
0,06 s	0,9 s	Ktd = 6,5	Ktd = 7	Ktd = 7,6	Ktd = 8,2	Ktd = 10,7
0,06 s	1,2 s	Ktd = 6,4	Ktd = 6,7	Ktd = 7	Ktd = 7,5	Ktd = 9,6
0,08 s	0,3 s	Ktd = 8,6	Ktd = 10,4	Ktd = 11,9	Ktd = 12,9	Ktd = 15,8
0,08 s	0,6 s	Ktd = 6,9	Ktd = 7,9	Ktd = 9,1	Ktd = 10,1	Ktd = 13,4
0,08 s	0,9 s	Ktd = 6,5	Ktd = 7	Ktd = 7,7	Ktd = 8,5	Ktd = 11,6
0,08 s	1,2 s	Ktd = 6,4	Ktd = 6,7	Ktd = 7,1	Ktd = 7,6	Ktd = 10,3
0,1 s	0,3 s	Ktd = 8,7	Ktd = 10,8	Ktd = 12,4	Ktd = 13,6	Ktd = 16,9
0,1 s	0,6 s	Ktd = 6,9	Ktd = 8,1	Ktd = 9,3	Ktd = 10,4	Ktd = 14,2
0,1 s	0,9 s	Ktd = 6,5	Ktd = 7,1	Ktd = 7,9	Ktd = 8,7	Ktd = 12,3
0,1 s	1,2 s	Ktd = 6,4	Ktd = 6,7	Ktd = 7,2	Ktd = 7,7	Ktd = 10,8

3.4.4 Tension secondaire limite d'excitation

La norme définit une tension secondaire limite d'excitation U_{al} :

$$U_{al} = K_{ssc} * K_{td} * (R_{ct} + R_b) * I_{sn}$$

Dans laquelle :

K_{ssc} = valeur normale du facteur de courant symétrique de court-circuit assigné :

3 – 5 – 7,5 – 10 – 12,5 – 15 – 17,5 – 20 – 25 et 30

Les valeurs préférées sont soulignées.

K_{td} = valeur normale du facteur de dimensionnement pour le régime transitoire assigné.

Les valeurs de ce facteur dépendent des applications (voir tableaux ci-dessus).

R_{ct} = résistance à 75°C du secondaire du TC.

R_b = valeur normale de la charge résistive assignée, sur la base $I_{sn} = 1$ A

2,5 – 5 – 7,5 – 10 – 15

Les valeurs préférées sont soulignées.

Pour les transformateurs de courant ayant un courant secondaire assigné autre que 1 Ampère, les valeurs indiquées ci-dessus doivent être adaptées en raison inverse du carré du courant.

I_{sn} = courant secondaire assigné.

Nota :

➤ **Choix de K_{ssc}**

Ce choix est fait à partir de I_{pn} (courant primaire assigné) et du courant symétrique de court-circuit assigné (I_{psc}).

Les valeurs préférées de I_{psc} sont obtenues en faisant le produit des valeurs de I_{pn} normalisées et K_{ssc} indiquées ci-dessus.

Il n'est pas nécessaire que le produit soit exactement égal à I_{th} (courant de courte durée assigné thermique) dont les valeurs en kA sont

6,3 – 8 – 10 – 12,5 – 16 – 20 – 25 – 31,5 – 40 – 50 – 63 – 80 – 100.

➤ **Erreur de précision :**

Les transformateurs de courant dits linéarisés (TPY, TPZ) présentent une constante de temps secondaire T_s faible.

Celle-ci est obtenue par la mise en place d'entrefers dans le circuit magnétique.

L'impédance magnétisante de ce TC a été réduite par l'insertion d'une réductance importante dans le trajet du flux.

Aux Ampère-tours nécessaires pour magnétiser le fer viendront s'ajouter ceux nécessaires pour les entrefers.

Il s'en suivra une augmentation très importante du courant magnétisant.

L'erreur d'un TC étant provoqué par le courant magnétisant, une diminution de la constante T_s entraînera une augmentation d'erreur de phase (la charge R_b étant résistive) :

$$\varepsilon(\text{centiradians}) = \frac{100}{\omega * T_s}$$

Avec $T_s = 0,2$ s, en 50 Hz, l'erreur ε est de 1,59 centiradians soit proche de la tolérance de la norme qui fixe 1,75 centiradians (en théorie la limite définie par la norme CEI 44.6 est de $T_s = 0,18$ s).

Il est donc préférable de choisir, compte tenu de la dispersion sur la réalisation des entrefers, une constante secondaire de $T_s = 0,3$ s (ou 0,4 s).

3.4.5 Conclusion

Lorsqu'il est demandé que les TC tiennent compte du Régime transitoire lors de l'établissement du courant de défaut (avec composante apériodique) 2 solutions a priori sont envisageables : TPX (sans entrefer) et TPY (avec petits entrefers)

TPX = Bonne précision sur la composante alternative (erreurs de rapport $\pm 0,5$ %, de déphasage $\pm 30'$) par contre flux rémanent et coefficient de dimensionnement importants.

TPY = Précision acceptable sur la composante alternative (erreurs de rapport ± 1 %, de déphasage $\pm 60'$ donc erreurs identiques à celles tolérées pour la classe 5 P de la norme CEI 185), flux rémanent et coefficient de dimensionnement acceptables par contre nécessité de réaliser des entrefers.

La classe TPZ est à utiliser lorsqu'il est demandé une bonne précision sur la restitution de la composante apériodique (mais au détriment de la précision sur la restitution de la composante alternative erreur de déphasage de $180 \pm 18'$) le flux rémanent est faible.

La classe TPS (équivalente à la classe X de la norme anglaise BS 3938 de 1973) concerne les transformateurs de courant à faible flux de fuites dont les performances sont définies par des limites fixées pour les caractéristiques d'excitation par l'enroulement secondaire et pour l'erreur sur le rapport des nombres de spires.

Aucune limite sur le flux rémanent

La classe TPS se définit donc par une tension de coude (point pour laquelle une variation de la tension secondaire limite d'excitation U_{al} de 10 % se traduit par une augmentation maximum du courant magnétisant de 100 %), une courbe de courant magnétisant et une erreur sur le rapport des nombres de spires qui ne doit pas dépasser ± 0.25 %.

Emploi des classes TPX & TPY avec les protections de distance

Contrairement au surdimensionnement de la classe 5 P, de la norme CEI 185, qui doit être réalisé par l'utilisateur et transmis au constructeur de TC sous forme définitive de puissance et classe de précision ex 50 VA classe 5 P 20, la spécification pour l'utilisation des classes TPX & TPY se fait sur la définition du besoin, les différents calculs de Ts, Ktd ... étant du ressort du constructeur de TC.

L'utilisateur définira ses besoins qui sont (terminologie de la norme CEI 44.) :

Classe du transformateur de courant (TPX ou TPY)

Courant primaire assigné I_{pn} (ex : 1000-500 A)

Courant secondaire assigné I_{sn} (ex et de préférence : 1 A)

Fréquence assignée (ex : 50 Hz)

Tension la plus élevée pour le matériel et niveau d'isolement assigné (ex : 245/460/1050 kV correspondant à tension la plus élevée du réseau : 245 kV, tension d'essai diélectrique à la fréquence industrielle 1 mn : 460 kV, tension d'essai ondes de choc 1.2/50 μ s : 1050 kV)

Courant assigné thermique de courte durée I_{th} (ex : 31.5 kA)

Courant assigné dynamique I_{dyn} (en général 2.5 I_{th} ex : 80 kA)

Rapport auquel s'applique la spécification (ex : 1000 A)

Facteur de courant symétrique de court-circuit assigné K_{ssc} (s'obtient en faisant le rapport du courant primaire de court-circuit assigné I_{psc} sur le courant primaire assigné I_{pn} ex : à un courant maximum de court-circuit de I_{psc} de 14.5 kA et un courant primaire de 1000 A correspondra un rapport de 14.5 et un choix de K_{ssc} de 15).

Constante de temps primaire spécifiée T_p (ex : 100 ms)

Cycle de fonctionnement spécifié

F - O = 1 seul passage de courant soit F - t' - O

F - O - F - O = deux passages du courant soit F - t' - O - tfr - F - t'' - O

où

t' est la durée du premier passage du courant, avec asymétrie de X %, la précision spécifiée étant conservée pendant le temps t'al.

tfr est le temps de pause (au cours d'un réenclenchement automatique triphasé)

t'' est la durée du deuxième passage du courant, avec asymétrie de Y %, la précision spécifiée étant conservée pendant le temps t''al.

(ex : F - 0.08 s (asymétrie = 70 %, t'al = 0.02 s) - O - 0.3 s - F - (asymétrie = 100 %, t''al = 0.015 s) - O)

Charge résistive assignée R_b (ex : 5 Ω)

Nota :

La définition des spécifications des TC de classe TPZ est identique, excepté que le cycle de fonctionnement n'est pas à définir, la présence de grands entrefers ($T_s = 0.06$ s à 50 Hz) provoquant une démagnétisation rapide du circuit magnétique.

La définition des spécifications des TC de classe TPS est légèrement différente :

non définition de la constante de temps primaire spécifiée T_p (celle-ci interviendra pour la définition de la tension limite d'excitation U_{al}).

non définition du cycle de fonctionnement spécifié.

prise en compte d'un paramètre de dimensionnement K (conseillé pris à 1)

définition d'un courant d'excitation secondaire limite de précision I_{al} (ex : erreur de 5 % pour $K_{ssc} = 15$ et $I_{sn} = 1$ A, $I_{al} = 0.05 \times 15 \times 1 = 0.75$ A)

définition d'une tension secondaire d'excitation U_{al} (définie à partir de la formule :

$U_{al} \geq K K_{ssc} (R_{ct} + R_b) I_{sn}$, ex : $U_{al} \geq 1 \times 15 \times (4 + 5) \times 1 \geq 135$ V)

définition d'une résistance maximale de l'enroulement secondaire R_{ct} (ayant servi au calcul, celle-ci doit être réalisable donc en accord avec le constructeur de TC)

Les TC de classe TPY sont donc les mieux adaptés à l'alimentation des protections de distance (pour des Réseaux HT avec constante de temps primaire T_p élevé) provoquant des réenclenchements, lorsque l'on se place dans les plus mauvaises conditions :

Défaut avec asymétrie (composante continue)

Déclenchement puis réenclenchement en cycle court avec défaut produisant un flux de même sens que le défaut initial.

Démagnétisation relativement rapide du TC.

3.5 Transformateurs alimentant les protections différentielles

3.5.1 Rappel :

Les protections différentielles de courant effectuent la comparaison entre courants entrants et sortants.

Deux principaux principes de relais sont utilisés :

- Protection différentielle haute impédance.
- Protection différentielle à pourcentage.

La protection différentielle, quelque soit son constructeur et son utilisation (générateur, transformateur, réactance, ligne, câble) doit répondre à 2 critères :

- Stabilité sur défaut extérieur traversant.
- Fonctionnement sur défaut interne violent.

En général le premier critère est le plus pénalisant.

On comprend l'importance de la définition des transformateurs courant pour répondre à ces 2 critères.

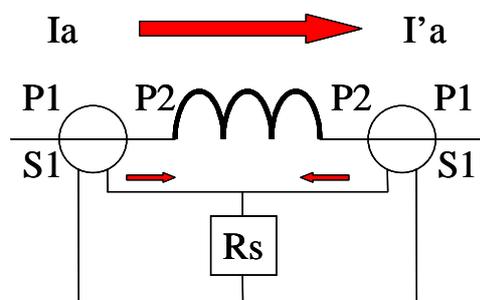
3.5.2 Protection différentielle à haute impédance

La protection différentielle haute impédance est définie pour que la saturation complète d'un Transformateur de Courant sur défaut extérieur n'entraîne pas de déclenchements intempestifs.

-a) Stabilité sur défaut extérieur traversant :

➤ Exemple :

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.

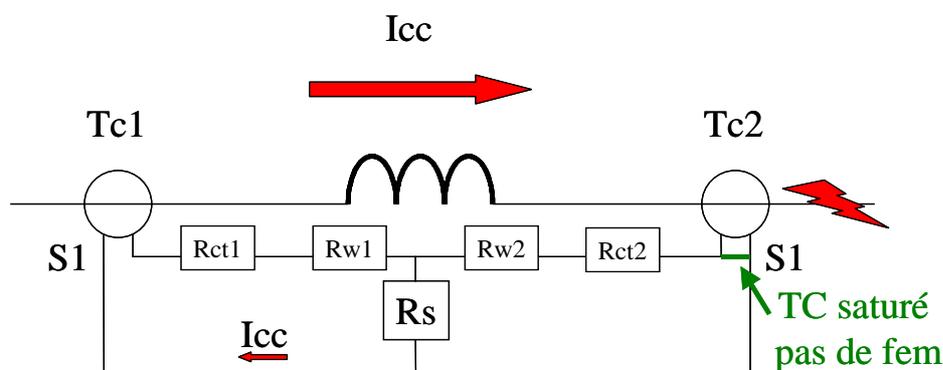
L'ordre de grandeur de R_s est:

$R_s = 50 \Omega$ 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 $I_{ns} = 1 \text{ A}$), R_{ct2} ($< 10 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 \text{ A}$), 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:

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

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).

b) Fonctionnement sur défaut interne violent :

Le relais de détection sera réglée pour une valeur supérieure à la tension U_r qui apparaît à ses bornes en cas de saturation d'un TC soit $U_r = I_{cc} \times (I_{ns}/I_{np}) \times (R_{ct} + R_w)$, et inférieure à la tension produite par un TC.

Un seuil de réglage $U_s = 1.5 I_{cc} \times (I_{ns}/I_{np}) \times (R_{ct} + R_w)$ peut être retenu.

3.5.3 Protection différentielle à pourcentage

La protection différentielle à pourcentage comporte une caractéristique de déclenchement qui doit servir à sécuriser.

a) Stabilité sur défaut extérieur traversant :

La protection ne doit pas donner d'ordre de déclenchement sur défaut traversant.

L'image du courant délivrer par les TC, pendant le temps d'acquisition, doit être correcte y compris lorsque le courant de défaut comporte une composante apériodique.

Les TC doivent disposer d'une tension U_{al} telle que :

$$U_{al} = I_{tr} \times \frac{I_{ns}}{I_{np}} \times [(1 - e^{-t_{al}/T_p}) \omega T_p + 1] \times (R_{ct} + R_w + R_r)$$

Dans laquelle :

U_{al} = tension limite de précision suivant la norme CEI 185

I_{tr} = courant maximum de défaut traversant

I_{ns} = courant nominal secondaire

I_{np} = courant nominal primaire

t_{al} = temps d'acquisition maximum de la protection

T_p = constante de temps primaire du réseau en limite de courant de protection différentielle

ω = pulsation du courant = $2 \pi f$

R_{ct} = résistance du secondaire du TC

R_w = résistance de la boucle de filerie

R_r = résistance du relais

➤ Exemple :

Protection différentielle de ligne de longueur 12 km, de caractéristiques $Z_l = 0.1 + j 0.4 \Omega/\text{km}$ alimentée à partir d'un poste 220 kV 50 Hz de courant maximum de défaut 8 kA, de constante de temps $T_p = 100$ ms. Les TC sont de rapport 500/1 A, $R_{ct} = 2.5 \Omega$. La filerie a une longueur aller-retour de 250 m et est réalisée en 4^2 . Le relais a une consommation uniquement résistive de 0.1 VA et un temps d'acquisition maximum de 20 ms.

Impédance de source :

$$Z_s = U_n / (\sqrt{3} \times I_{cc}) = 220 / (\sqrt{3} \times 8) = 15.88 \Omega$$

$$Z_s = \sqrt{R_s^2 + X_s^2}$$

$$T_p = L_s / R_s = 0.1$$

$$\omega = 2 \pi f = 314.16$$

$$X_s = L_s \omega \text{ d'où :}$$

$$X_s = 15.86 \Omega$$

$$R_s = 0.51 \Omega$$

Impédance de ligne :

$$Z_l = 12 \times (0.1 + j0.4) = 1.2 + j 4.8$$

Impédance en limite de zone

$$Z_z = Z_s + Z_l = (0.51 + j 15.86) + (1.2 + j 4.8) = 1.71 + j 20.66 = 20.73 \Omega$$

Le courant maximum traversant sera de :

$$I_{tr} = U_n / (\sqrt{3} \times Z_z) = 220 / (\sqrt{3} \times 20.73) = 6.13 \text{ kA}$$

La constante de temps en limite de zone :

$$Lz / Rz = (20.66 / 1.71) / 314.16 = 0.039 \text{ soit } 38 \text{ ms}$$

En posant :

$$k = [(1 - e^{-ta/Tp})\omega Tp] + 1$$

$$k = [(1 - e^{-20/38})314.16 * 0.038] + 1 = 5.89$$

Résistance de filerie :

$$Rw = (20 \times l) / s$$

Dans laquelle

l = longueur aller-retour (en km)

s = section de filerie (en mm²)

$$Rw = (20 \times 0.25) / 4 = 1.25 \Omega$$

d'où :

$$Ual = 6130 \times (1 / 500) \times 5.89 \times (2.5 + 1.25 + 0.1) = 278 \text{ V}$$

La tension Ual ainsi définie sera transposée en puissance par la formule :

$$Sva = \left(\frac{Ual / Flp}{Ins} - Rct \right) Ins^2$$

Dans laquelle :

Sva = puissance en VA

Flp = facteur limite de précision (prendre pour une protection différentielle 15 ou 20 ou 30)

Avec la valeur de 278 V et classe 5 P 20

$$Sva = [(278 / 20) / 1] - 2.5 \times 1^2 = 11.4 \text{ VA}$$

Une puissance normalisée de 15 VA classe 5 P 20 sera retenue.

b) Fonctionnement sur défaut interne violent :

Le critère sera la non-saturation sur le seuil haut.

$$U_{al} = 1.5 I_{>>} \times (I_{ns} / I_{np}) \times (R_{ct} + R_r + R_w)$$

Dans laquelle

1.5 est un coefficient de sécurité

$I_{>>}$ est le seuil haut de la protection

Pour une protection différentielle de ligne, il ne sera pas possible de distinguer un court-circuit sur la ligne d'un court-circuit traversant en limite de câble, le seuil haut ne sera pas utilisé, le seuil bas sera réglé en surcharge à $2 I_n$ maximum, cette condition n'est donc pas contraignante.

Pour une protection différentielle transformateur, le seuil haut permettra de détecter un court-circuit.

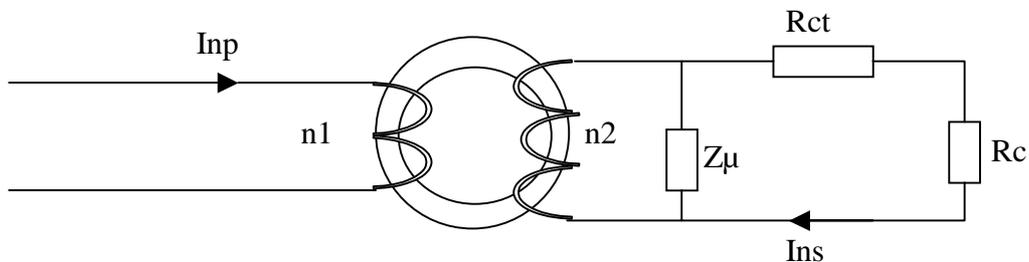
$I_{>>}$ sera la plus grande valeur entre I_{cc} traversant défini par la tension de court-circuit et le courant d'enclenchement.

Pour les transformateurs de fortes puissances, le critère tension de court-circuit sera le plus pénalisant.

Pour une puissance de court-circuit infinie, et une tension de court-circuit de 12%, un courant d'enclenchement de $6 I_n$, le réglage de $I_{>>}$ sera de $1.5 \times 1/0.12 = 12.5 I_n$ avec le critère de la tension de court-circuit alors qu'il aurait été de $1.5 \times 6 = 9 I_n$ avec le critère du courant d'enclenchement.

3.6 Exemple de calcul de transformateur de courant

3.6.1 Schéma TC équivalent pour protection



I_{np} = courant nominal primaire

n_1 = nombre de tours primaire

I_{ns} = courant nominal secondaire

n_2 = nombre de tours secondaire

R_{ct} = résistance du secondaire du TC

Z_μ = impédance magnétisante du TC

R_c = résistance équivalente de la charge (filerie + relais)

CAS EXTREMES :

Défaut se produisant au passage à zéro de la tension = défaut pleine apériodique.

Défaut se produisant au maximum de la tension = défaut sans apériodique.

3.6.2 Défaut se produisant au maximum de la tension = défaut sans apériodique :

Norme retenue : CEI 185

puissance exprimée en VA ; ex : 20 VA correspondant à $R_c = 20 \Omega$ en 1 A ($20/1^2$) ou 0.8Ω en 5 A ($20/5^2$)

classe : 5 P ou 10 P définissant l'erreur pour une utilisation Protection, suivi d'un chiffre (5 – 10 – 15 – 20 – 30 – 40) définissant le facteur limite de précision (Flp).

➤ **Exemple:**

5 P 20 = 5 % d'erreur composée (module et argument) à 20 In.

10 P 15 = 10 % d'erreur composée (module et argument) à 15 In.

L'expression est de la forme par exemple : 20 VA classe 5 P 20 ou 20 VA classe 10 P 15

Définition d'un TC pour non-saturation pour un courant de court-circuit I_{cc} :

Choix de la classe de précision 5 P ou 10 P :

5 P = tout relais.

10 P = réservée à fonction ampèremétrique simple (sans directionnelle).

Formules :

Tension limite de précision U_{al} (1) : $U_{al} = I_{cc} \times (I_{ns} / I_{np}) \times (R_{ct} + R_c)$

Puissance de précision S_{va} : $S_{va} = [(U_{al} : Flp) / I_{ns}] - R_{ct}) I_{ns}^2$

Choix du facteur limite de précision Flp :

En principe pour les protections courantes Flp sera pris égal à 15 ou 20.

La puissance ne devra pas dépasser 50 VA (sans cela augmenter Flp).

La puissance devra être positive (sans cela possibilité de diminuer Flp), un Flp trop élevé et non nécessaire n'étant pas préjudiciable pour le bon fonctionnement de la protection.

➤ **Exemple de calcul :**

Définition du TC avec :

$$I_{cc} = 10000 \text{ A}$$

$$I_{ns} = 1 \text{ A}$$

$$I_{np} = 500 \text{ A}$$

$$R_{ct} = 3 \Omega \text{ (donnée Constructeur TC)}$$

$$R_c = 1.5 \Omega \text{ (donnée Installateur)}$$

Tension limite de précision U_{al} : $U_{al} = 10000 \times (1 / 500) \times (3 + 1.5) = 90 \text{ V}$



Puissance de précision S_{va} :

$S_{va} = ([(90 : 20) / 1] - 3) I^2 = 1.5 \text{ VA}$ classe 5 P 20 ($F_{lp} = 20$) ou

$S_{va} = ([(90 : 15) / 1] - 3) I^2 = 3 \text{ VA}$ classe 5 P 15 ($F_{lp} = 20$) ou

$S_{va} = ([(90 : 10) / 1] - 3) I^2 = 6 \text{ VA}$ classe 5 P 10 ($F_{lp} = 20$) ou

Equivalence avec norme BS 3938 (classe X) :

La norme définit une tension de coude V_k (une augmentation de la force électromotrice de 10 % provoque une augmentation de 50 % du courant magnétisant) et impose de mesurer le courant magnétisant I_μ .

Tension limite de précision U_{al} calculée en général pour une induction de 1.8 Tesla.

Tension de coude V_k calculée en général pour une induction de 1.4 Tesla.

$U_{al} \cong 1.3 V_k$ (équivalence mais non-égalité).

Remarques :

Les normes CEI 185 & BS 3938 ne tiennent pas compte de l'apériodique.

Le flux rémanent est important (absence d'entrefer de démagnétisation) d'où risques après réenclenchement.

3.6.3 Défaut se produisant au passage à zéro de la tension = défaut pleine apériodique

Norme retenue : CEI 44.6

Classe TPY (petits entrefers).

Classe TPZ (grands entrefers).

Classe TPS (équivalente à classe X de la norme BS 3938).

Classe TPX (sans entrefer mais calculée pour courant avec apériodique et réenclenchement).

Classe TPY recommandée pour les protections de distance.

La classe TPY sera calculée par le constructeur de TC à partir de :

Tal = temps de mesure de la protection

Tp = constante de temps primaire

Tfr = temps de repos (avant réenclenchement)

Td = temps du défaut

τ = taux d'apériodique à prendre en compte (maximum 100 %)

Icc = courant de court-circuit réel

Rc = charge (en Ω) sur le secondaire

Le constructeur de TC définira un coefficient de surdimensionnement Ktd ou Ktf.

Nota :

Lorsque le TC est défini suivant la norme CEI 185 (ou BS 3938) il est possible de surdimensionner le noyau pour tenir compte de l'apériodique (coefficient de surdimensionnement K).

$$K = \left[\left(1 - e^{-\frac{tal}{Tp}} \right) \times \omega Tp \right] + 1$$

La formule (1) devient :

Tension limite de précision Ual : $Ual = Icc \times (Ins / Inp) \times K \times (Rct + Rc)$

tal = 20 ms

Tp = 100 ms

$\omega = 314$ (50 Hz)

On obtient $K = 6.7$

Tension limite de précision Ual : $Ual = 10000 \times (1 / 500) \times 6.7 \times (3 + 1.5) = 603$ V

Puissance de précision Sva : $Sva = ((603 : 20) / 1] - 3)^2 = 27.15$ VA classe 5 P 20 (Flp = 20).

Nota :

Cette solution ne résout pas le problème du réenclenchement (pas d'entrefer) le TC risque de se saturer au 2^{ème} passage du courant de défaut

4 RESISTANCE DE FILERIE ET CLASSE DE PRECISION

Les normes qui serviront dans les chapitres ci-après sont les normes CEI, en ce qui concerne les puissances et classe de précision :

CEI 185 pour les réducteurs courant

CEI 186 pour les réducteurs tension

Les remarques qui seront formulées s'appliquent à toutes les normes.

4.1 Transformateurs tension

Les transformateurs tension peuvent comporter trois enroulements secondaires :

4.1.1 Mesure

➤ Exemple de définition :

30 VA classe 0.5

Cette classe de précision s'applique pour toute charge comprise entre $0.4 S_n$ et S_n soit 7.5 VA et 30 VA (n'incluant la consommation de la filerie).

Si la puissance utilisée n'est que de 1 VA par exemple, le transformateur sera sur-corrigé et la classe non respectée.

➤ Conclusion :

Il ne faut pas sur-dimensionnés les transformateurs tension utilisés en mesure.

4.1.2 Protection

➤ Exemple de définition :

30 VA classe 3 P

Cette classe de précision s'applique pour toute charge comprise entre $0.4 S_n$ et S_n soit 7.5 VA et 30 VA (n'incluant la consommation de la filerie).

Si la puissance utilisée n'est que de 1 VA par exemple, le transformateur sera sur-corrigé et la classe non respectée.

➤ Conclusion :

Il ne faut pas sur-dimensionnés les transformateurs tension utilisés en protection.

Nota :

Bien que la définition des classes mesure et protection soient différentes quant aux limites en variation de tension, une classe mesure peut être utilisée pour l'alimentation de protection.

4.1.3 Ferro-résonance

Cet enroulement prévu pour l'amortissement des risques de ferro-résonance parallèle, il est généralement défini en $V_s / 3$, de manière à insérer dans les enroulements couplés en triangle ouvert une résistance dont la consommation est comprise entre 50 et 100 W.

➤ **Exemple de définition :**

100 VA classe 3, $V_s = 100 / 3$

En cas de mise à la terre la tension maximum pouvant apparaître (neutre isolé ou réseau mal fixé à la terre) est égale à 3 V_s .

La résistance à mettre en place dans le triangle ouvert aura une valeur comprise entre
 $R = U^2 / P$

R pour 50 W, $R = 100^2 / 50 = 2000 \Omega$

R pour 100 W, $R = 100^2 / 100 = 1000 \Omega$

La résistance à insérer sera comprise entre 1000 et 2000 Ω (valeur standard retenue).

➤ **Conclusion**

Compte tenu de l'utilisation la notion de sur-dimensionnement n'a aucune signification.

4.1.4 Filerie entre le transformateur et le relais

La résistance de filerie n'intervient pas dans la définition de la puissance nécessaire, mais comme une cause d'erreur.

La résistance de filerie va être parcourue par le courant correspondant à la charge, la chute de tension aux bornes de la résistance de filerie viendra diminuer la tension transmise au relais

l'erreur ε est égale à $\Delta U / U_s$

ΔU est la chute de tension dans la résistance de filerie
 U_s étant la tension secondaire

➤ **Exemple :**

$U_s = 100 / \sqrt{3}$, S réelle = 10 VA, longueur de filerie (aller et retour : 400 m), section de filerie 1.5^2

Calcul :

Résistance de filerie :

$$R_f = l \times (20 / s) = 0.4 \times (20 / 1.5) = 5.33 \Omega$$

Courant de charge :

$$I_c = S \text{ réelle} / U_s = 10 / (100 / \sqrt{3}) = 0.173 \text{ A}$$

Chute de tension dans la filerie :

$$\Delta U = R_f \times I_c = 5.33 \times 0.173 = 0.92 \text{ V}$$

L'erreur ϵ est égale à :

$$\epsilon = \Delta U / U_s = 0.92 / (100 / \sqrt{3}) = 1.6 \% \text{ soit 3 fois la classe de précision.}$$

➤ Conclusion :

En cas de longueur importante de filerie ou de charge importante, la section de la filerie devra être augmentée.

4.2 Transformateurs de courant

Les transformateurs courant peuvent comporter deux types d'enroulements secondaires :

4.2.1 Mesure

➤ Exemple de définition :

30 VA classe 0.5

Cette classe de précision s'applique pour toute charge comprise entre $0.4 S_n$ et S_n soit 7.5 VA et 30 VA (incluant la consommation de la filerie).

Si la puissance utilisée n'est que de 1 VA par exemple, le transformateur sera sur-corrigé et la classe non respectée.

➤ Conclusion :

Il ne faut pas sur-dimensionnés les transformateurs courant utilisés en mesure.

4.2.2 Protection

➤ Exemple de définition :

30 VA classe 5 P 20 : cette classe et puissance de précision s'applique suivant une formule définie par le constructeur de protection qui précise les critères intervenant. Celui-ci précise une tension limite de précision U_{al} ou une tension de coude V_k (ordre de grandeur pour l'équivalence $U_{al} = 1.3 V_k$), qui fait intervenir un coefficient de sur-dimensionnement.

Le passage de la tension U_{al} à la puissance S_{va} (en classe 5 P 20), s'obtient par la formule :
 $S_{va} = ((U_{al} / 20) / I_{ns}) - R_{ct}) \times I_{ns}^2$

La valeur de R_{ct} (résistance du secondaire du TC) est définie par le constructeur de TC.

➤ Conclusion :

Il faut sur-dimensionnés les transformateurs courant utilisés en protection (pour tenir compte du régime apériodique notamment).

Nota :

Bien que la définition des classes mesure et protection soient différentes quant aux limites en variation d'intensité, une classe protection peut être utilisée pour l'alimentation d'un appareil de mesure (erreur d'un TC protection de 1% à I_n).

Pour protéger l'appareil de mesure, en cas de court-circuit sur le réseau provoquant un courant secondaire important, il faudra intercaler un transformateur auxiliaire de rapport 1 et facteur de sécurité $F_s < 5$.

4.2.3 Filerie entre le transformateur et le relais

La résistance de filerie intervient dans la définition de la puissance nécessaire.

La résistance de filerie va avoir une importance toute particulière :
les exigences en matière de TC des constructeurs sont de la forme générale :

$$U = I_d \times (I_{ns} / I_{np}) \times k \times (R_{ct} + R_f + R_r)$$

Dans laquelle :

U = tension demandée aux TC

I_d = courant de défaut pour lequel le fonctionnement du relais est demandé

I_{ns} = courant nominal secondaire

I_{np} = courant nominal primaire

k = coefficient de dimensionnement défini par le constructeur de relais

R_{ct} = résistance du secondaire des TC

R_f = résistance de la boucle de filerie et R_r = résistance du relais

Lorsque $k \gg 1$, la filerie a un impact très important (cas du sur-dimensionnement sur apériodique).

Suivant les valeurs de k et de la longueur de filerie, il sera préférable de choisir un secondaire 1 A

➤ **Exemple :**

$I_d = 5000$ A, rapport de TC 500/5 A avec $R_{ct} = 0.5 \Omega$ ou rapport de TC 500/1 A avec $R_{ct} = 5 \Omega$, longueur de la boucle de filerie : 500 m en 10^2 (soit $R_f = 1 \Omega$), résistance du relais 0.1Ω en 1 A ou 0.04Ω en 5 A, le coefficient de dimensionnement demandé par le constructeur est $k = 8$

L'application de la formule en définissant une tension limite de précision U_{al} est :

$$U_{al} = I_d \times (I_{ns} / I_{np}) \times k \times (R_{ct} + R_f + R_r)$$

Avec un secondaire $I_{ns} = 5$ A

$$U_{al} = 5000 \times (5 / 500) \times 8 \times (0.5 + 1 + 0.04) = 616 \text{ V}$$

correspondant à une puissance de

$$S_{va} = ((U_{al} / 20) / I_{ns}) - R_{ct} \times I_{ns}^2$$

$$S_{va} = ((616 / 20) / 5) - 0.5 \times 5^2$$

$$S_{va} = 141.5 \text{ VA classe 5 P 20}$$

Avec un secondaire $I_{ns} = 1$ A

$$U_{al} = 5000 \times (1 / 500) \times 8 \times (5 + 1 + 0.1) = 488 \text{ V}$$

correspondant à une puissance de

$$S_{va} = ((U_{al} / 20) / I_{ns}) - R_{ct} \times I_{ns}^2$$

$$S_{va} = ((488 / 20) / 1) - 5 \times 1^2$$

$$S_{va} = 19.4 \text{ VA classe 5 P 20}$$

➤ **Conclusion :**

Pour les protections de distance imposant $k \gg 1$, et où la distance entre TC et relais est importante, de préférence I_{ns} sera choisi à 1 A.

-C-
LES GENERATEURS
ELECTRIQUES





SOMMAIRE

1	AVANT PROPOS	6
2	RAPPEL	6
2.1	Flux tournant triphasé	6
2.2	Machines Synchrones	8
2.3	Machines Asynchrones	8
3	MACHINE ASYNCHRONE	9
4	MACHINE SYNCHRONE	11
4.1	Introduction	11
4.2	Rappels	14
4.2.1	Les axes	14
4.2.2	Décomposition du courant statorique	14
4.2.2.1	Caractéristique à vide	15
4.2.2.2	Caractéristique en charge	15
4.2.3	Le diagramme des flux	16
4.2.3.1	Machine à vide	16
4.2.3.2	Machine en charge	16
4.2.4	Les réactances	17
4.2.4.1	Décomposition des réactances	17
4.2.4.2	Le diagramme de Potier d'un alternateur	18
4.2.4.3	Le diagramme de stabilité générale	19
4.3	Diagramme de Behn-Eschenburg	20
4.4	Diagramme de Blondel	22
4.5	Grandeurs caractéristiques des machines	24
4.5.1	Réactances	24
4.5.2	Constantes de temps électriques	26
4.5.3	Exemples de réactances et de constantes de temps électriques	27
4.6	Forme du courant de défaut (sens direct et transversal)	28
4.7	Mode de fonctionnement des alternateurs	30
4.8	Principaux types d'excitation	31
4.9	Diagramme PQ de fonctionnement de l'alternateur	33
4.9.1	Machine à pôles saillants	33
4.9.2	Machine à pôles lisses	33
4.10	Technologie des alternateurs	34
5	COMPARAISON MACHINE ASYNCHRONE – MACHINE SYNCHRONE	38
5.1	Machine asynchrone	38
5.2	Machine synchrone	39



6	DEFAUTS SUR LES ALTERNATEURS	40
6.1	Nature des défauts.....	40
6.2	Incidences des défauts.....	41
6.3	Actions suite à un défaut.....	42
6.4	Stabilité de l'alternateur.....	43
6.4.1	Généralités	43
6.4.2	La stabilité dynamique	43
6.4.3	La stabilité transitoire.....	45
6.5	Exemple de courant de défaut aux bornes d'un alternateur de centrale.....	47
6.5.1	Méthode à employer pour le calcul des courants de défauts triphasés et à la terre (complète ou simplifiée).....	48
6.5.2	Calcul de défaut triphasé aux bornes de GR1	51
7	PROTECTION DES ALTERNATEURS.....	55
7.1	Choix des protections selon la puissance de la machine	55
7.2	Choix des protections selon la nature du défaut.....	56
7.3	Présentation des protections.....	57
7.3.1	Protection de surcharge thermique (F49 – F26).....	57
7.3.2	Protection de surintensité (F51 – F51V – F51/27 – F21).....	59
7.3.2.1	Protection ampèremétrique temporisée	60
7.3.2.2	Protection ampèremétrique temporisée à retenue de tension.....	61
7.3.2.3	Protection ampèremétrique temporisée à contrôle de tension	61
7.3.2.4	Protection à minimum d'impédance à temps constant	62
7.3.3	Protection contre les déséquilibres de courant (F46).....	62
7.3.4	Protection de retour de puissance active (F32).....	64
7.3.5	Protection à minimum de tension (F27).....	65
7.3.6	Protection à maximum de tension (F59)	66
7.3.7	Protection à maximum et minimum de fréquence (F81O/81U).....	67
7.3.8	Protection de surexcitation (F24 correspondant à F59/81).....	68
7.3.9	Protection masse stator (F64S).....	70
7.3.9.1	Choix du régime de neutre	71
7.3.9.2	Protection	74
7.3.10	Protection de rupture de champ.....	78
7.3.10.1	Protection de rupture de champ.....	79
7.3.10.2	Détection de puissance réactive.....	81
7.3.11	Protection de masse rotor (F64R).....	82
7.3.11.1	Injection de courant alternatif 50 Hz.....	84
7.3.11.2	Injection de courant alternatif TBF (4 à 20 Hz).....	84
7.3.12	Protections différentielles (F87G/F87N).....	84
7.3.12.1	Protection différentielle longitudinale basse impédance	84
7.3.12.2	Protection différentielle longitudinale basse impédance à pourcentage	85
7.3.12.3	Protection différentielle longitudinale haute impédance	87
7.3.12.4	Protection différentielle homopolaire dite de «TERRE RESTREINTE».....	89
7.3.13	Détection défaut diodes (F58).....	91
7.3.14	Protection directionnelle (F67/F67N)	93
8	PROTECTIONS GENERATRICES ASYNCHRONES.....	95
8.1	Protection.....	95
8.2	Protection de séquence de phase (F47).....	96
9	PROTECTIONS COMPLEMENTAIRES.....	97
9.1	Protection défaillance disjoncteur (F51BF)	97
9.2	Détection de fusion fusible (F60).....	98

1 AVANT PROPOS

Dans les différents chapitres l'appellation «machine électrique» est utilisée indifféremment pour les alternateurs synchrones et asynchrones, les moteurs synchrones et asynchrones, les transformateurs, seuls les récepteurs statiques (ex: résistance) ne sont pas concernés.

Toute machine électrique est réversible.

Lorsque l'on fournit un couple mécanique au rotor d'une machine, le stator fournira au réseau auquel il est raccordé une énergie électrique (fonctionnement en alternateur), réciproquement lorsqu'un réseau électrique fournit au stator une énergie électrique, le rotor produira un couple mécanique (fonctionnement en moteur).

Un transformateur peut être alimenté soit par le primaire soit par le secondaire et servira donc soit en abaisseur soit en élévateur (mais en conservant la puissance).

2 RAPPEL

2.1 Flux tournant triphasé

- Réalisé avec 3 inductions sinusoïdales triphasées dans le même plan dont les directions sont fixes dans l'espace et décalées de 120° .

- Les expressions algébriques sont :

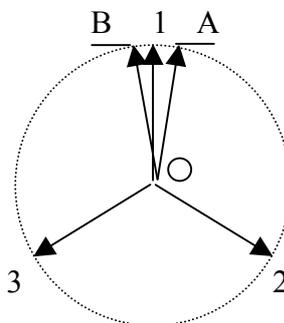
$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

Au même instant, chaque vecteur induction est représenté par les graphiques ci-dessous :

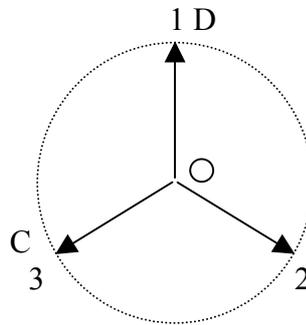
b_1 à l'instant $t = \pi/2\omega$



$$b_1 = B_m \sin \omega t = B_m \sin \pi/2 = B_m$$

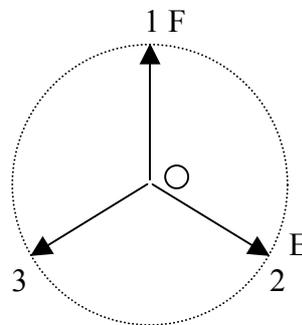
On peut remplacer b_1 par 2 vecteurs circulaires OB et OA d'amplitude $B_m/2$ (vecteurs en phase à l'instant $t = \pi/2\omega$) et de vitesse angulaire ω .

b_2 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



On peut remplacer b_2 par 2 vecteurs circulaires OD et OC d'amplitude $B_m/2$

b_3 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



On peut remplacer b_3 par 2 vecteurs circulaires OF et OE d'amplitude $B_m/2$

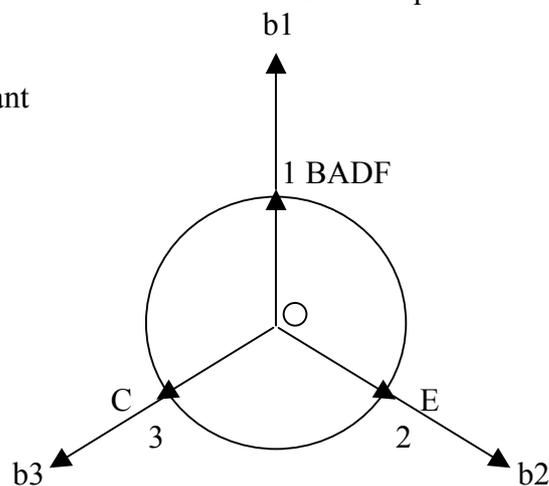
Les 3 inductions au même instant

$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

b_1, b_2, b_3 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



Conclusion :

Les 3 inductions circulaires OB, OC, OE s'annulent.

Les 3 inductions circulaires OA, OD, OF coïncident, leur somme est égale à $3/2 B_m$.

Même résultat quel que soit l'instant d'observation.

La somme en un point suivant trois directions décalées de 120° de 3 inductions sinusoïdales triphasées est une induction circulaire tournante.

Pour les Générateurs 2 types de machines sont utilisés:

2.2 Machines Synchrones

Pour des fortes puissances (ordre de grandeur $S_n > 2$ MVA).

Le rotor tourne en synchronisme avec le champ tournant statorique (en fonctionnement moteur) ou le flux dans le stator a une vitesse de variation égale à la vitesse de variation du rotor (en fonctionnement alternateur).

Une machine synchrone est composée de:

- Induit (généralement triphasé).
- Inducteur alimenté en courant continu (par l'excitation pour la fourniture d'énergie réactive).
- Amortisseurs (cages d'écureuils disposés sur le rotor pour supprimer les oscillations autour du point de synchronisme).

2.3 Machines Asynchrones

Pour des puissances plus faibles (ordre de grandeur $S_n < 2$ MVA).

Le rotor tourne moins vite que le champ tournant statorique pour que la fréquence dans le stator soit égale à la fréquence du réseau, le rotor devra être entraîné à une vitesse supérieure à la vitesse théorique de synchronisme (compensation du glissement).

La machine asynchrone est caractérisée par:

- Pas d'excitation à courant continu (l'énergie réactive nécessaire au fonctionnement de la machine est empruntée au réseau).

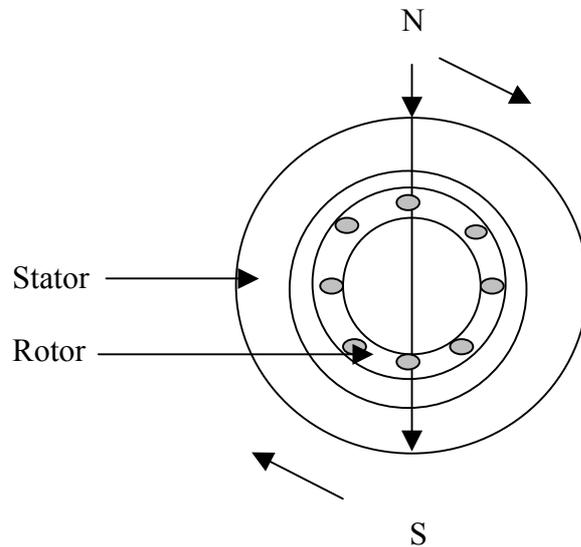
- Le rotor tourne moins vite que le champ tournant statorique il y a glissement:

$$gl = (n_s - n_r) / n_s \quad \text{ou} \quad n_s = \text{vitesse de synchronisme.}$$
$$n_r = \text{vitesse du rotor.}$$

- Le rotor est du type à cage d'écureuil (puissance $S_n < 0.5$ MVA) ou bobiné en court-circuit.

3 MACHINE ASYNCHRONE

a) Principe:



Inducteur = flux glissant de la machine (stator).

Induit dont la vitesse relative est plus faible que la vitesse du champ tournant du stator (glissement).

$$gl = [(ns - nr) / ns] \times 100$$

où

ns = vitesse de synchronisme.

nr = vitesse du rotor.

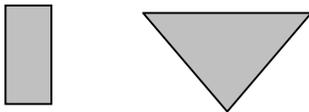
Le glissement d'un moteur asynchrone étant de l'ordre de 2%, le rotor devra donc tourner à une vitesse de 1.02 ns pour que le stator produise une tension de fréquence Fn.

La technologie de réalisation des alternateurs asynchrones est soit «à cage» (voir amortisseurs des machines synchrones) soit à rotor bobiné (en court-circuit donc sans excitation).

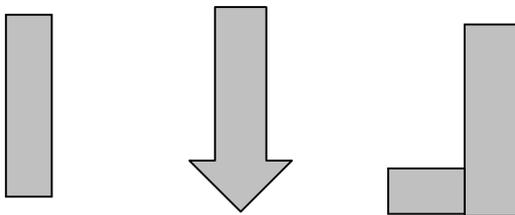
b) Types de cages (ou barres) :

Les principaux types de cages sont en fonction de la forme des barres.

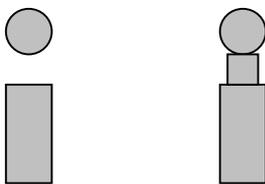
Simple cage



Encoches profondes



Double cage:

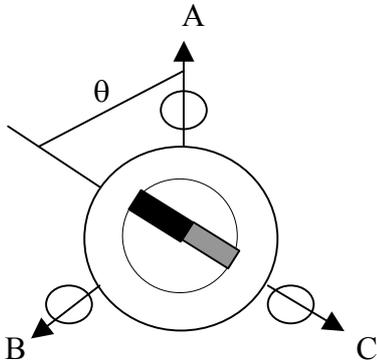


Triple cage:



4 MACHINE SYNCHRONE

4.1 Introduction



θ = angle entre rotor et stator Flux ϕ

$$\theta = 0 \quad \phi = \max$$

$$\theta = \pi / 2 \quad \phi = 0$$

$$\theta = \pi \quad \phi = -\max$$

$$\theta = 3 \pi / 2 \quad \phi = 0$$

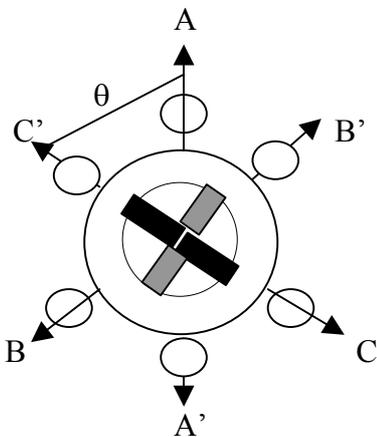
Le flux ϕ induit une tension $V = - (d\phi / dt)$ où $\phi = \phi_{\max} \cos\theta$.

$V = \Omega \phi_{\max} \sin(\Omega t + \theta_0)$ où Ω = vitesse angulaire du rotor = $2 \pi N$, (N en t/mn).

Système multipolaire

➤ Exemple :

2 paires de pôles



Le nombre de pôles du stator (2 bobinages triphasés) = nombre de paire de pôles du rotor (2)

La fréquence (F en Hz ou cycles/sec) délivrée par un alternateur synchrone est donc proportionnelle à sa vitesse de rotation (n en tr/mn) et au nombre de paires de pôles du rotor (p):
$$F = (n \times p) / 60$$

Le choix du nombre de pôles ne dépend donc que de la vitesse de rotation.

➤ **Exemple :**

Pour une turbine à vapeur tournant à 3000 tr/mn et une fréquence de 50 Hz, le nombre de paire de pôles sera de 1, et l'alternateur sera du type à pôles lisses (le rotor sera cylindrique et à entrefer constant). Ce type d'alternateurs est limité à des vitesses minima de 750 tr/mn, correspondant aux turbines à vapeur, turbines à gaz, turbines hydrauliques Pelton & Francis pour chutes importantes.

Pour une turbine hydraulique Kaplan, pour basses chutes importantes, tournant à 150 tr/mn par exemple et une fréquence de 50 Hz, le nombre de paire de pôles sera de 20, et l'alternateur sera du type à pôles saillants (le rotor sera cylindrique et des pôles seront rapportés en excroissance, l'entrefer ne sera plus constant).

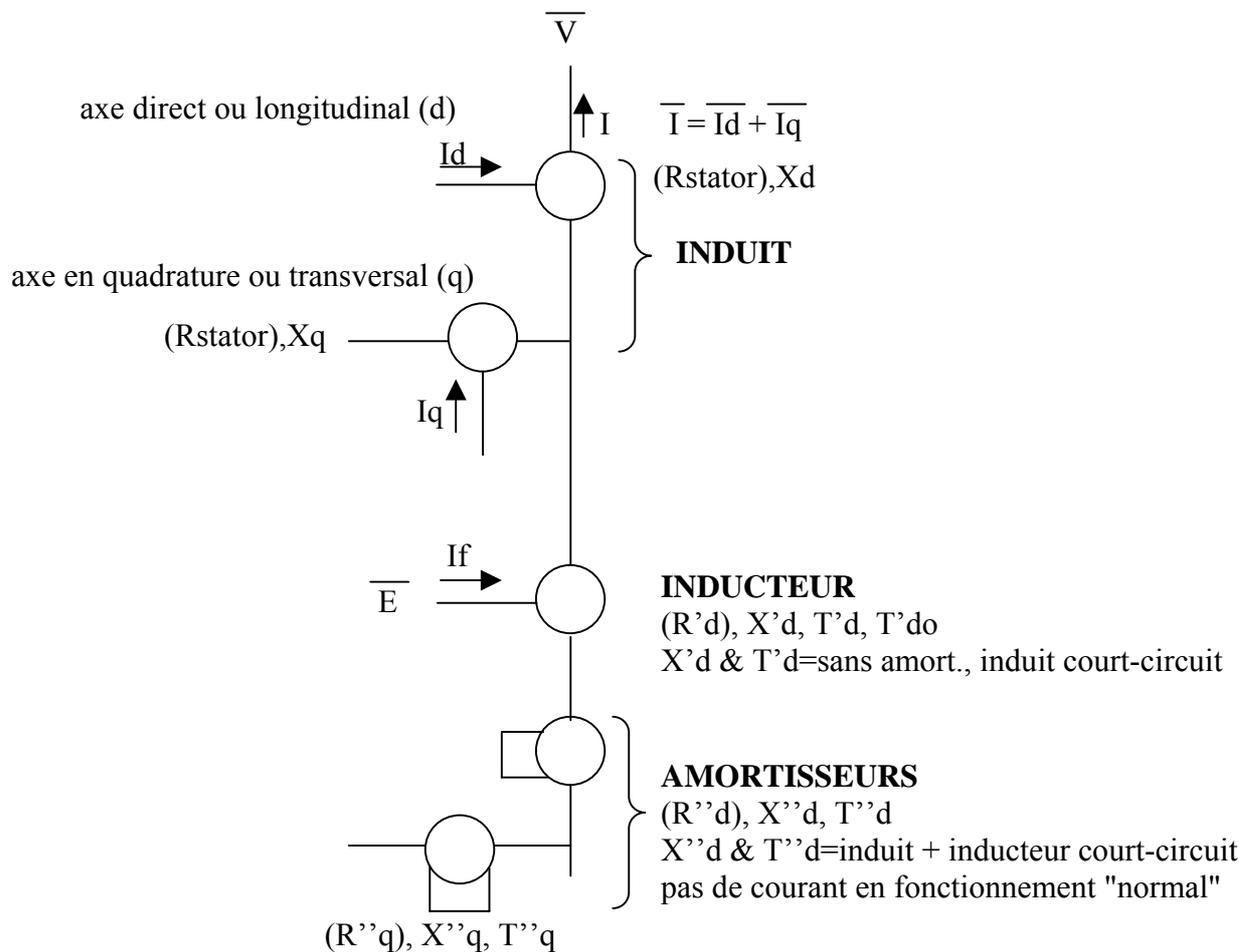
La valeur moyenne de la vitesse est constante et correspond à la vitesse de synchronisme, mais la vitesse instantanée varie par oscillations (autour du point d'équilibre de cette vitesse de synchronisme) d'où la présence d'amortisseurs.

La machine synchrone comporte 3 parties :

- inducteur alimenté en courant continu (rotor).
- induit (stator).
- amortisseurs (amortissement des oscillations autour du point d'équilibre).

Il est intéressant de définir 2 axes électriques (par rapport au rotor) pour l'étude notamment des machines à pôles saillants (voir diagramme de Blondel) et de la stabilité des alternateurs :

- axe longitudinal (ou direct)
- axe transversal (ou en quadrature = traduction de «quadrature-axis»).



Armature = apériodique et suivant les auteurs on a :

$$T_a = \left(\frac{2}{R_{stator}} \right) * \left[\frac{L''_d * L''_q}{L''_d + L''_q} \right]$$

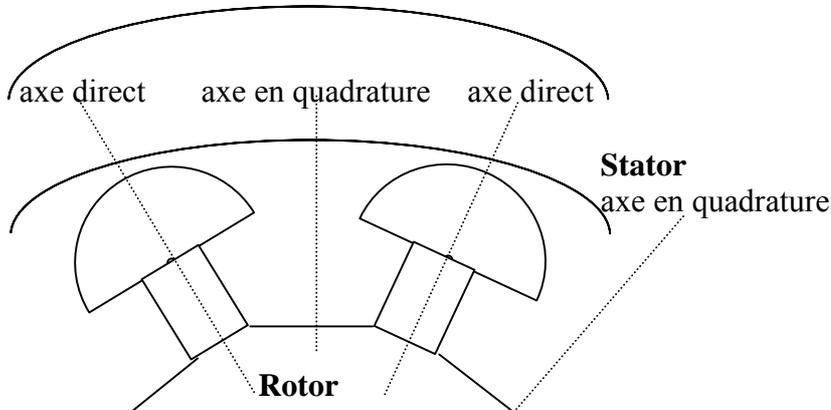
$$\text{ou } T_a = \frac{L''_d + L''_q}{2 * R_{stator}}$$

$$\text{ou } T_a = \frac{\sqrt{L''_d * L''_q}}{R_{stator}} \text{ et comme } L''_q \cong L''_d, \text{ on obtient : } T_a = \frac{\sqrt{L''_d * L''_d}}{R_{stator}} = \frac{L''_d}{R_{stator}} = \frac{X''_d}{\omega * R_{stator}}$$

4.2 Rappels

4.2.1 Les axes

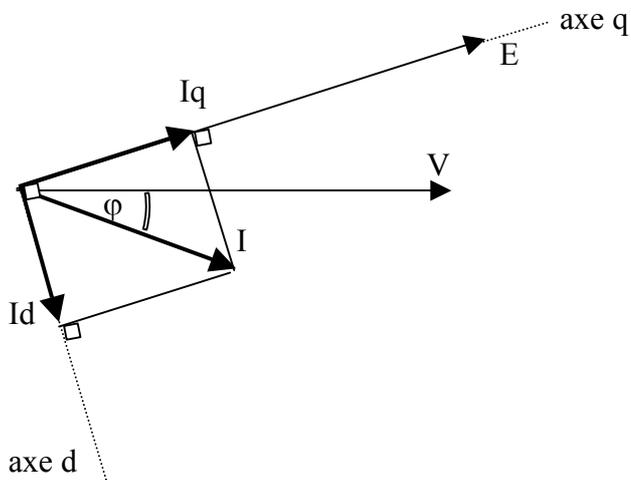
Axes direct (longitudinal) & en quadrature (transversal) :



L'axe direct (ou longitudinal) est l'axe d'un pôle du rotor
 L'axe en quadrature (ou transversal) est l'axe d'un inter-pôle du rotor

4.2.2 Décomposition du courant statorique

Le courant I , dans le stator peut être décomposé suivant les axes d et q : $\vec{I} = \vec{I}_d + \vec{I}_q$



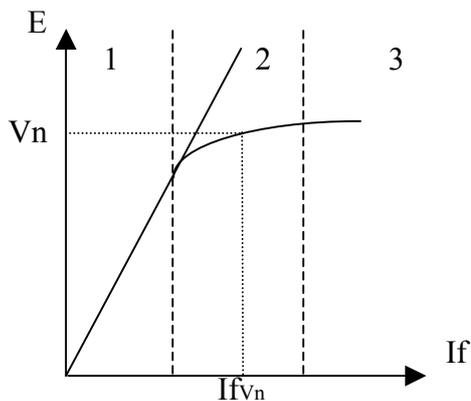
I_q est en phase avec la force électromotrice E , I_d est perpendiculaire à E .

4.2.2.1 Caractéristique à vide

Lorsque le courant statorique est nul, la tension (V) mesurée aux bornes du stator est égale à la force électromotrice (E) de l'alternateur.

La force magnétomotrice provient uniquement de l'inducteur (rotor).

L'amplitude dépend du courant d'excitation I_f traversant le circuit inducteur (rotor).



Dans la partie 1 non utilisée: une faible variation de I_f entraîne une variation importante de V

Dans la partie 2 utilisée : une faible variation de I_f entraîne une faible variation de V

Dans la partie 3 non utilisée : une faible variation de I_f entraîne une faible variation de V mais, courant important I_f donc surdimensionnement du rotor.

4.2.2.2 Caractéristique en charge

Lorsque la machine est en charge, la force magnétomotrice totale est la somme vectorielle de la force magnétomotrice produite par l'inducteur et celle produite par l'induit lui-même du fait du passage du courant de charge I ("hypothèses de Blondel").

Le déphasage entre ces 2 forces magnétomotrices dépend de la phase du courant statorique I par rapport à la force électromotrice induite à vide.

Si le déphasage est nul, la force magnétomotrice de réaction d'induit est décalée de 90° en arrière par rapport à la force magnétomotrice de l'inducteur.

La réaction d'induit est dite transversale.

Si le déphasage est de 90° en avant, les lignes de champ de l'induit empruntent le même chemin que les lignes de champ de l'inducteur et la force magnétomotrice de l'induit renforce la force magnétomotrice de l'inducteur.

La réaction d'induit est dite longitudinale et magnétisante.

Si le déphasage est de 90° en arrière (cas du court-circuit ou des charges inductives), la force magnétomotrice de l'induit s'oppose à la force magnétomotrice de l'inducteur.

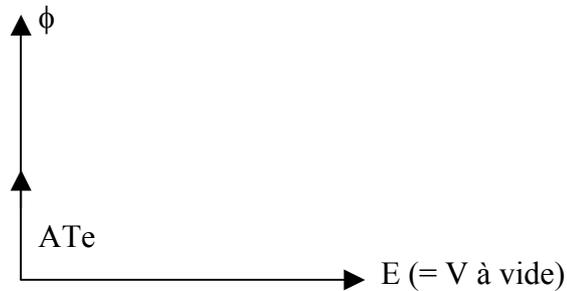
La réaction d'induit est dite longitudinale et démagnétisante.

Dans ce cas, si le courant d'excitation n'est pas augmenté, pour compenser la diminution du flux tournant, le courant de court-circuit pourra prendre une valeur nettement inférieure au courant de service de l'alternateur.

4.2.3 Le diagramme des flux

4.2.3.1 Machine à vide

Les ampère-tours d'excitation (A_{Te}) produisent un flux ϕ au travers de l'entrefer rotor-stator, la variation de flux du fait de la rotation du rotor induit une tension E (V) dans le stator en quadrature avec le flux.

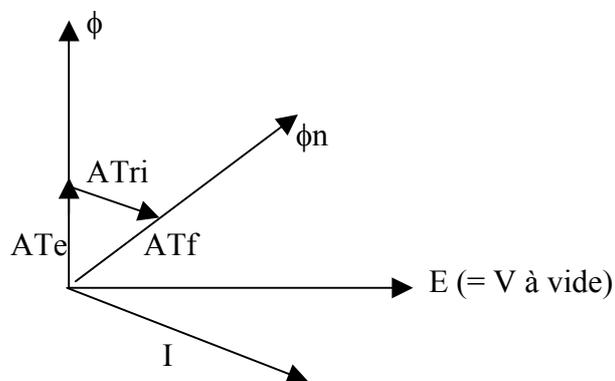


4.2.3.2 Machine en charge

Les ampère-tours d'excitation (A_{Te}) produisent un flux ϕ au travers de l'entrefer rotor-stator induisant une tension E (V) dans le stator en quadrature avec le flux.

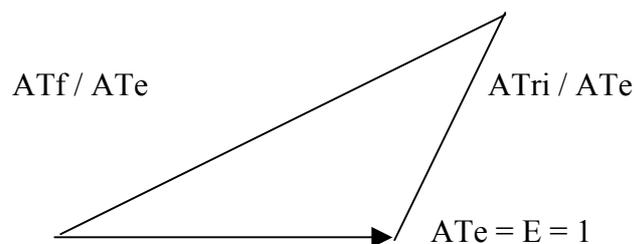
Le courant I , déphasé de φ par rapport à E (à vide), provoque une réaction d'induit soit des ampère-tours de réaction d'induit (A_{Tri}) en phase avec I .

La résultante $\overline{AT_f} = \overline{AT_e} + \overline{AT_{Tri}}$ permettra de maintenir le flux nécessaire ϕ_n .



Il est possible d'obtenir un nouveau diagramme en faisant tourner A_{Te} dans le sens anti-horaire de 90° et en le faisant coïncider avec E :

$$A_{Te} = E = 1$$



$A_{Tri} / A_{Te} = 1$ est directement proportionnel à la tension et est appelée "réactance de réaction d'induit" et est symbolisée par les anglo-saxons X_{ad} (réactance fictive).

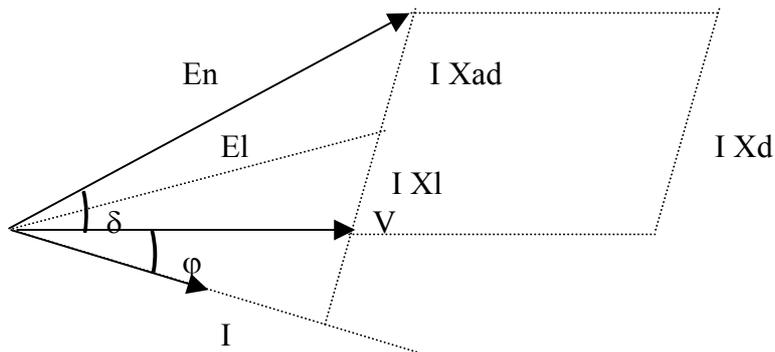
4.2.4 Les réactances

Les réactances X_d & X_q sont des réactances magnétisantes.

Les réactances $X'd$, $X''d$ & $X''q$ sont des réactances de fuites.

4.2.4.1 Décomposition des réactances

Cette approche permet le raisonnement suivant :



X_d = réactance synchrone = $X_l + X_{ad}$

$X'd$ = réactance transitoire = $X_l + X'f$

$X''d$ = réactance subtransitoire = $X_l + X'kd$

avec :

X_l = réactance de fuite de l'alternateur (en standard de 0,1 à 0,25 PU avec \pm par construction)

X_{ad} = réactance de réaction d'induit (en standard de 1 à 2,5 PU avec \pm par construction)

$X'f$ = réactance de fuite de l'inducteur (en standard de 0,1 à 0,25 PU avec \pm par construction)

$X'kd$ = réactance liée aux amortisseurs (en standard de 0,05 à 0,15 PU avec \pm par construction)

E_l = force électromotrice de la machine

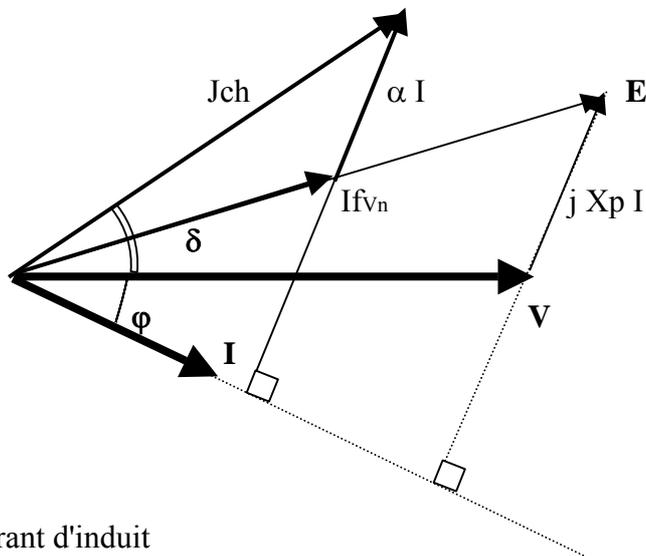
E_n = tension aux bornes de la réactance de fuite de l'alternateur

Les valeurs anglo-saxonnes à titre indicatif des réactances, dans le cadre ci-dessus, pour un turboalternateur (machine à pôles lisses) sont les suivantes :

réactance	refroidissement indirect	refroidissement direct
X_d	2 à 2,3 PU	2,1 à 2,4 PU
X_q	1,9 à 2,1 PU	1,95 à 2,25 PU
$X'd$	0,18 à 0,25 PU	0,27 à 0,3 PU
$X''d = X''q = X_i$	0,11 à 0,13 PU	0,19 à 0,25 PU
$X_o =$	0,05 à 0,075 PU	0,11 à 0,16 PU

4.2.4.2 Le diagramme de Potier d'un alternateur

(prédétermination des courants d'excitation, réactances saturées)



- I = courant d'induit
- V = tension aux bornes de l'alternateur
- E = force électromotrice interne
- If_{vn} = courant d'excitation à vide correspondant à E = V_n
- J_{ch} = courant d'excitation en charge
- α = coefficient de réduction d'induit
- X_p = réactance de Potier

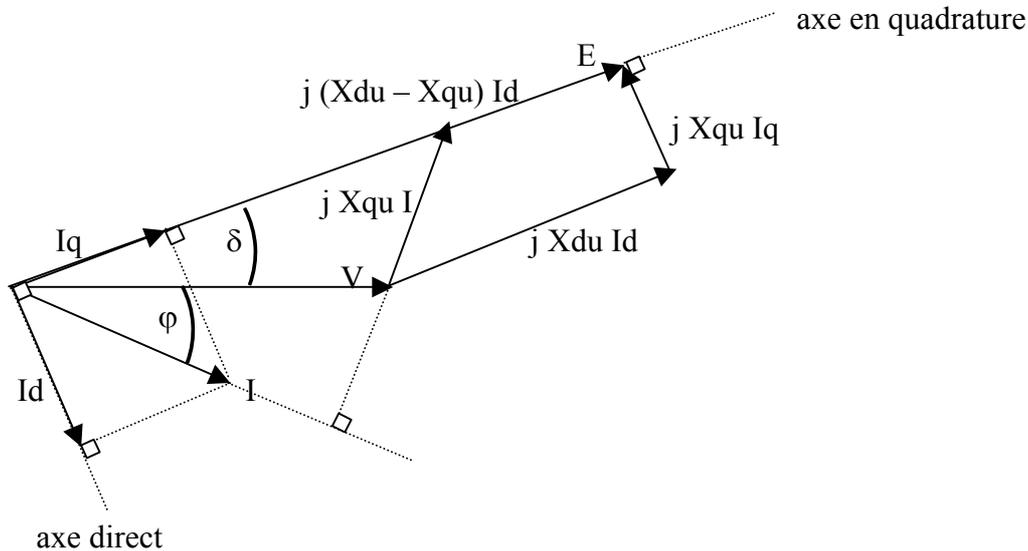
Diagramme de Potier :

$$\text{Stator : } \bar{E} = \bar{U} + j X_p I$$

$$\text{Rotor : } \bar{J}_{ch} = \bar{I}_{f_{vn}} + \alpha \bar{I}$$

4.2.4.3 Le diagramme de stabilité générale

(applicable à tout alternateur, réactances non saturées)



$$\bar{E} = \bar{V} + j X_{du} \bar{I}_d + j X_{qu} \bar{I}_q \quad (1)$$

$$\bar{E} = \bar{V} + j X_{qu} \bar{I} + j (X_{du} - X_{qu}) \bar{I}_d \quad (2)$$

dans lesquels :

φ = déphasage entre I et V

δ = déphasage entre E et V (angle interne de la machine)

E = force électromotrice (issue du rotor)

V = tension simple (sur le stator)

X_{du} = réactance synchrone directe, non saturée, dans l'axe direct

X_{qu} = réactance synchrone directe, non saturée, dans l'axe quadratique

I = courant de charge de la machine

I_d = composante, dans l'axe direct, du courant I

I_q = composante, dans l'axe en quadrature, du courant I (la composante I_q est en phase avec E)

Remarque :

si $X_{qu} \cong X_{du}$ et en négligeant R_{stator} ($R_{stator} \bar{I}$ peu significatif)

dans (1) $\bar{E} = \bar{V} + j X_{du} (\bar{I}_d + \bar{I}_q) = \bar{V} + j X_{du} \bar{I}$ = diagramme de Behn-Eschemburg

dans (2) $j (X_{du} - X_{qu}) \bar{I}_d = 0$, $\bar{E} = \bar{V} + j X_{du} \bar{I}$ = diagramme de Behn-Eschemburg

si $X_{qu} \neq X_{du}$ = diagramme de Blondel

4.3 Diagramme de Behn-Eschenburg

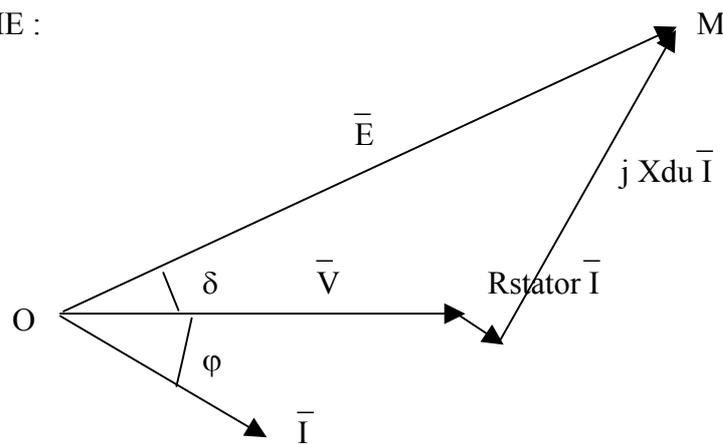
(s'emploie pour les machines à pôles lisses)

La force électromotrice \bar{E} délivrée par la machine est égale à la somme de la tension \bar{V} aux bornes du stator majorée de la chute de tension $R\bar{I}_c$ (résistance du stator de la machine parcourue par le courant de charge \bar{I}_c) et majorée de la chute de tension $X_d\bar{I}_c$ (réactance synchrone longitudinale de la machine parcourue par le courant de charge \bar{I}_c).

$$\bar{E} = \bar{V} + R\bar{I}_c + jX_d\bar{I}_c$$

La tension \bar{V} , aux bornes du stator, est imposée par le réseau.

DIAGRAMME :



φ = déphasage entre \bar{V} et \bar{I}_c .

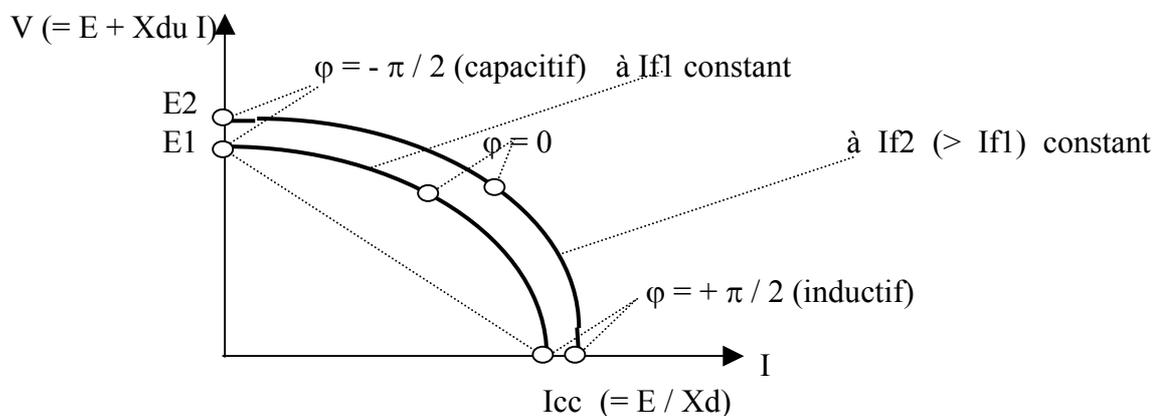
δ = déphasage entre \bar{V} et \bar{E} = angle interne de la machine.

Si l'alternateur n'est pas couplé à un réseau, et en supposant que R_{stator} est $\ll X_{du}$, le diagramme donne à I_f et vitesse constants :

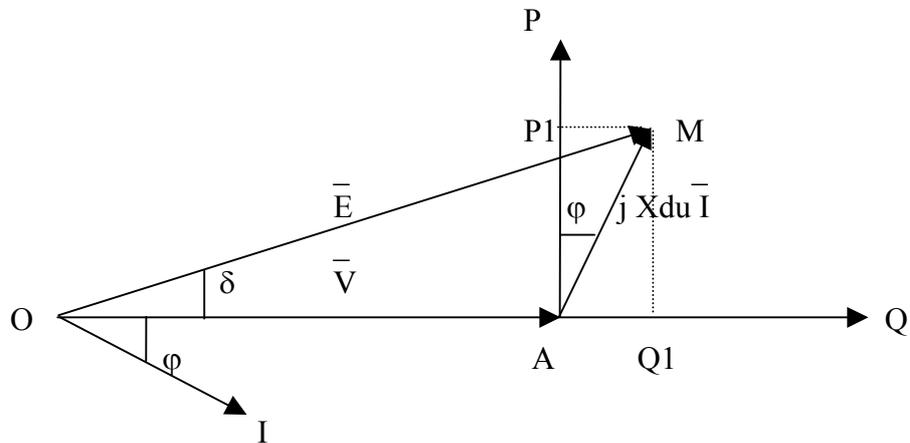
$$E^2 = (V + X_{du} I \sin \varphi)^2 + (X_{du} I \cos \varphi)^2$$

$$E^2 = V^2 + (X_{du} I)^2 + 2 (X_{du} I) V \sin \varphi$$

➤ Exemple pour 2 valeurs de I_f :



Si l'alternateur est raccordé à un réseau dont la puissance est très importante devant celle de l'alternateur, la tension et la fréquence aux bornes de l'alternateur seront imposées par le réseau et le diagramme de Behn-Eschenburg pourra être réalisé en fonction des puissances fournies par l'alternateur



Les puissances triphasées sont respectivement :

Puissance active (provenant de la puissance mécanique fournie au rotor) :

$$P = 3 V I \cos \varphi = 3 V (AP1 / Xdu)$$

Puissance réactive (provenant de l'alternateur en fonction de l'excitation due au rotor) :

$$Q = 3 V I \sin \varphi = 3 V (AQ1 / Xdu)$$

4.4 Diagramme de Blondel

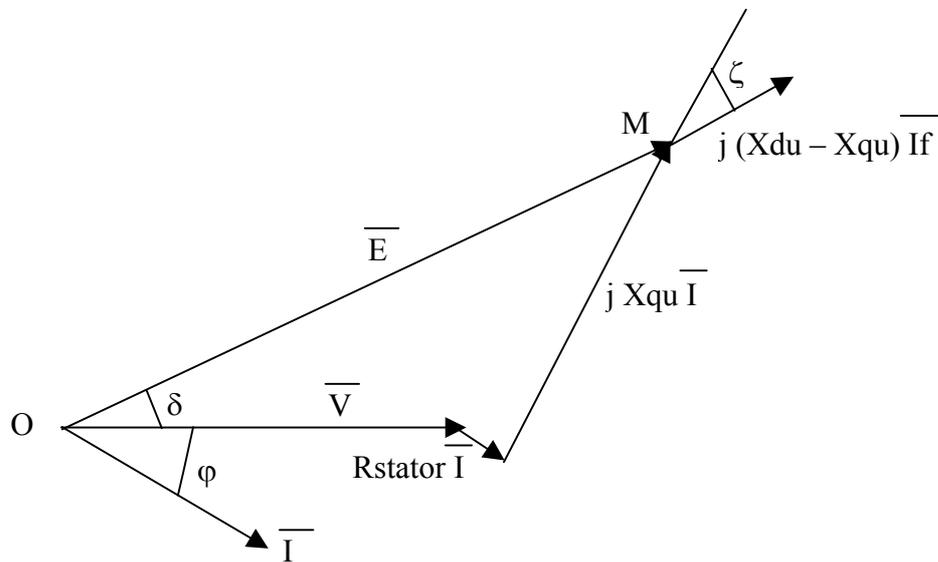
(s'emploie pour les machines à pôles saillants)

La force électromotrice \bar{E} délivrée par la machine est égale à la somme de la tension \bar{V} aux bornes du stator majorée de la chute de tension $R_{\text{stator}} \cdot \bar{I}$ (résistance du stator de la machine parcourue par le courant de charge \bar{I}) et majorée de la chute de tension $X_{qu} \cdot \bar{I}$ (réactance synchrone, dans l'axe en quadrature de la machine, parcourue par le courant de charge \bar{I}) et majorée d'un terme de chute de tension égal à $(X_{du} - X_{qu}) \cdot \bar{I}_f$ (réactance synchrone dans l'axe direct de la machine moins la réactance synchrone dans l'axe en quadrature de la machine parcourue par le courant de l'inducteur \bar{I}_f , ou $j\bar{I}_d j$)

$$\bar{E} = \bar{V} + R_{\text{stator}} \bar{I} + jX_{qu} \bar{I} + j(X_{du} - X_{qu}) \bar{I}_f = \bar{V} + jX_{qu} \bar{I}_q + jX_{du} \bar{I}_d$$

La tension \bar{V} , aux bornes du stator, est imposée par le réseau.

DIAGRAMME :



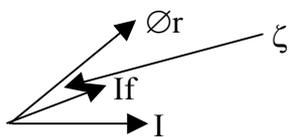
φ = déphasage entre \bar{V} et \bar{I}

δ = déphasage entre \bar{V} et \bar{E} = angle interne de la machine

ζ = déphasage constant entre courant dans la phase du rotor et le flux créé par le rotor dans cette phase

I_f = courant de l'inducteur

Φ_r = flux créé par le rotor



Si $X_d = X_q \implies$ Diagramme de Behn-Eschenburg (machines à pôles lisses)

4.5 Grandeurs caractéristiques des machines

Un certain nombre d'impédances (exprimées en %, la machine étant magnétiquement saturée ou non, suivant l'axe direct ou transversal) et de constantes de temps (exprimées en s, le stator étant à circuit ouvert ou en court-circuit, suivant l'axe direct ou transversal) sont définis.

4.5.1 Réactances

X_{du} = réactance magnétisante longitudinale (réactance synchrone, suivant l'axe direct, non saturée).

X_{ds} = réactance magnétisante longitudinale (réactance synchrone, suivant l'axe direct, saturée).

X_{qu} = réactance magnétisante transversale (réactance synchrone, suivant l'axe transversal, non saturée).

X_{qs} = réactance magnétisante transversale (réactance synchrone, suivant l'axe transversal, saturée).

X''_{du} = réactance de fuite, liée aux amortisseurs, longitudinale (réactance subtransitoire, suivant l'axe direct, non saturée).

X''_{ds} = réactance de fuite, liée aux amortisseurs, longitudinale (réactance subtransitoire, suivant l'axe direct, saturée).

X''_{qu} = réactance de fuite, liée aux amortisseurs, transversale (réactance subtransitoire, suivant l'axe transversal, non saturée).

X''_{qs} = réactance de fuite, liée aux amortisseurs, transversale (réactance subtransitoire, suivant l'axe transversal, saturée).

X'_{du} = réactance de fuite longitudinale (réactance transitoire, suivant l'axe direct, non saturée).

X'_{ds} = réactance de fuite longitudinale (réactance transitoire, suivant l'axe direct, saturée).

X_{2u} = réactance dans le système inverse longitudinale (réactance inverse, suivant l'axe direct, non saturée).

X_{2s} = réactance dans le système inverse longitudinale (réactance inverse, suivant l'axe direct, saturée).

X_{po} = réactance de Potier saturée, intervenant pour la prédétermination des courants d'excitation.



Les valeurs X_u (réactances non saturées) seront prises en compte pour le réglage des protections (amenant le plus faible courant de défaut).

Les valeurs X_s (réactances saturées), avec pleine apériodique seront prises en compte pour la tenue du matériel (amenant le plus fort courant de défaut).

On pourra ou non tenir compte des tolérances sur les valeurs données (ou prendre un coefficient de sécurité).

La résistance du stator pourra être négligée pour le réglage des protections, mais non pour le calcul de la constante de temps de la machine (L/R) pour la définition de Transformateurs de Courant, sur défaut pleine asymétrie, aux bornes de la machine.

La valeur de L sera définie à partir de la réactance équivalente $X_{\text{éq}}$ à l'instant de calcul t .

➤ **Exemple:**

Le courant de défaut triphasé pour une machine de tension avant défaut (phase-terre) V_n est à l'instant t de I_{cc} (valeur calculée avec les formules ci-après), l'impédance équivalente $X_{\text{éq}}$ est égale à:

$$X_{\text{éq}} = V_n / I_{cc} \text{ d'où } L = X_{\text{éq}} / \omega, (\omega = 2 \pi f \text{ soit } 314,16 \text{ pour } 50 \text{ Hz}).$$

Nota :

Pour les machines spécifiques (construction à la demande de forte puissance) le constructeur précise en général l'état du circuit magnétique (réactances saturées et non saturées), pour les machines standards, le constructeur ne donne pas obligatoirement l'état du circuit magnétique, les valeurs de réactances communiquées correspondent, en général, aux réactances non saturées.

4.5.2 Constantes de temps électriques

T'_{do} = Constante de temps transitoire, suivant l'axe direct, stator ouvert.

T'_d = Constante de temps transitoire, suivant l'axe direct, stator en court-circuit.

T''_{do} = Constante de temps subtransitoire, suivant l'axe direct, stator ouvert.

T''_d = Constante de temps subtransitoire, suivant l'axe direct, stator en court-circuit.

T''_{qo} = Constante de temps subtransitoire, suivant l'axe transversal, stator ouvert.

T''_q = Constante de temps subtransitoire, suivant l'axe transversal, stator en court-circuit.

T_a = Constante de temps apériodique.

Pour les calculs de courant de défaut, ce sont les valeurs «stator en court-circuit» qui sont à prendre en compte.

4.5.3 Exemples de réactances et de constantes de temps électriques

A titre d'exemple et pour cerner les ordres de grandeur, les valeurs ci-dessous ont été fournies par un constructeur d'alternateurs pour une machine à pôles saillants de 400 MVA :

$$\mathbf{X_{du}} = 168.2 \% (\pm 10 \%)$$

$$\mathbf{X_{ds}} = 151.4 \% (\pm 10 \%)$$

$$\mathbf{X_{qu}} = 98.2 \% (\pm 10 \%)$$

$$\mathbf{X_{qs}} = 88.4 \% (\pm 10 \%)$$

$$\mathbf{X''_{du}} = 21 \% (\pm 30 \%)$$

$$\mathbf{X''_{ds}} = 18.7 \% (\pm 30 \%)$$

$$\mathbf{X''_{qu}} = 25 \% (\pm 30 \%)$$

$$\mathbf{X''_{qs}} = 19.3 \% (\pm 30 \%)$$

$$\mathbf{X'_{du}} = 31.7 \% (\pm 20 \%)$$

$$\mathbf{X'_{ds}} = 28.5 \% (\pm 20 \%)$$

$$\mathbf{X_{2u}} = 23.5 \% (\pm 20 \%)$$

$$\mathbf{X_{2s}} = 19 \% (\pm 20 \%)$$

$$\mathbf{T'_{do}} = 13.3 \text{ s}$$

$$\mathbf{T'_d} = 2.5 \text{ s}$$

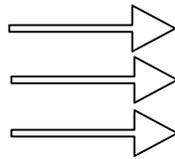
$$\mathbf{T''_{do}} = 0.083 \text{ s}$$

$$\mathbf{T''_d} = 0.048 \text{ s}$$

$$\mathbf{T''_{qo}} = 0.26 \text{ s}$$

$$\mathbf{T''_q} = 0.055 \text{ s}$$

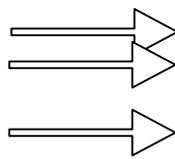
$$\mathbf{T_a} = 0.25 \text{ s}$$



$$\mathbf{X_{ds} = 0,9 X_{du}}$$

$$\mathbf{X_{qu} = 0,6 X_{du}}$$

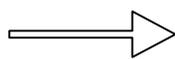
$$\mathbf{X_{qs} = 0,9 X_{qu}}$$



$$\mathbf{X''_{ds} = 0,9 X''_{du}}$$

$$\mathbf{X''_{qu} = 1,14 X''_{du}}$$

$$\mathbf{X''_{qs} = 0,8 X''_{qu}}$$



$$\mathbf{X'_{ds} = 0,9 X'_{du}}$$

Les valeurs des impédances saturées sont de l'ordre de 10% inférieures aux impédances correspondantes non saturées (machine à pôles saillants & à pôles lisses).

Pour une machine à pôles saillants, l'impédance synchrone dans l'axe en quadrature est de l'ordre de 60% de l'impédance synchrone dans l'axe direct, alors que pour une machine à pôles lisses, l'impédance synchrone dans l'axe en quadrature est de l'ordre de 90 à 98% ($X_{qu} \cong X_{du}$) de l'impédance synchrone dans l'axe direct.

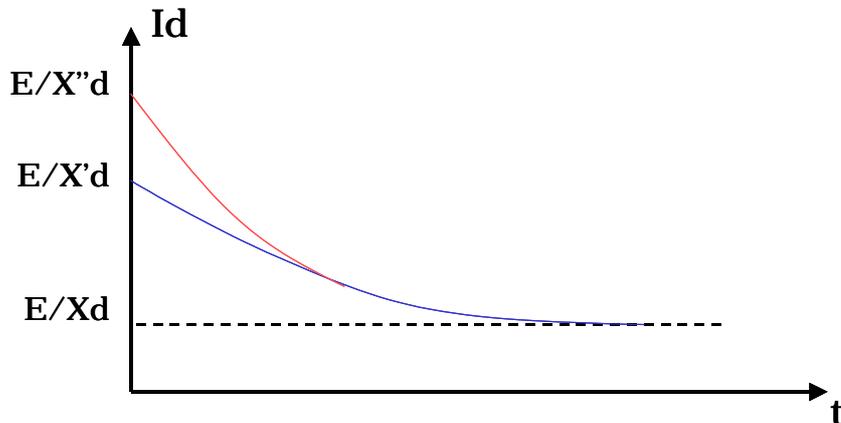
Pour tous les types de machine, on a :

- $X_{qu} < X_{du}$
- $X''_{qu} \geq X''_{du}$

Le rapport X''_{qu} / X''_{du} variant de 1 à 3 suivant le type d'amortisseurs, donc dépend de la construction de la machine et en général de l'ordre de 1,2 à 1,5 pour les machines à pôles lisses.

4.6 Forme du courant de défaut (sens direct et transversal)

Variation du courant de défaut en fonction du temps :



Le courant de défaut correspondant à la période subtransitoire est E''/X_d et la décroissance est $décroissance = e^{-t/T''d}$

Le courant de défaut correspondant à la période transitoire est E'/X_d et la décroissance est $décroissance = e^{-t/T'd}$

Le courant de défaut correspondant à la période permanente est E/X_d sans décroissance

Plutôt que de faire intervenir E'' & E' on a préféré travailler à force électromotrice E constante de telle sorte que l'on a :

- $E''/X_d = E/X''d$
- $E'/X_d = E/X'd$

Nota :

A chaque réactance X_d ($X''d$, $X'd$) telle que définie ci-dessus, associée à une constante de temps de décroissance T_d ($T''d$, $T'd$) correspond une résistance fictive R_d ($R''d$, $R'd$) telle que : $R_d = X_d / (\omega * T_d)$, la résistance R_d varie donc en fonction des régimes subtransitoire ($R''d$), transitoire ($R'd$) et permanent (R_d).

La variation de R_d étant incohérente (T_d étant définie pour calculer une décroissance de X_d), il est préférable de ne faire intervenir que R_{stator} pour le calcul de la constante de temps de la machine.

Calcul du courant de défaut (sens direct et en quadrature; X_d , $X''d$, $X'd$, $X''q$ peuvent être X_{du} ou X_{ds} , $X''du$ ou $X''ds$, $X'du$ ou $X'ds$, $X''qu$ ou $X''qs$) :

Le courant de défaut est la somme des courants correspondants aux périodes subtransitoire + transitoire + permanent auquel il faut ajouter ou non une composante a périodique.

$$id(t) = -E \left[1/X_d + (1/X'd - 1/X_d) e^{-t/T'd} + (1/X''d - 1/X'd) e^{-t/T''d} - (1/X''d) e^{-t/T_a} \cos \omega t \right]$$

$$iq(t) = -(E/X''q) e^{-t/T_a} \sin \omega t$$



Pour les machines où $X''_q \cong X''_d$, la formule utilisée (en PU) devient :

$$i(t) = In \left[1/X_d + (1/X'_d - 1/X_d)e^{-t/T'_d} + (1/X''_d - 1/X'_d)e^{-t/T''_d} + (1/X''_d)e^{-t/T_a} \cos \theta_0 \right]$$

où θ_0 = instant de mise en court-circuit de l'induit, au passage à zéro de la tension.

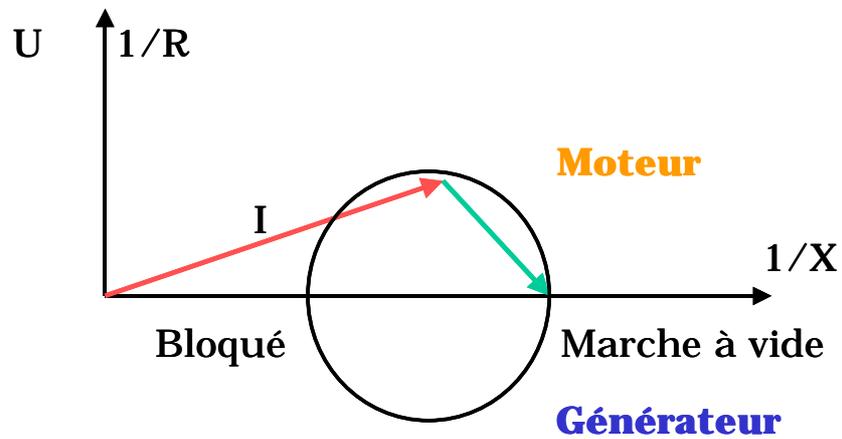
$\cos \theta_0 = 1$ (pleine asymétrie).

au maximum de la tension $\theta_0 = 90^\circ$, $\cos \theta_0 = 0$ (pas d'asymétrie).

4.7 Mode de fonctionnement des alternateurs

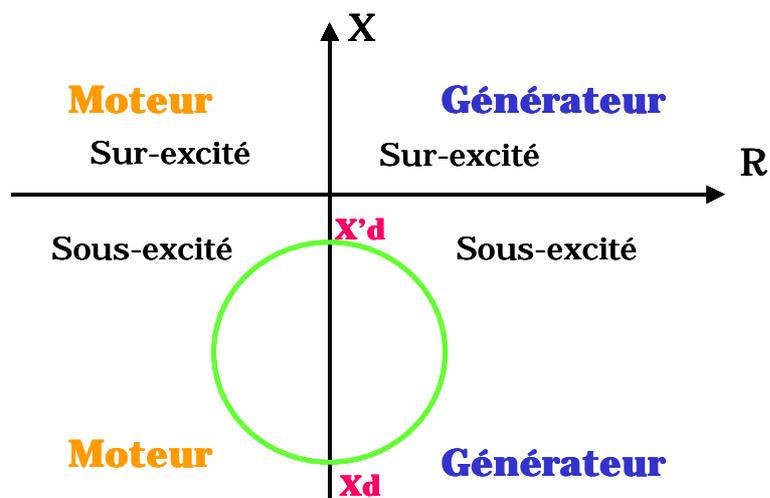
a) En asynchrone

(raisonnement en Admittance): Groupe asynchrone



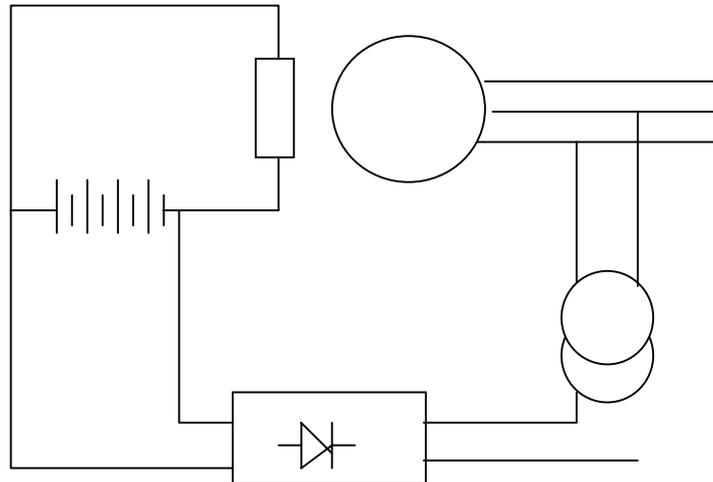
b) En synchrone

(en fonction excitation)

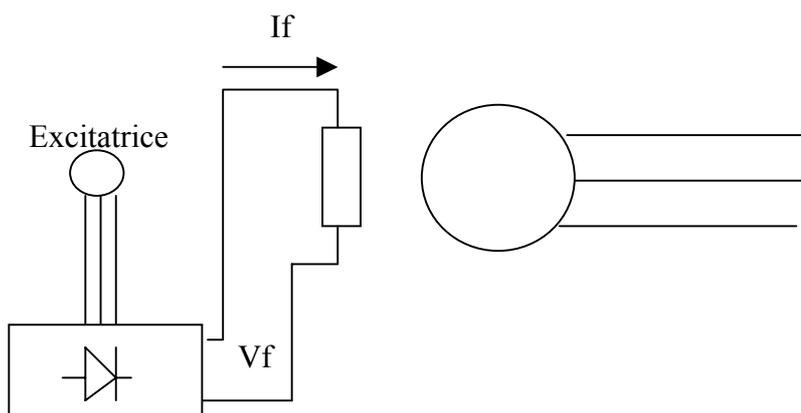


4.8 Principaux types d'excitation

a) Courant Continu :

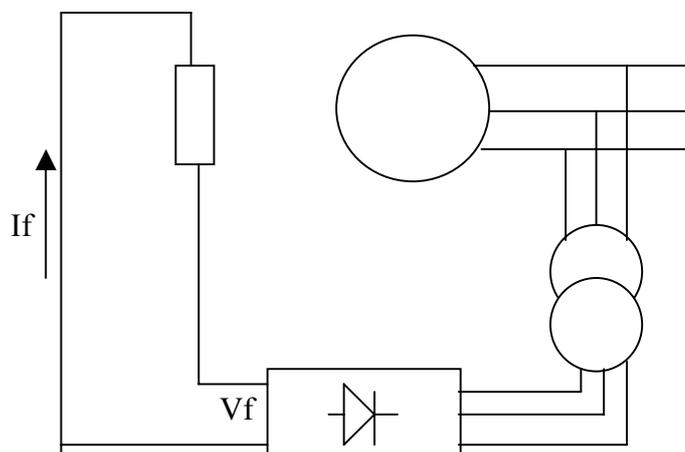


b) Excitatrice en bout d'arbre par génératrice :

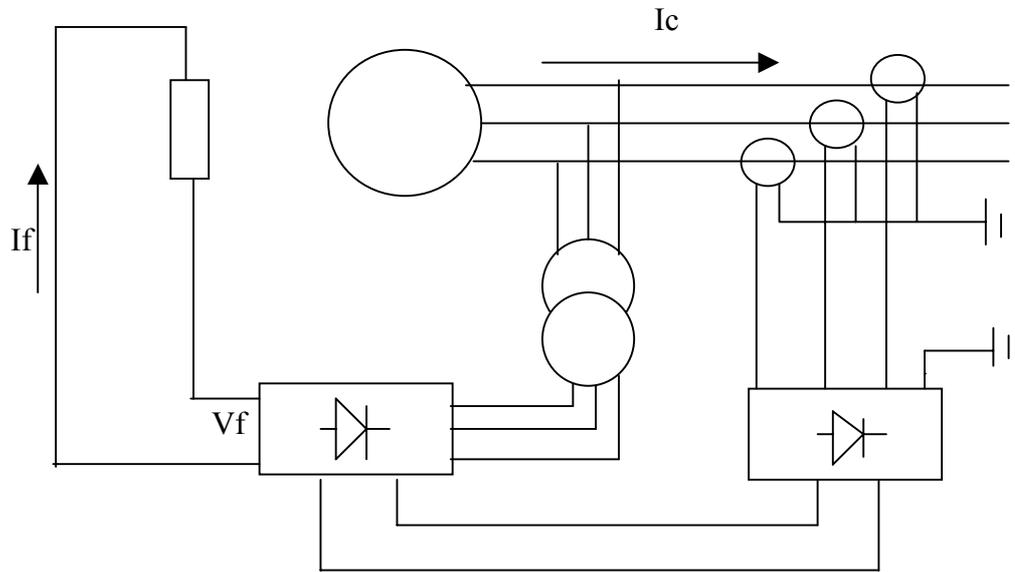


L'excitation de l'excitatrice (alternateur d'excitation) peut être à aimant permanent (Ticonal, Nialco) si faible puissance.

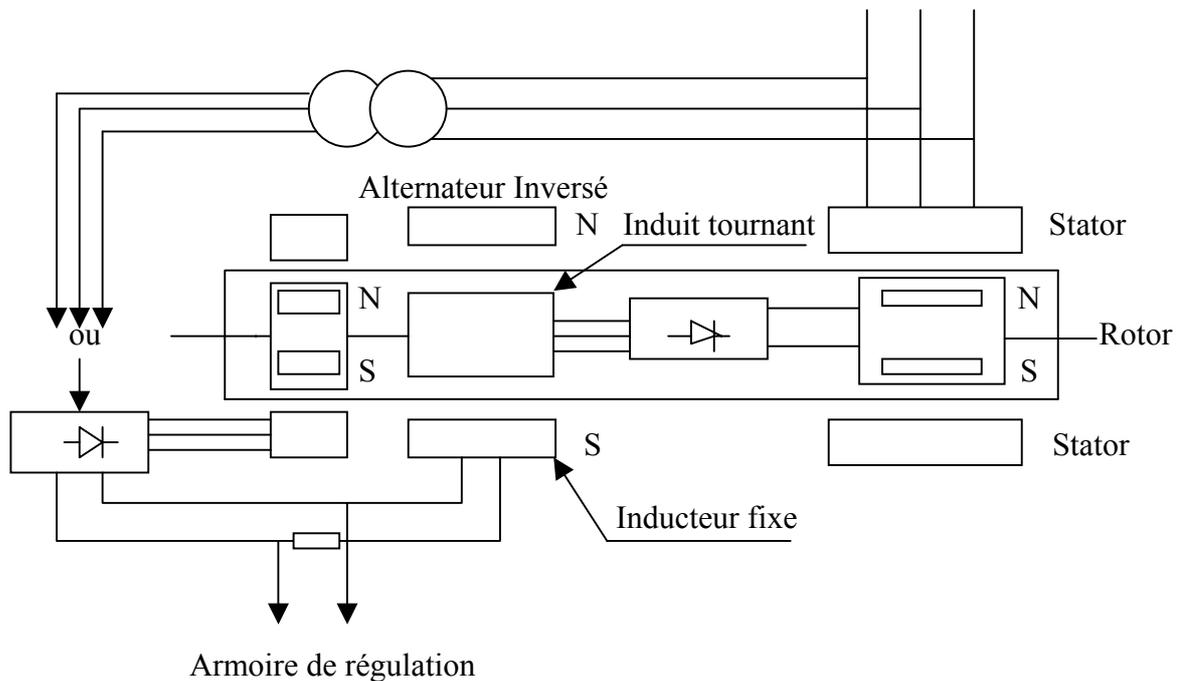
c) Excitation Shunt :



d) Excitation Compound :



e) Excitation à diodes tournantes :



Un «alternateur inversé» est un alternateur dont l'inducteur est fixe (stator) et alimenté en courant continu, l'induit est tournant (calé sur l'arbre du rotor de la machine principale) et produit du courant alternatif qui est redressé par des diodes qui tournent en même temps que le rotor (d'où le nom de diodes tournantes).

Ce courant redressé est transmis directement au rotor de la machine principale et sert à l'excitation de celui-ci.

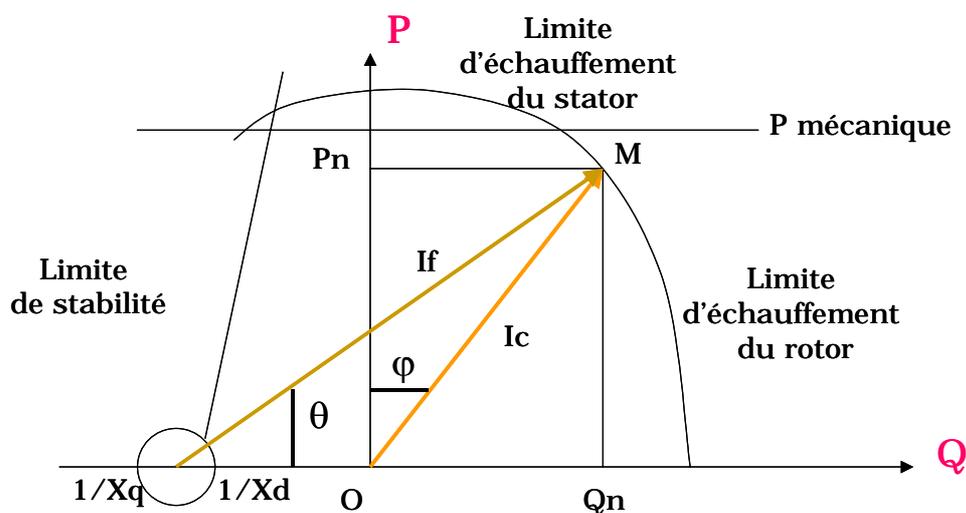
L'excitatrice est elle-même excitée soit à partir de la tension de sortie de l'alternateur principal soit par une excitatrice pilote montée en bout d'arbre.

La partie mobile ne peut être accessible qu'au travers de bagues, la partie excitation de l'excitatrice par contre est accessible et permet une surveillance de tension et courant à ce niveau.

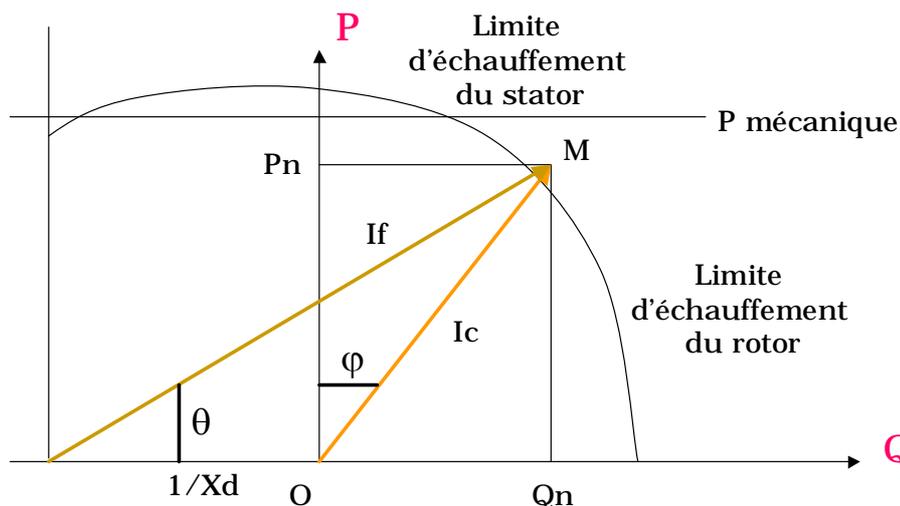
Il est possible en surveillant les variations de U_f et I_f de l'excitation de l'excitatrice de détecter des anomalies sur l'excitation principale.

4.9 Diagramme PQ de fonctionnement de l'alternateur

4.9.1 Machine à pôles saillants



4.9.2 Machine à pôles lisses



φ = déphasage entre courant de charge I_c et tension U

θ = angle interne du rotor

M = point de fonctionnement nominal pour P_n ($I_c = I_n$), Q_n et I_f (voir diagramme de Behn-Eschenburg)

4.10 Technologie des alternateurs

Les alternateurs comprennent 2 parties :

* le stator qui comprend :

- le circuit magnétique qui canalise le champ magnétique, il est réalisé en tôles feuilletées isolées entre elles,
- la carcasse dont le rôle est purement mécanique,
- le bobinage triphasé.

* le rotor qui tourne à la même vitesse que le champ statorique (cas de l'alternateur synchrone) ou moins vite (cas de l'alternateur asynchrone) comprend :

- le circuit magnétique qui doit être en tôles feuilletées, isolées entre elles, dans le cas de l'alternateur asynchrone (à cause des courants de Foucault induits par la différence de vitesse rotor/stator), et massif dans le cas de l'alternateur synchrone),
- l'enroulement rotorique qui est relié au courant d'excitation (cas de l'alternateur synchrone), il peut n'être relié à aucune source extérieure et fermé sur lui-même (cas de l'alternateur asynchrone).

Il existe 2 types de rotor dans le cas des alternateurs synchrones :

- Rotor à pôles saillants.
- Rotor à pôles lisses.

Il existe 2 types de rotor dans le cas des alternateurs asynchrones :

* Rotor à cage d'écureuil dont la partie magnétique est réalisée par l'assemblage de tôles circulaires isolées.

Le bobinage est constitué par des barres en aluminium court-circuitées par 2 couronnes.

* Rotor bobiné à enroulements triphasés en étoile qui en marche normale sont court-circuités.

a) Alternateur synchrone à pôles saillant :

Cette technique de réalisation est utilisée lorsque le nombre de pôles est important, donc à des vitesses de rotation relativement lente (donc peu de vibrations).

Ils sont généralement associés à des turbines hydrauliques de type:

Kaplan pour vitesse de 70 à 150 t/mn.

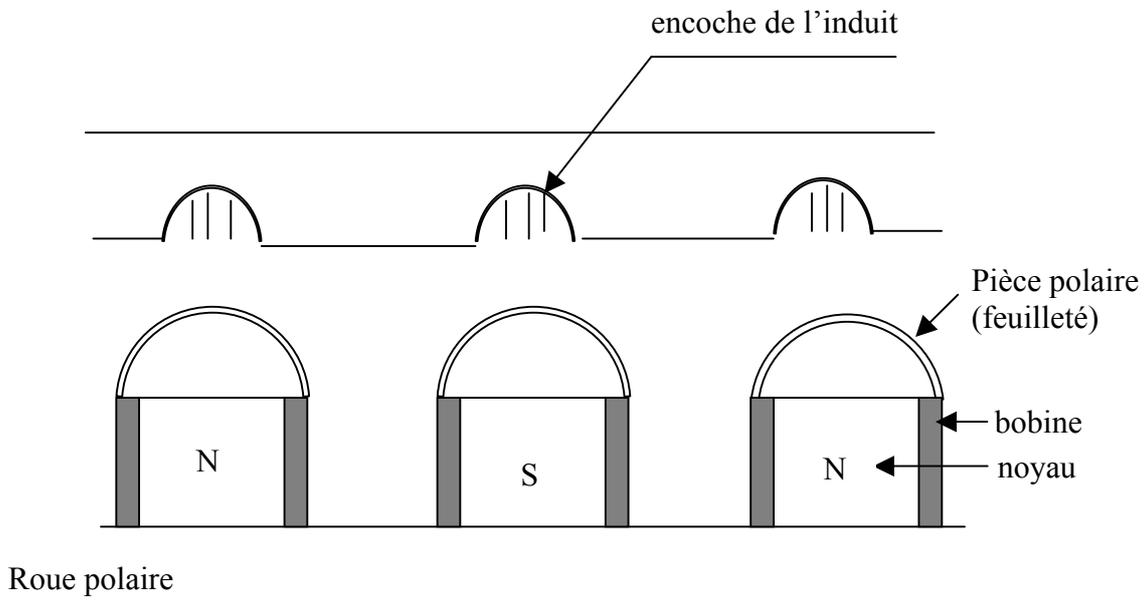
Francis pour vitesse de 100 à 1000 t/mn.

Pelton pour vitesse de 300 à 1500 t/mn.

ou à des Diesels lents (vitesse de 500 à 1000 t/mn).

Fréquence produite = nombre paires de pôles (p) x vitesse de rotation (en t/s) ou

$$F = (n \times p) / 60$$



L'Inducteur est constitué de noyaux polaires entourés de bobines connectés en série et recevant du courant continu par le système d'excitation.

L'inducteur (rotor) tourne à l'intérieur d'un anneau fixe qui porte l'enroulement induit (stator).

Les amortisseurs sont des enroulements en court-circuit (genre «cage d'écureuil» des moteurs asynchrones) pour éviter les oscillations.

b) Alternateur synchrone à pôles lisses (dits turbo-alternateur) :

Cette technique de réalisation est utilisée lorsque le nombre de pôles est faible, donc à des vitesses de rotation relativement élevée (donc risque de vibrations).

Ils sont généralement associés à des turbines type vapeur:

* Turbine à vapeur 1500 à 3000 t/mn.

* Turbine à gaz: 1000 t/mn.

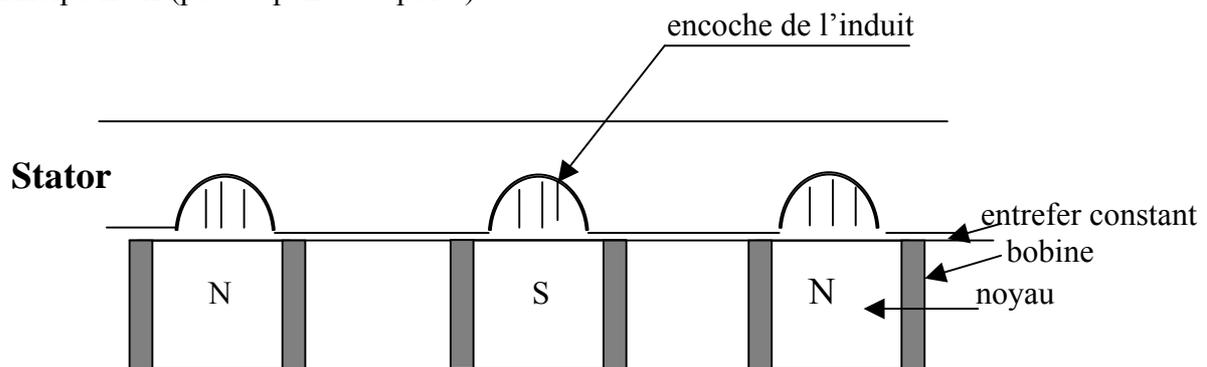
ou à des Diesels rapides (vitesse de 1000 à 3000 t/mn).

pour une vitesse de 3000 t/mn il y a 2 pôles (1 paire de pôles) pour 50 Hz

$$50 = (2/2 \times 3000) / 60$$

pour une vitesse de 1500 t/mn il y a 2 paires de pôles pour 50 Hz.

Principe fictif (peu de paires de pôles):



Roue polaire

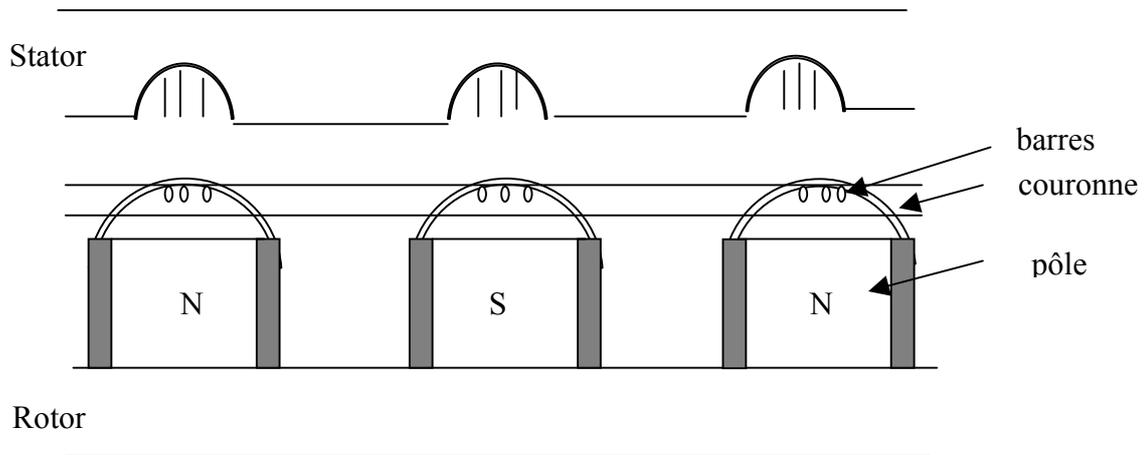
L'entrefer entre Inducteur (rotor) et induit (stator) est constant.

Nota:

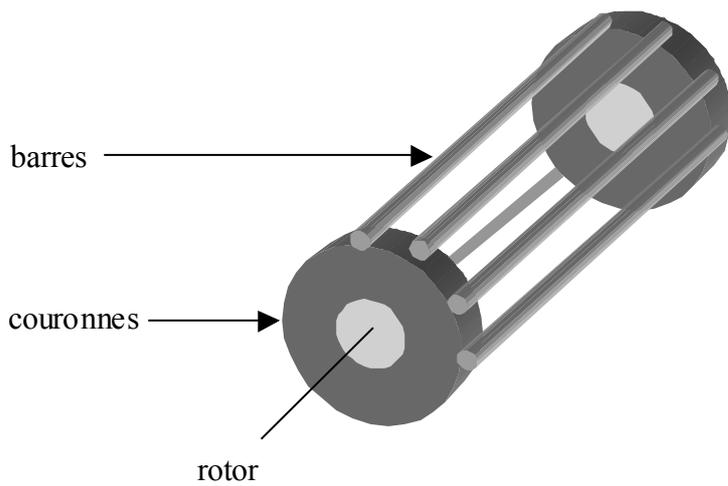
cas de l'alternateur triphasé:

l'induit d'un alternateur triphasé porte trois enroulements monophasés identiques mais décalés l'un par rapport à l'autre d'un tiers du double du pas polaire (120°).

c) Amortisseurs des machines synchrones = «cage d'écureuil» :



Cage d'écureuil:



5 COMPARAISON MACHINE ASYNCHRONE – MACHINE SYNCHRONE

5.1 Machine asynchrone

❖ Avantages :

- * Robuste.
- * Moins cher à l'achat.
- * Pas de dispositif d'excitation ni ajustage tension.
- * Suppression synchrocoupleur (tension et fréquence imposée par le réseau).
- * Automatisation moins complexe.
- * Moins d'entretien.

❖ Inconvénients :

- * Mauvais $\cos \varphi$ (nécessité de compensation).
- * Limitation de puissance (rendement pour $S_n \gg$ et facteur de puissance).

Nota:

La machine asynchrone emprunte au réseau la puissance réactive dont elle a besoin, pour éviter une détérioration du facteur de puissance général, il est nécessaire de compenser.

La compensation du facteur de puissance la plus généralement utilisée est réalisée par batteries de condensateurs : $Q_{\text{capa}} \leq 0.35 P_{\text{gén. asyn}}$.

Cette solution impose:

- * Adjonction de selfs de chocs (limitation du courant d'appel).
- * Adjonction de résistances de décharge.
- * Risque de surtension.

Le courant I_{ac} d'appel crête de la batterie de condensateurs est égal à:

$$I_{\text{ac}} = \sqrt{2} V_n \times (1 / \sqrt{X_r \times X_b}) = \sqrt{2} (U_n / \sqrt{3}) \times (1 / \sqrt{X_r \times X_b})$$

$$\text{où } X_r = U_n^2 / P_{\text{cc}}$$

$$X_b = U_n^2 / P_b$$

U_n = Tension nominale du réseau (en kV).

P_{cc} = Puissance de court-circuit du réseau (en MVA).

P_b = Puissance apparente de la batterie (en MVA).

$$I_{\text{ac}} = \sqrt{2} I_b \times (\sqrt{P_{\text{cc}} / P_b}) \quad \text{où } I_b = \text{courant absorbé par la batterie.}$$

5.2 Machine synchrone

❖ Avantages :

- * Tourne au synchronisme.
- * Bon rendement à $\cos\phi$.
- * Pas de limitation de puissance.
- * Peut servir en compensateur d'énergie réactive pour le réseau.

❖ Inconvénients :

- * Plus coûteuse à l'achat (nécessité d'excitation – synchro-coupleur).
- * Plus vulnérable (du à l'excitation et au réglage de la tension).
- * Automatisation plus complexe (désexcitation de la machine par exemple).
- * Nécessité de contrôler l'isolement de l'excitation et toute grandeur électrique.

6 DEFAUTS SUR LES ALTERNATEURS

6.1 Nature des défauts

Défauts Electriques = ARRET URGENCE (A.U.).

DEFAUTS METTANT EN CAUSE LA VIE DE LA MACHINE.

Actions:

- * Découplage immédiat.
- * Désexcitation immédiate.
- * Arrêt du groupe avec blocage (86).
- * Fermeture vanne de tête (F.V.T.)

Défauts Mécaniques = ARRET NORMAL (A.N.).

DEFAUTS NE PRESENTANT PAS UN CARACTERE DE DANGER POUR LA VIE DE LA MACHINE.

Actions:

- * Baisse de charge rapide.
- * Découplage pour $P = 0$.
- * Désexcitation.
- * Arrêt du groupe avec blocage (86).
- * Fermeture vanne de tête (F.V.T.)

Défauts Extérieurs = ARRET ILOTAGE (A.I.).

ANOMALIES POUVANT ETRE CONSIDEREES COMME PASSAGERE.

Actions:

- * Découplage immédiat
- * Désexcitation si pas nouvel essai immédiat
- * Retour groupe à marche à vide
- * Tentative de recouplage
- * Découplage immédiat si échec.
- * Désexcitation immédiate si échec.
- * Arrêt du groupe avec blocage (86) si échec
- * Fermeture vanne de tête (F.V.T.)

6.2 Incidences des défauts

- Certains défauts électriques sont gravissimes pour la machine (ex: masse stator qui peut entraîner un incendie) et doivent être traités comme tels:

LES PROTECTIONS SONT INSTANTANÉES = ARRÊT D'URGENCE DE LA MACHINE (A.U.).

- D'autres défauts sont moins graves pour la machine, et proviennent d'une anomalie d'un périphérique.

➤ Exemple :

Retour de puissance où la machine fonctionne en moteur, le déclenchement sera alors nécessaire pour trouver la cause de cette rupture d'organe d'entraînement.

Perte d'excitation, l'alternateur synchrone continue à fonctionner en asynchrone, elle emprunte l'énergie réactive dont elle a besoin au réseau, le déclenchement sera alors nécessaire pour trouver la cause de cette rupture d'excitation (ouverture du disjoncteur d'excitation).

LES PROTECTIONS SONT TEMPORISÉES = ARRÊT D'URGENCE DE LA MACHINE (A.U.) OU ARRÊT NORMAL (A.N.), DÉCISION DÉPEND DE L'EXPLOITANT ET DE LA DURÉE DU CYCLE D'ARRÊT NORMAL.

Certains dysfonctionnements peuvent être analysés.

➤ Exemple :

Surcharge thermique qui entraîne un vieillissement prématuré des isolants donc une diminution de la durée de vie de la machine sans toutefois être un défaut.

L'analyse peut alors être traitée par actions à réaliser pour éliminer cette surcharge: délestage ou fin de cycle de process où l'on admettra une surcharge passagère ou déclenchement avec ilotage pour laisser le temps à la machine de se refroidir (la constante de temps au refroidissement T_r est de l'ordre de 3 à 5 fois la constante de temps à l'échauffement), la durée d'inutilisation est de l'ordre de l'heure.

MATRICES DE DÉCLENCHEMENT

Type d'arrêt	52 Machine	52 Excitation	Baisse Charge puis Désexcitation	Fermeture Vanne de Tête
Arrêt Urgence	X	X		X
Arrêt Normal	X à Po		X	X
Arrêt Ilotage	X	Tentative Rebouclage		

6.3 Actions suite à un défaut

ARRET D'URGENCE IMPERATIF, lorsque gravissime pour la machine

➤ Exemple :

Masse stator.
Masse rotor.
Protections différentielles.

ARRET NORMAL, lorsque la machine peut continuer «anormalement» sans risque pour elle-même (Décision de choix Arrêt Normal du ressort de l'exploitant).

➤ Exemple :

Echauffements paliers et vibrations.
Rupture de champ.
Retour de puissance.

ARRET ILOTAGE, lorsque l'exploitant souhaite un essai de rebouclage après disparition du phénomène (Décision de choix Arrêt Ilotage du ressort de l'exploitant).

➤ Exemple :

Surcharge thermique.
Déséquilibre.

6.4 Stabilité de l'alternateur

6.4.1 Généralités

La stabilité d'exploitation :

C'est un fonctionnement sans anomalies c'est à dire avec une absence de défauts :

- * d'origine interne
- * d'origine externe

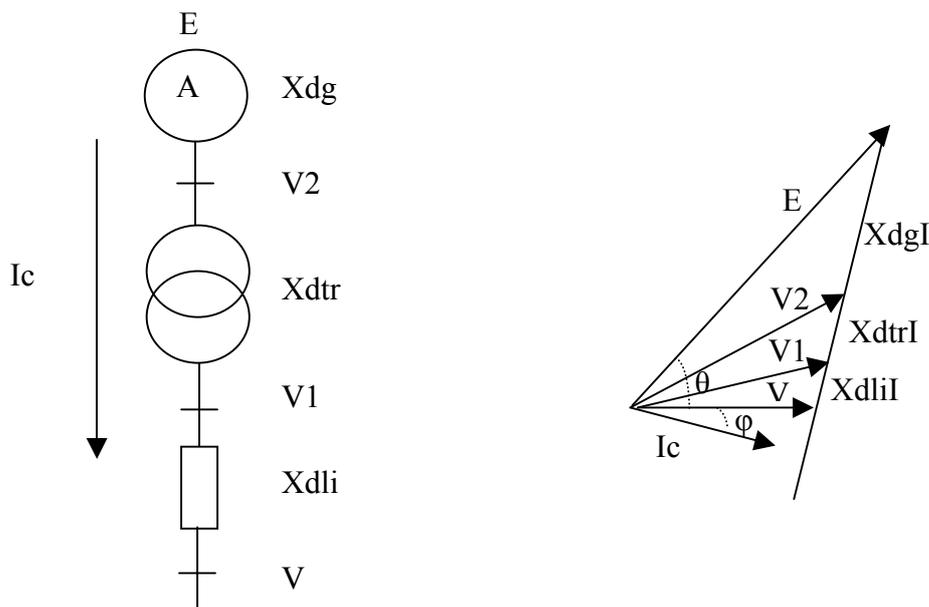
La stabilité dynamique :

C'est pouvoir faire face à la modification de la puissance appelée (phénomène lent).

La stabilité transitoire :

C'est pouvoir faire face à une modification de la configuration du réseau (phénomène rapide).

6.4.2 La stabilité dynamique



La puissance fournie par l'alternateur au réseau est : $P_a = (EV/X_d) \sin\theta$

Où : Angle $\text{VOIc} = \varphi$ entre tension et courant

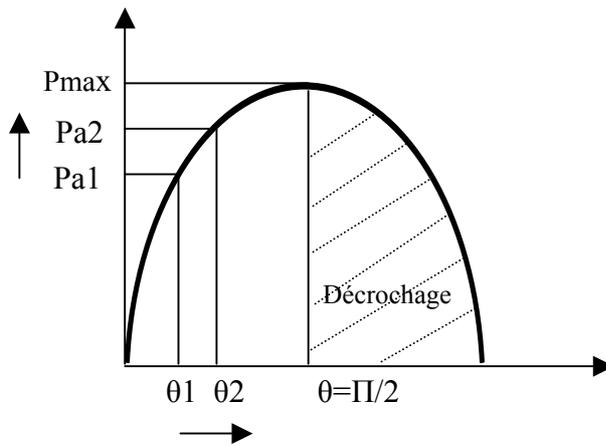
E = Force électromotrice de l'alternateur (rotor)

V = Tension du réseau de puissance infinie (stator)

θ = angle interne (déphasage entre E et V)

$X_d = X_{dg} + X_{dtr} + X_{dli}$

Limite de stabilité dynamique

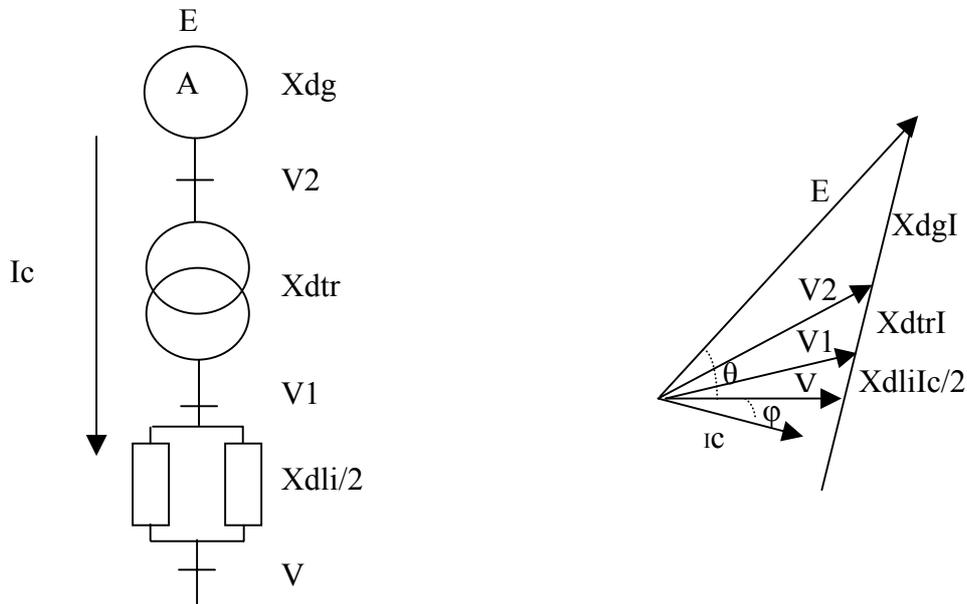


$$P_{max} = (E \cdot V) / X_d$$

à $\theta = \pi/2$

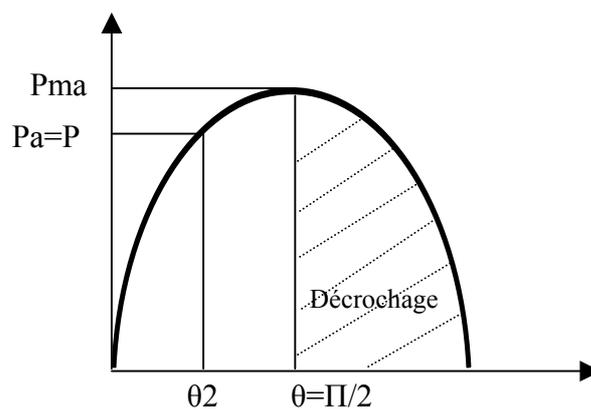
Une augmentation de la puissance électrique de P_{a1} à P_{a2} entraîne une augmentation de I_c , l'angle interne θ augmente (car $X_d I_c$ augmente) et passe de θ_1 à θ_2 .
 Tant que $\theta < \pi / 2$ la puissance fournie par la turbine augmente (dans la mesure où la puissance mécanique fournie à la turbine augmente) et la puissance P_a fournie au réseau augmente, la machine tourne en synchronisme avec le réseau.

6.4.3 La stabilité transitoire



En fonctionnement normal (2 liaisons en service) et en admettant un rendement de 1, la puissance mécanique P_m (de la turbine) est restituée au réseau en puissance électrique P_a (de l'alternateur).

$$P_m = P_a = (EV / X_d) \sin \theta \text{ avec } X_d = X_{dg} + X_{dtr} + (X_{dli} / 2)$$

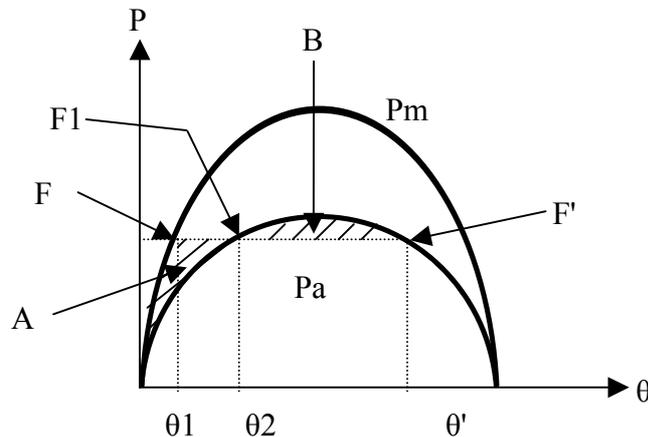


$$P_{\max} = (E \cdot V) / X_d$$

$$\text{à } \theta = \pi/2$$

En cas de déclenchement d'une ligne X_d augmente $X_{d2} = X_{dg} + X_{dtr} + X_{dli}$, (E_V / X_d) diminue, la puissance P_a (délivrée par l'alternateur) diminue, la courbe P_a s'aplatit $P_a = X_{d2} P_m$.

Par contre la puissance mécanique P_m (fournie par la turbine) à cause de l'inertie de la turbine, ne se modifie pas instantanément.



Le point de fonctionnement passe de F sur P_m (θ_1) à F1 sur P_a (θ_2).

Le rotor prend de l'accélération et θ croît dans le temps.

La partie hachurée A ($F-F_1$) correspond à la puissance mécanique emmagasinée et non restituée au réseau sous forme électrique.

L'alternateur (de par l'accélération du rotor) dépasse θ_2 , l'alternateur produit plus de puissance P_a qu'il ne reçoit de puissance P_m , il va ralentir et revenir à une position stable si la puissance susceptible d'être restituée (partie hachurée B, F_1-F') est plus grande que la partie hachurée A ($F-F_1$).

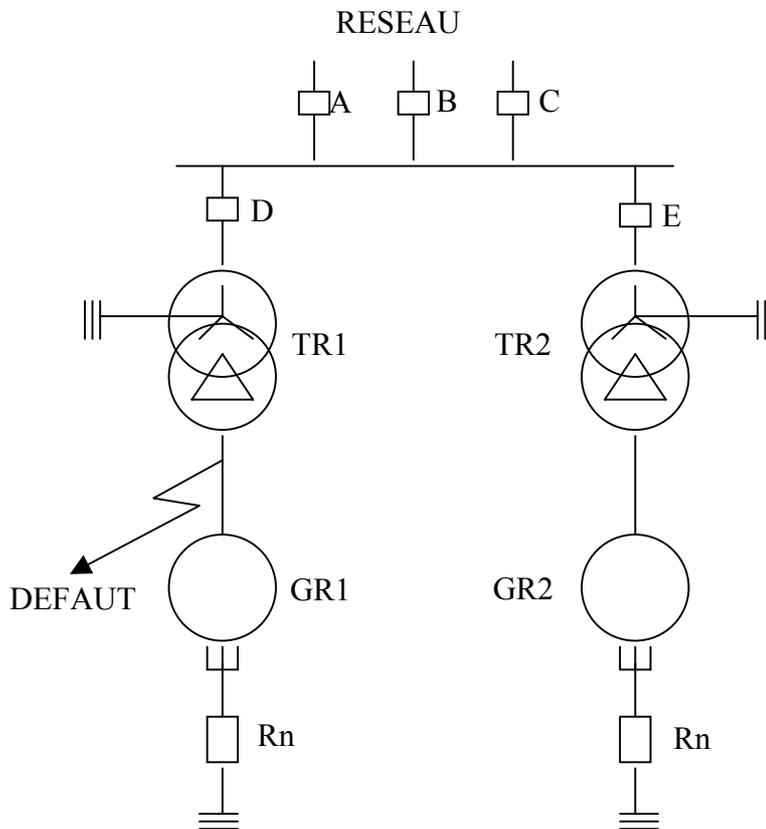
L'angle limite θ_{lim} est l'angle pour lequel la surface A = la surface B. C'est l'angle qu'il ne faut pas dépasser avec la charge $P_a = X_{d2} P_m$, sinon il y aura perte de synchronisme entre l'alternateur et le réseau.

Il y a stabilité transitoire lorsque :

Puissance mécanique emmagasinée < Puissance électrique susceptible d'être restituée.

Le délai pour atteindre l'angle limite θ_{lim} dépend du temps d'élimination du défaut et de la constante d'accélération de la machine.

6.5 Exemple de courant de défaut aux bornes d'un alternateur de centrale



Caractéristiques des éléments:

Réseau

Tension nominale $U_n = 220 \text{ kV}$

Courant de court-circuit triphasé $I_{cc} = 3 \text{ kA}$

Alternateurs GR1 & GR2

Tension nominale $U_n = 10 \text{ kV}$

Puissance nominale $S_n = 50 \text{ MVA}$

Valeur non saturée de réactance subtransitoire directe $X''_d = 20\%$

Valeur non saturée de réactance transitoire directe $X'_d = 30\%$

Valeur non saturée de réactance synchrone directe $X_d = 90\%$

Valeur de réactance inverse $X_i = 25\%$

Valeur de réactance homopolaire $X_o = 10\%$

Valeur de résistance statorique $R_s = 0.014 \text{ Ohm}$

Valeur de résistance de mise à la terre du stator $R_n = 577 \text{ Ohm}$

Valeur de constante de temps subtransitoire directe $T''_d = 0.04 \text{ s}$

Valeur de constante de temps transitoire directe $T'_d = 2 \text{ s}$

Transformateurs TR1 & TR2

Couplage Etoile à la terre (HT) / Triangle (MT)

Tension nominale HT $U_n = 220$ kV

Tension nominale MT $U_n = 10$ kV

Puissance nominale $S_n = 50$ MVA

Tension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$

6.5.1 Méthode à employer pour le calcul des courants de défauts triphasés et à la terre (complète ou simplifiée)

DANS CE QUI SUIT L'APPORT DU SOUTIRAGE SERA NEGLIGE

Défaut triphasé :

➤ Formule complète pour la valeur efficace :

$$I_{cctri} = I_n \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} \right]$$

Application pour un temps d'élimination de défaut de 80 ms :

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 50000 / (10 \times \sqrt{3}) = 2887 \text{ A}$$

$$\left(\frac{1}{0.2} - \frac{1}{0.3} \right) e^{-\frac{0.08}{0.04}} = 0.2255$$

$$\left(\frac{1}{0.3} - \frac{1}{0.9} \right) e^{-\frac{0.08}{2}} = 2.1351$$

$$\left(\frac{1}{0.9} \right) = 1.1111$$

$$I_{cctri} = 2887 (0.2255 + 2.1351 + 1.1111) = 10 \text{ kA}$$

➤ **Formule simplifiée pour la valeur efficace**

$$I_{cctri} = V_n / X'd$$

Où : V_n = tension nominale simple (phase-terre)

$X'd$ = Valeur non saturée de réactance transitoire directe (en Ohm)

Application :

$$X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.6 = 9.6 \text{ kA}$$

❖ **Conclusion**

Ecart entre les 2 Méthodes : $(10 - 9.6) / 10 = 4 \%$

La méthode simplifiée $I_{cctri} = V_n / X'd$ est acceptable compte tenu des tolérances sur les valeurs constructeur de réactances.

Défaut terre (monophasé) :

➤ **Formule complète pour la valeur efficace**

$$I_t = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o)$$

Où V_n = tension nominale simple (phase-terre)

Z_d = impédance directe

Z_i = impédance inverse

Z_o = impédance homopolaire

L' impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n / S_n)$$

$$Z_d = X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

L' impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i (\Omega) = X_i (\%) \times (U_n / S_n)$$

$$Z_i = X_i = 0.25 \times (10^2 / 50) = 0.5 \text{ Ohm}$$

L' impédance homopolaire Z_o est la somme vectorielle de l'impédance homopolaire du générateur et de l'impédance homopolaire dans le neutre (qui compte triple)

L' impédance homopolaire du générateur peut être assimilée à la réactance homopolaire du générateur:

$$Z_o = X_o (\Omega) = X_o (\%) \times (U_n / S_n)$$

$$Z_o = X_o = 0.1 \times (10^2 / 50) = 0.2 \text{ Ohm}$$

Par contre, la mise à la terre ne peut être assimilée à une réactance que si elle est du type bobine selfique.

Dans l'exemple, elle est du type résistance pure et ne peut pas être assimilée à une réactance.

L'impédance homopolaire totale est égale à :

$$Z_0 = X_{otr} + 3R_n = \sqrt{0.2^2 + (3 \times 577^2)} = 1731 \Omega$$

$$I_t = 3 \times (10000 / \sqrt{3}) / (0.6 + 0.5 + 1731) = 10 \text{ A}$$

➤ **Formule simplifiée pour la valeur efficace**

$$I_t = V_n / R_n$$

Où : V_n = tension nominale simple (phase-terre)

R_n = Valeur de la résistance (ou impédance) de mise à la terre du stator (en Ohm)

$$I_t = (10000 / \sqrt{3}) / 577 = 10 \text{ A}$$

❖ **Conclusion**

La méthode simplifiée $I_t = V_n / R_n$ et plus généralement $I_t = V_n / Z_n$ est acceptable compte tenu de l'importance de la valeur de l'impédance de mise à la terre.

Défaut biphasé (isolé) :

➤ **Formule complète pour la valeur efficace**

$$I_{ccbi} = U_n / (Z_d + Z_i)$$

Où : U_n = tension nominale composée (phase-phase)

Z_d = impédance directe

Z_i = impédance inverse

L'impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_d = X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

L'impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i (\Omega) = X_i (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_i = X_i = 0.25 \times (10^2 / 50) = 0.5 \text{ Ohm}$$

Application :

$$I_{ccbi} = 10 / (0.6 + 0.5) = 9.1 \text{ kA}$$

Nota :

Le courant de défaut biphasé peut être du même ordre de grandeur que le défaut triphasé, la formule $I_{ccbi} = 0.866 I_{cctri}$ ne s'applique pas pour les défauts aux bornes des machines.

Résumé :

DEFAUT TRIPHASE : $I_{cctri} = V_n / X'd$

DEFAUT BIPHASE : $I_{ccb2} = U_n / (X'd + X_i)$

DEFAUT MONOPHASE : $I_t = V_n / Z_n$

Remarque :

Constante de temps aux bornes de la machine :

$$T_p = L / R_s = (X''d / \omega) / R_s$$

Où $X''d$ = Valeur non saturée de réactance subtransitoire directe (en Ohm)

ω = pulsation du courant = $2\pi f = 314.16$ à 50 Hz

R_s = Valeur de résistance statorique (en Ohm)

Application :

$$T_p = (0.4 / 314.16) / 0.014 = 0.091 \text{ s}$$

6.5.2 Calcul de défaut triphasé aux bornes de GR1

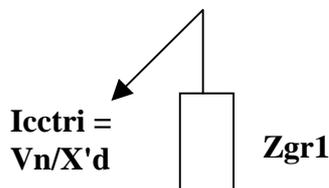
Hypothèse générale :

Assimilation des impédances directes aux réactances correspondantes (erreurs négligeables)

1^{er} CAS : Disjoncteur D ouvert

Seul le générateur GR1 fournit le courant de défaut

SCHEMA EQUIVALENT :



Application :

$$X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

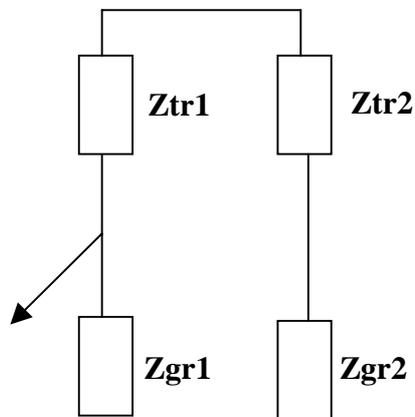
$$X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.6 = 9.6 \text{ kA}$$

2^{ème} CAS : Disjoncteurs D & E fermés, A & B & C ouverts

Seuls les générateurs GR1 & GR2 fournissent le courant de défaut

SCHEMA EQUIVALENT :



Application :

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (Un^2 / Sn)$$

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} (\Omega) = U_{cc} (\%) \times (Un^2 / Sn)$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} = 0.12 \times (10^2 / 50) = 0.24 \text{ Ohm}$$

LES IMPEDANCES Z_{gr2} , Z_{tr2} ET Z_{tr1} SONT EN SERIE ET CET ENSEMBLE EST EN PARALLELE AVEC Z_{gr1} :

$$Z = (Z_{gr2} + Z_{tr2} + Z_{tr1}) // Z_{gr1}$$

$$Z = (0.6 + 0.24 + 0.24) // 0.6$$

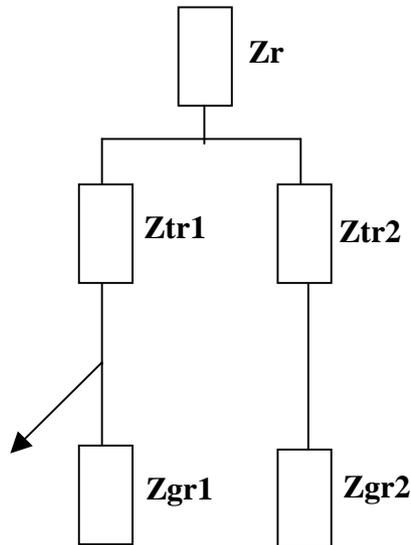
$$Z = (1.08 // 0.6) = 0.386 \Omega$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.386 = 14.96 \cong 15 \text{ kA}$$

3^{ème} CAS : Disjoncteurs A & B & C & D & E fermés

Les générateurs GR1 & GR2 et le Réseau fournissent le courant de défaut

SCHEMA EQUIVALENT :



Application :

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} (\Omega) = U_{cc} (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} = 0.12 \times (10^2 / 50) = 0.24 \text{ Ohm}$$

Zr en valeur 10 kV

$$S_{cc} = (U_n \times \sqrt{3}) \times I_{cc}$$

$$S_{cc} = (220 \times \sqrt{3}) \times 3 = 1143.15 \text{ MVA}$$

$$Z_r = U_n^2 / S_{cc}$$

$$Z_r = (10^2 / 1143.15) = 0.087 \Omega$$

Les impédances Zgr2, Ztr2 sont en série, cet ensemble est en parallèle avec Zr, ce nouvel ensemble est en série avec Ztr1 et ce nouvel ensemble est en parallèle avec Zgr1 :

$$Z = [(Z_{gr2} + Z_{tr2}) // Z_r] + Z_{tr1} // Z_{gr1}$$

$$Z = [(0.6 + 0.24) // 0.087] + 0.24 // 0.6$$

$$[(0.6 + 0.24) // 0.087] = 0.079$$

$$0.079 + 0.24 = 0.319$$

$$(0.319 // 0.6) = 0.208$$

$$Z = 0.208 \Omega$$

$$I_{ctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.208 = 27.76 \cong 28 \text{ kA}$$



Vérification de l'ordre de grandeur :

Le réseau est supposé de Puissance de court-circuit infini (impédance de réseau nulle),

Le courant de défaut (par excès) est fourni par le générateur GR1 et par le Réseau dont le courant de défaut est limité par la seule impédance du transformateur Z_{tr1} , le générateur GR2 n'intervenant plus son impédance étant court-circuitée par celle du réseau

Apport machine GR1 :

$$I_{cctri} = (1 / X'd) I_n = (1 / 0.3) I_n = 3.33 I_n$$

Apport réseau :

$$I_{cctri} = (1 / U_{cc}) I_n = (1 / 0.12) I_n = 8.33 I_n$$

Apport machine + réseau

$$I_{cctri} = 3.33 + 8.33 = 11.66 I_n$$

$$I_{cctri} = 11.66 \times 2887 = 33.5 \text{ kA}$$

CETTE VALEUR EST BIEN PAR EXCES ET LA VALEUR CALCULEE DE 28 kA DE MEME ORDRE DE GRANDEUR COMPTE TENU DE LA SIMPLIFICATION DU RESEAU DE PUISSANCE DE COURT-CIRCUIT INFINI.

7 PROTECTION DES ALTERNATEURS

7.1 Choix des protections selon la puissance de la machine

Fonctions	Protection	Puissance en MVA				
		0 – 3	3 - 10	10 - 50	50 - 100	> 100
F87T	Différentiel bloc	*	**	***	***	***
F87G	Différentiel générateur	**	***	***	***	***
F87N	Terre restreinte	*** 1	*** 1	*** 1	***	***
F50/51V	Maximum de courant à tension contrôlée	**	**	**	*** 4	4
49	Image thermique	* 3	* 3	* 3	* 3	* 3
F46-1	Déséquilibre de courant(1 ^{er} seuil)	**	***	***	***	***
F46-2	Déséquilibre de courant (2 ^{ème} seuil)	*	*	**	***	***
F32	Retour de puissance	*** 5	*** 6	*** 6	*** 6	*** 6
F40	Perte d'excitation	*	**	***	***	***
F64S	Masse stator	***	***	***	***	***
F50/51	Défaut entre phases/surcharge	***	***	***	***	***
F21	Minimum d'impédance			* 9	* 9	***
F67	Directionnel de courant	*** 10	*** 10	*** 10	*** 10	*** 10
F67N	Directionnel de terre	*** 2	*** 2	*** 2	*** 2	*** 2
F64R	Masse rotor	*	**	***	***	***
F59	Maximum de tension	*** 7	***	***	***	***
F27	Minimum de tension	* 8	** 8	** 8	*** 8	*** 8
F81<	Minimum de fréquence	*	**	***	***	***
F81>	Maximum de fréquence	*	**	***	***	***
F24 (59/81)	Surexcitation		*	*	**	**
F58	Défaut diodes tournantes	*	*	**	***	***
F37E	Minimum de courant d'excitation	*	*	*	**	***
95	Répartition de charge	*	*	*	*	*
25	Synchronisation et marche parallèle	*	*	*	*	*
F64S-100%	100% masse stator	*	*	*	*	**
26	Contrôle de température	**	**	***	***	***

(*) Optionnel, (**)Conseillé, (***) Nécessaire.

- 1 = Seulement pour les groupes fonctionnant avec des transformateurs en parallèle.
Alternative à la protection masse stator (F64S).
- 2 = Seulement pour les groupes fonctionnant avec des transformateurs en parallèle.
Alternative à la protection terre restreinte (F87N).
- 3 = Conseillé si une protection de température (F26) n'est pas prévue.
- 4 = Une autre solution consiste à monter un relais à minimum d'impédance (F21).
- 5 = Nécessaire seulement pour les groupes diesels ou vapeurs.
- 6 = Pas nécessaire pour une turbine Pelton.
- 7 = Pas nécessaire en BT.
- 8 = Seulement nécessaire pour les machines dont le circuit d'excitation est réalisé à l'aide de thyristors.
- 9 = Alternative à la protection à maximum de courant à tension contrôlée (F50/51V).
- 10 = Seulement pour les groupes en parallèle où il n'est pas prévu de protection différentielle (F87) ou (F87N).

7.2 Choix des protections selon la nature du défaut

Défauts Extérieurs (Réseau):

- * Surcharge (F49G-260).
- * Déséquilibre (F46).

Défauts Extérieurs ou Intérieurs:

- * Maximum de courant (F50-F51-F50/27-F51V-F21).
- * Variations de tension (F27-F59).
- * Variations de fréquence (F81M-F81U).
- * Surexcitation (F24).

Défauts Intérieurs:

- * Masse stator (F64S).
- * Masse rotor (F64R).
- * Perte excitation (F40).
- * Minimum de courant d'excitation (F37E).
- * Retour de puissance (F32).
- * Défauts internes (F87-87N).
- * Défaut diodes tournantes (F58).
- * Défauts machines en parallèles sans transformateurs groupe(F67/67N).

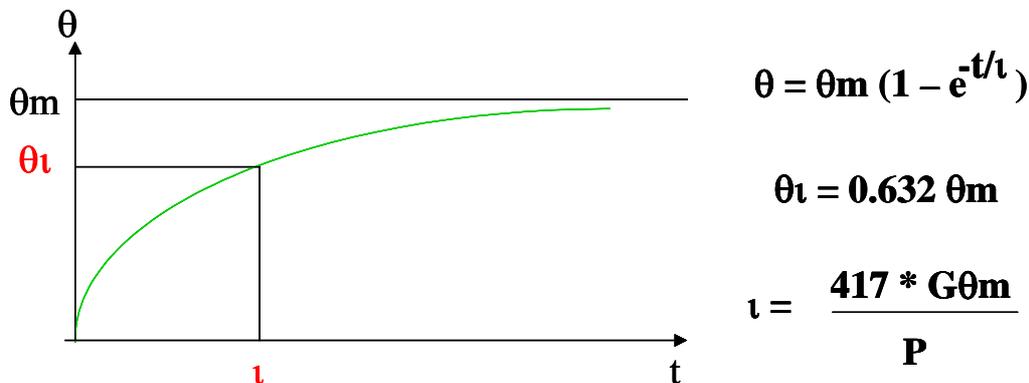
Nota:

Cette liste s'applique à une machine de grande puissance, il est évident que les protections dépendront de la taille de la machine.

7.3 Présentation des protections

7.3.1 Protection de surcharge thermique (F49 – F26)

a) Equation thermique



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

τ = constante de temps de la machine

G = poids de la pièce (en kg)

P = puissance dépensée (en W)

b) Définition de la constante de temps :

Lorsqu'une machine quelconque reçoit un nombre de w donné pendant une durée indéterminée, elle 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 de la machine 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).

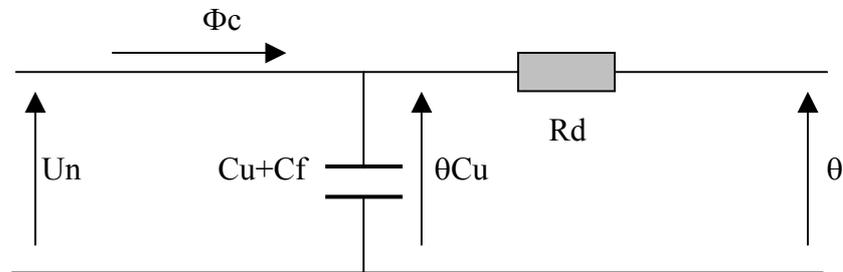
Un seuil de pré-alarme (à 90-95% de θ_m) doit être prévue pour action.

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.

c) Schéma de l'image thermique :

Le schéma thermique équivalent simplifié est le suivant:



où :

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

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

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

L'échauffement est de la forme: $\theta = \theta_m(1 - e^{-t/T_e}) * (I/I_n)^2$

où :

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 générateur

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

Lorsque la machine est équipée de sondes Platine (Pt100 = 100 Ω à 0°C) dont la résistance varie en fonction de la température, une surveillance supplémentaire peut être effectuée (26).

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 de la machine.

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

7.3.2 Protection de surintensité (F51 – F51V – F51/27 – F21)

Une protection de surintensité détecte un courant anormal prolongé (sans toutefois avoir fait déclencher la protection thermique F49 – F26) provoqué par la non élimination d'un défaut réseau par exemple.

Elle est généralement temporisée (de l'ordre de 1 à 2 s) pour permettre aux protections sélectives d'éliminer la partie en défaut.

POUR PERMETTRE LE CHOIX D'UN TYPE DE PROTECTION IL FAUT CONNAITRE LE COURANT DE COURT-CIRCUIT FOURNI PAR LA MACHINE, AINSI QUE LA TENSION AUX BORNES DE LA MACHINE.

Dans les cas suivants:

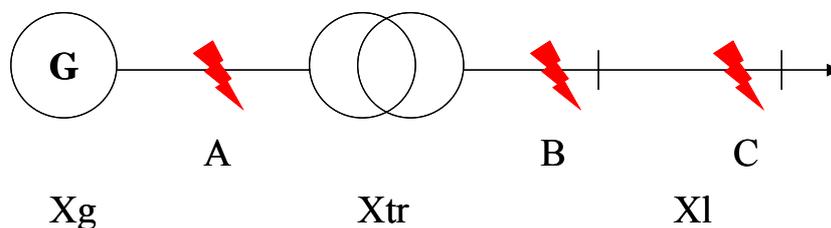
Aux bornes de la machine.

Sur le jeu de barres HT.

En extrémité de ligne (minimum 20% de la longueur de ligne).

Calculs des courants de court-circuit:

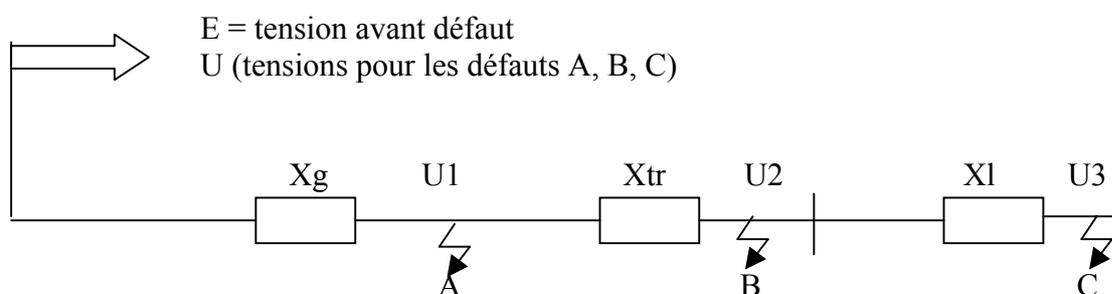
Utilisation des formules pour court-circuit triphasé avec un temps moyen de 1.5 s, la tension à prendre en compte est la tension avant défaut (tension nominale).



Le courant de défaut définira une réactance X_g au temps de 1,5 s

Calculs des tensions aux bornes de la machine pour les courants de court-circuit A,B,C:

E = tension avant défaut & tension U_1, U_2, U_3 aux points de défaut = 0



Pour défaut en A, $U_1 = 0$

Pour défaut en B, $U_2 = 0$

Pour défaut en C, $U_3 = 0$

➤ Exemple

pour un défaut triphasé en C, la tension U1 aux bornes de la machine est:

$$U1 = (X_{tr} + X_l) / (X_g + X_{tr} + X_l) \text{ en \% } U$$

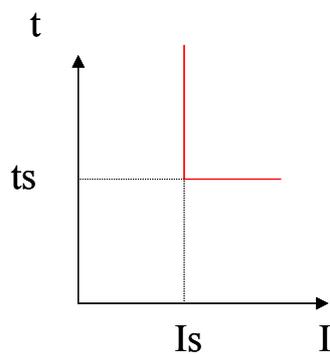
Des résultats ci-dessus on choisira un type de protection en se rappelant le principe des seuils de fonctionnement des protections:

7.3.2.1 Protection ampèremétrique temporisée

Les variations de courant pouvant être faibles (du fait de l'importance de l'impédance X_g) une solution à temps constant peut être utilisée.

Le seuil en courant sera réglé avec un coefficient de sécurité souhaitable de 2, car il faut tenir compte de la précision des éléments intervenant (inexactitude des données, précision des réducteurs de mesure et protection) et du fait que le calcul a été mené pour un défaut triphasé (un défaut biphasé en bout de ligne est égal à 0.866 fois le défaut triphasé correspondant).

La temporisation étant réglée à + 0.3 s par rapport à la protection dont elle vient en secours (en général protections de lignes).

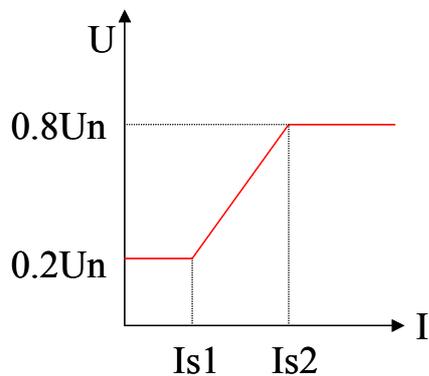


$$t_s = T_{\text{protection Aval}} + 0.3s$$

$$I_s = \text{Coefficient de sécurité de } 2$$

Action : ARRET URGENCE.

7.3.2.2 Protection ampèremétrique temporisée à retenue de tension



Le seuil de détection en courant est fonction de la tension :

Pour $0,2U_n$, le seuil sera I_{s1}

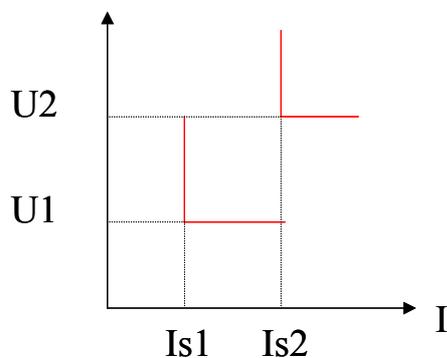
Pour $0,8U_n$ et au-dessus, le seuil sera I_{s2}

Pour toute valeur intermédiaire de U , le seuil sera égal à une fonction de U .

Exemple pour $0,5U_n$, $I_S = (I_{s1} + I_{s2}) / 2$

Action : ARRET URGENCE.

7.3.2.3 Protection ampèremétrique temporisée à contrôle de tension



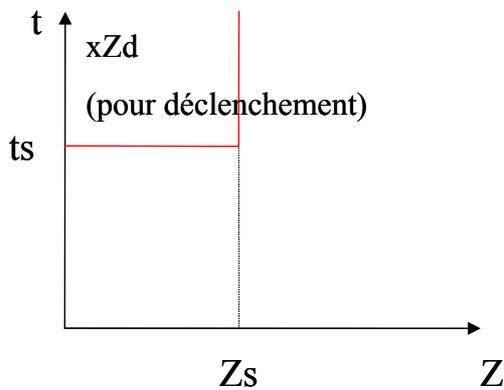
Pour $U_1 < U < U_2$ le seuil de détection est I_{s1} .

Pour $U > U_2$ le seuil de détection est I_{s2} .

Action : ARRET URGENGE

7.3.2.4 Protection à minimum d'impédance à temps constant

(solution universelle utilisable quelque soit I & U)



Mini $Z = U / I$

Le seuil (à minimum) est sensibilisé lorsque:

- * Baisse de tension.
- * Augmentation de courant.
- * Baisse de tension & Augmentation de courant.

Action : ARRET URGENCE.

7.3.3 Protection contre les déséquilibres de courant (F46)

a) Rappel :

Une charge déséquilibrée (coupure d'un conducteur, discordance de pôles de disjoncteur, présence d'un réseau déséquilibré par charges monophasées, défaut dissymétrique monophasé ou biphasé) provoque un courant inverse.

Ce courant inverse produit un champ statorique tournant dans le sens contraire du rotor et à la même vitesse angulaire.

Il induit dans le rotor des courants à fréquence double.

Le chemin préférentiel de ce courant induit est l'amortisseur.

Il y a risque d'échauffement pour les amortisseurs et le rotor.

L'équation d'échauffement est de la forme:

$$(I2/IN)^2 \times t$$

La norme CEI 34-1 (1966) précise les «Conditions de fonctionnement déséquilibrées pour les machines synchrones».

Elle définit 2 valeurs:

- * «Valeur maximale $I2/IN$ pour un fonctionnement permanent».
- * «Valeur maximale $(I2/IN)^2 \times t$ (en secondes) pour un fonctionnement en régime de défaut».

Les durées sont précisées suivant le type de machine:

Valeur maximale admissible en régime permanent

Machines à pôles saillants		I2/IN permanent
A refroidissement indirect	Génératrices	0.08
A refroidissement indirect	Compensateurs Synchrones	0.1
A refroidissement direct	Génératrices	0.05
A refroidissement direct	Compensateurs Synchrones	0.08
Machines à rotor lisse		
A refroidissement indirect	Par air	0.1
A refroidissement indirect	Par hydrogène	0.1
A refroidissement direct	Sn ≤ 350 MVA	0.08
A refroidissement direct	Sn > 350 MVA	voir norme pour équations à appliquer

Valeur maximale admissible en régime temporaire

Machines à pôles saillants		$(I2/IN)^2 \times t$
A refroidissement indirect	Génératrices	20
A refroidissement indirect	Compensateurs Synchrones	20
A refroidissement direct	Génératrices	15
A refroidissement direct	Compensateurs Synchrones	15
Machines à rotor lisse		
A refroidissement indirect	Par air	15
A refroidissement indirect	Par hydrogène	10
A refroidissement direct	Sn ≤ 350 MVA	8
A refroidissement direct	Sn > 350 MVA	voir norme pour équations à appliquer

La norme américaine conseille une valeur de $(I2/IN)^2 \times t$ égale à 40.

b) Protection de courant inverse :

La protection comporte un filtre de courant inverse (en régime équilibré le courant inverse est nul).

Les protections de courant inverse doivent comporter 2 seuils:

* Seuil alarme avec réglage de 80 à 90% du courant inverse permanent admissible.
Une temporisation de 5 à 60 s sera utilisée.

* Seuil déclenchement (à temps inverse) reproduisant l'équation $(I_2/I_N)^2 \times t$ avec sécurité de 10 à 20%.

Le seuil de démarrage de cette intégration sera fixé de 80 à 90% du courant inverse permanent admissible.

Nota:

Il peut être intéressant, comme on intègre l'échauffement, d'intégrer le refroidissement pour avoir un modèle suivant au mieux les caractéristiques de la machine.

Action : A DEFINIR PAR L'EXPLOITANT.

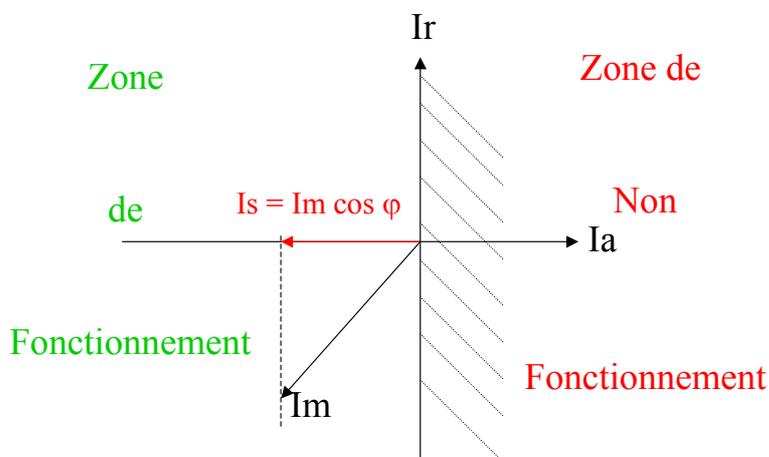
7.3.4 Protection de retour de puissance active (F32)

a) Rappel :

Lorsqu'il y a perte de l'élément fournisseur de couple mécanique au rotor (absence de fourniture de vapeur ou d'eau à la turbine ou manque de carburant pour un groupe diesel), le rotor n'est plus entraîné.

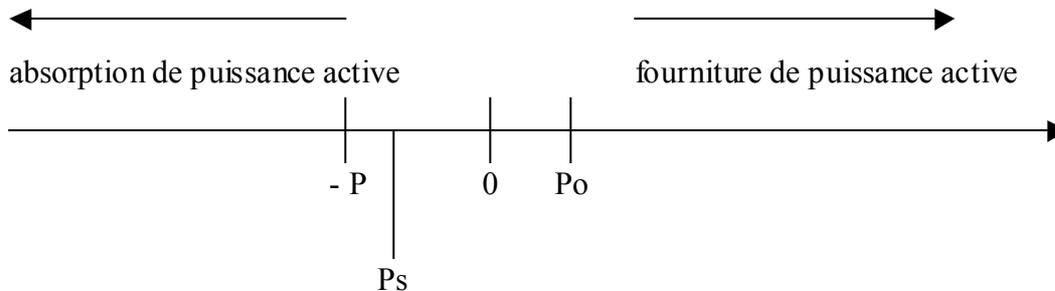
Pour continuer sa rotation il empruntera au réseau la puissance active nécessaire pour compenser les pertes mécaniques et électriques.

La machine fonctionnera donc en Moteur.



b) Protection de retour de puissance :

Dans ce cas de fonctionnement en moteur il y aura inversion de puissance active. La protection devra être sensible à l'inversion de puissance active et insensible à la puissance réactive.



$-P$	=	puissance active nécessaire à la rotation du rotor (compensation des pertes mécaniques et électriques).
P_s	=	seuil en puissance active du relais ($-0.5 P$).
P_0	=	seuil de puissance nulle nécessaire au découplage du groupe dans le cas d'un Arrêt Normal.

Le seuil P_s sera réglé à 50% de la puissance correspondant aux pertes.

Une temporisation de une à plusieurs secondes y sera associée pour éviter les déclenchements intempestifs sur oscillation de puissance du réseau.

En cas d'oscillation de puissance du réseau il y a inversion aussi de puissance active.

Les protections de distance protégeant le réseau déclenchent en un temps inférieur à 2 s, lorsque les oscillations de puissance du réseau se maintiennent.

Action : ARRÊT URGENCE.

7.3.5 Protection à minimum de tension (F27)

Cette protection détecte les anomalies suivantes:

- * Du régulateur de tension de la machine.
- * Défauts du réseau non éliminés.

La plage de fonctionnement de la machine étant en général de ± 10 à $\pm 15\%$ de U_n , le seuil de détection sera de 80 à 85% de V_n .

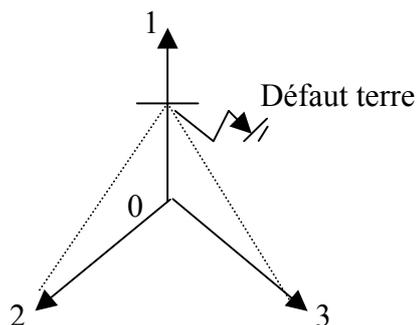
La temporisation sera de l'ordre de 2 s (minimum 1 s pour permettre le fonctionnement du régulateur).

Action : ARRÊT URGENCE.

7.3.6 Protection à maximum de tension (F59)

Cette protection détecte les anomalies suivantes:

- * Du régulateur de tension de la machine.
- * Fonctionnement du réseau à tension élevée.
- * Un fonctionnement en survitesse à courant d'excitation I_f constant se traduit par une surtension.
- * Si Transformateurs Tension en étoile et en cas de non-élimination d'un défaut masse stator:



La plage de fonctionnement de la machine étant en général de ± 10 à $\pm 15\%$ de U_n , le seuil de détection sera de 115 à 120% de V_n (seuil bas).

La temporisation sera de l'ordre de 2 s (minimum 1 s pour permettre le fonctionnement du régulateur).

En cas de seuil haut celui-ci sera réglé de 140 à 150% de U_n , la temporisation sera de 0.1 s.

Nota :

En cas de délestage de charge au niveau du transformateur de groupe, la chute de tension interne de l'alternateur et du transformateur disparaît et la tension va sensiblement être égale à la force électromotrice.

La formule suivante donne la valeur maximum de la surtension (= coefficient de réjection) :

$$U_{\max} = 1.05 \times \sqrt{[1 + (X''_d + U_{cc}) \sin \varphi]^2 + [(X''_d + U_{cc}) \cos \varphi]^2}$$

Dans laquelle :

1.05 = coefficient qui tient compte du comportement de la machine dans la phase transitoire.

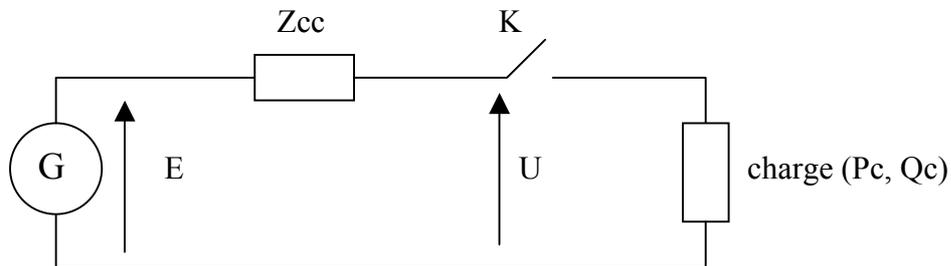
X''_d = réactance subtransitoire de la machine.

U_{cc} = tension de court-circuit du transformateur

$\cos \varphi = 0.9$ en général pour un turboalternateur ($\sin \varphi = 0.436$).

$\cos \varphi = 0.85$ en général pour un alternateur à pôles saillants ($\sin \varphi = 0.527$).

En cas de délestage de charge au niveau du réseau, c'est à dire loin de l'alternateur, la surtension K au point de coupure se calcule de la manière suivante :



$$K = U / E = \sqrt{[1 + (Qc / Sc)]^2 + (Pc / Sc)^2}$$

Où :

Qc = puissance réactive de la charge.

Pc = puissance active de la charge.

Sc = puissance de court-circuit du réseau amont au point de délestage.

Dans ce cas la surtension n'affecte pas la machine.

Action : ARRET URGENCE.

7.3.7 Protection à maximum et minimum de fréquence (F81O/81U)

Cette protection détecte les anomalies suivantes:

- * Du régulateur de vitesse de la machine.
- * Surcharge du réseau (minimum de fréquence).

Si la plage de fonctionnement normal de la machine est de $-\Delta 1\text{Hz}$ et $+\Delta 2\text{Hz}$, le seuil de détection à minimum sera de $1.5 \Delta 1\text{Hz}$ et à maximum de $1.5 \Delta 2\text{Hz}$.

La temporisation sera de l'ordre de 2 s (minimum 1 s pour permettre le fonctionnement du régulateur de vitesse).

Si un fonctionnement exceptionnel est autorisé et si la plage de fonctionnement exceptionnel de la machine est de $-\Delta 3\text{Hz}$ et $+\Delta 4\text{Hz}$, le seuil de détection à minimum sera de $1.5 \Delta 3\text{Hz}$ et à maximum de $1.5 \Delta 4\text{Hz}$.

La temporisation sera de l'ordre de 1 s (1 s pour permettre le fonctionnement du régulateur de vitesse).

Action : ARRET URGENCE.

7.3.8 Protection de surexcitation (F24 correspondant à F59/81)

a) Rappel :

Cette protection n'est pas liée au circuit rotorique (donc au courant d'excitation), mais au courant d'excitation du circuit magnétique de la machine («over-fluxing»).

b) Protection :

L'induction dans une machine est de la forme:

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

où

k = constante pour une machine donnée (prenant en compte un coefficient, le nombre de tours, la section).

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

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

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

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

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

Ces courbes sont communiquées pour l'alternateur et le transformateur de puissance.

Les valeurs les plus faibles servent de référence (en général ce sont les courbes de l'alternateur qui sont les plus pénalisantes).

La plage minimum de fonctionnement d'un alternateur est de $U_n \pm 5\%$ et $F_n \pm 5\%$, cela signifie que la surexcitation permanente admissible, avec ces valeurs, est de:

$$(U_n + 5\%) / (F_n - 5\%) = 1.1 \text{ P.U.}$$

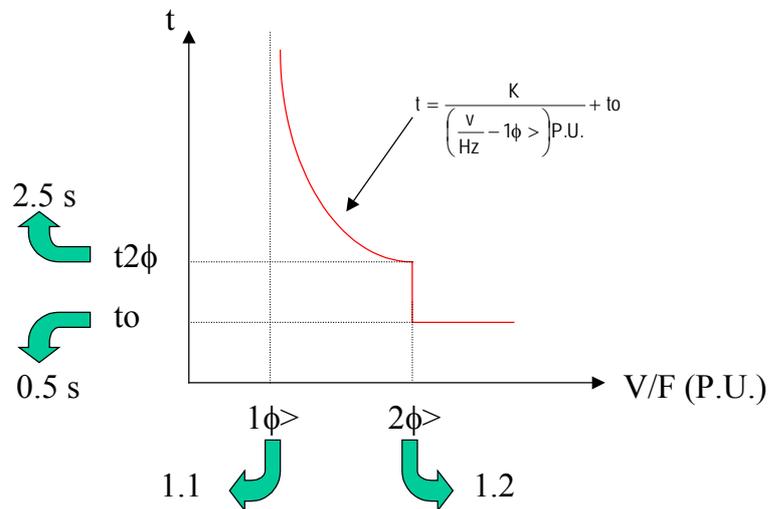
Il n'est pas possible de préciser à priori d'autres points ceux-ci dépendant de:

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

* 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: 1.1 P.U.).
- Seuil 2 = $2\Phi >$ réglable de 1 à 2 (ex: 1.2 P.U.).
- $t_{2\Phi}$ = temporisation d'alarme (ex: 2.5 s).
- K = coefficient «TMS» de la protection.

Nota :

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

Action : ARRET URGENCE.

7.3.9 Protection masse stator (F64S)

Rappel :

* Le neutre du stator relié directement à la terre entraîne un courant de défaut I_t important mais ne provoque pas de surtension.
La remise en état du stator est difficile voir impossible.

* Le neutre du stator isolé de la terre entraîne un courant de défaut I_t faible (courant capacitif de la machine, du transformateur de puissance) mais provoque des surtensions importantes sur les phases saines.
La remise en état du stator ne pose aucun problème car il n'y a pas eu de destruction thermique.

* Pour pallier aux inconvénients des choix précédents, le compromis sera de relier le neutre du stator à la terre par une impédance de forte valeur.
En pratique I_t sera limité de 5 à 20 A ceci n'entraîne pas de conséquence irréversible pour la machine (avis unanime des réparateurs de machine).

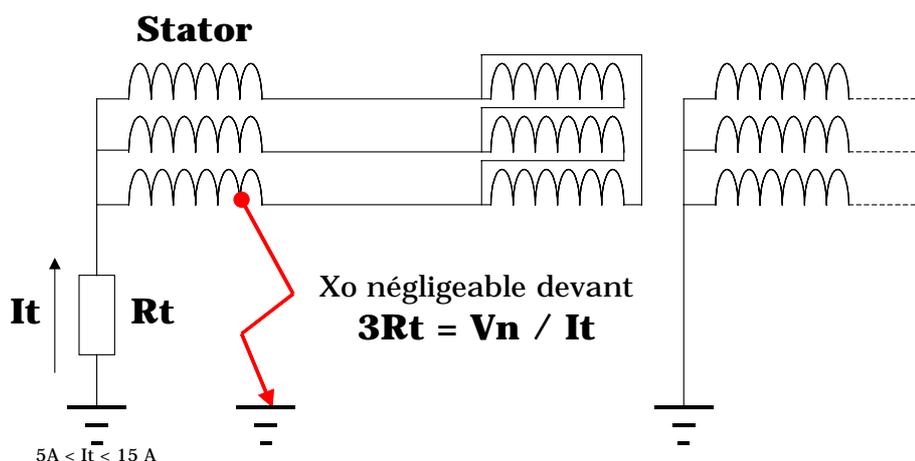
Pour limiter les surtensions on utilisera en général un système résistif, la valeur de la résistance étant très élevée, le calcul de sa définition se fera avec:

$$R_t = V_n / I_t = U_n / (\sqrt{3} \times I_t)$$

L'impédance directe, inverse et homopolaire de la machine pouvant être négligée devant R_t .

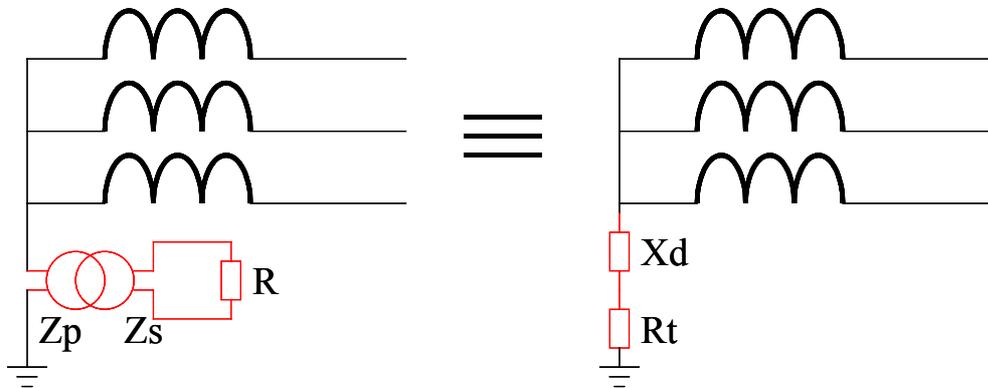
La mise à la terre peut s'effectuer par :

- Transformateur de neutre chargée au secondaire par une résistance,
- Résistance seule,
- Réactance seule,
- Générateur homopolaire.



7.3.9.1 Choix du régime de neutre

a) Mise à la terre par un transformateur de neutre :



$$Z_s = k^2 Z_p \quad (k = \text{rapport du transformateur de neutre})$$

$$R_t = R / k^2$$

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

$$X_d \leq (R_t / 2) \text{ et}$$

$$R_t \leq 1 / (6 C \omega)$$

Où C = capacité de la machine + transformateur + dispositif éventuel.

➤ Exemple :

Réseau: $U_n = 13.8 \text{ kV}$, 50 Hz

Transformateur de neutre: Rapport: $(13800 / \sqrt{3}) / 120 \text{ V}$.

Puissance: 10 kVA.

Tension de court-circuit: 4%.

Hypothèse de I_t (valeur maximum constructeur/réparateur): 10 A

$$X_d = 0.04 \times [(13.8/\sqrt{3})^2 / 0.01] = 253.92 \Omega$$

$$Z_d = U_n / (\sqrt{3} \times I_t) = 13800 / (\sqrt{3} \times 10) = 796.74 \Omega$$

$$R_t = \sqrt{Z_d^2 - X_d^2}$$

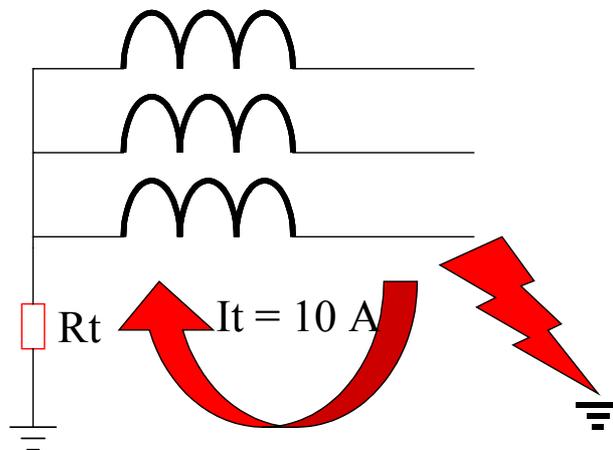
$$R_t = \sqrt{796.74^2 - 253.92^2} = 755.2 \Omega$$

$$R = k^2 \times R_t$$

$$R = [120 / (13800 / \sqrt{3})]^2 \times 755.2 = 0.17 \Omega$$

$$R_t \leq 1 / (6 \times C \omega) \text{ d'où } 755.2 \leq 1 / (6 \times 314.16 C) \Leftrightarrow C \leq 0.7 \mu\text{F}$$

b) Mise à la terre par une résistance



Pour limiter les surtensions: $R_t \approx 1 / (6 C \omega)$

Où C = capacité de la machine + transformateur + dispositif éventuel.

➤ Exemple:

Réseau: $U_n = 13.8 \text{ kV}$, 50 Hz

Hypothèse de I_t (valeur maximum constructeur/réparateur): 10 A

$$R_t = [13800 / (\sqrt{3} \times 10)] = 796.74 \Omega$$

$$R_t \leq 1 / (6 \times C \omega) \text{ d'où } 796.74 \leq 1 / (6 \times 314.16 C) \Leftrightarrow C \leq 0.7 \mu\text{F}$$

Nota:

La valeur de la résistance R_t ne sera pas ajustée à 796.74Ω , mais choisie dans la gamme du constructeur, la valeur standard choisie étant la plus proche de cette valeur théorique.

c) Mise à la terre par une réactance seule

Cette méthode est citée pour mémoire car pratiquement plus utilisée pour la mise à la terre des alternateurs.

La réactance est placée dans la mise à la terre et limite le courant de défaut de 10 à 15 A.

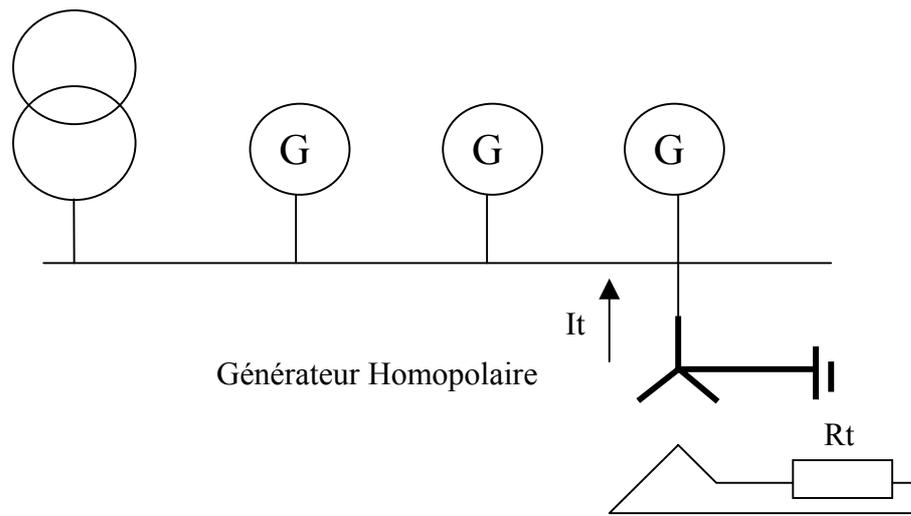
Par contre cette méthode de limitation est utilisée (par EDF notamment) pour la limitation des courants de terre dans les neutres HTA des transformateurs HTA/BT.

d) Mise à la terre par un générateur homopolaire sur jeu de barres

Lorsque plusieurs générateurs débitent sur le même jeu de barres, le générateur homopolaire devra être unique.

Il sera réalisé soit par un transformateur type zigzag dont le neutre HTA sera relié à la terre, le secondaire servira à l'alimentation des auxiliaires et le tertiaire couplé en triangle, soit par un transformateur à couplage étoile côté HTA mis à la terre et triangle ouvert fermé sur une résistance côté secondaire.

Du point de vue homopolaire, le fonctionnement de ces 2 générateurs homopolaires est rigoureusement identique.



En pratique la mise à la terre est réalisée

- par résistance (technique européenne où : $R_t \leq 1 / (6 \times C\omega)$ soit $I_{rt} = 2 * 3I_{co}$, limitant la sur-tension transitoire crête à 240% de V_n)
- par transformateur + résistance (technique américaine où $R_t \leq 1 / (3 \times C\omega)$ soit $I_{rt} = 3I_{co}$ limitant la sur-tension transitoire crête à 260% de V_n) pour les machines de forte puissance.

Le courant de défaut admissible par la machine est $\bar{I} = \bar{I}_{rt} + 3\bar{I}_{co}$

Le générateur de terre au niveau du jeu de barres étant réservé, à quelques exceptions près, pour les machines de petite ou moyenne puissance.

7.3.9.2 Protection

Le courant I_t définit correspond à un défaut pleine phase à la terre (défaut entre une borne côté phase de la machine et la terre) et ceci est un cas extrême.

L'autre cas extrême est un défaut entre une borne côté neutre de la machine et la terre (défaut sans tension qui peut avoir une origine non électrique mais mécanique).

On est amené à définir une protection en fonction du pourcentage de protection du bobinage du stator, en simplifiant une protection à:

90% correspond à un défaut se produisant à 10% du bobinage (par rapport au neutre).

95% correspond à un défaut se produisant à 5% du bobinage (par rapport au neutre).

100% correspond à un défaut se produisant à 0% du bobinage (par rapport au neutre).

Il est admis qu'il y a proportionnalité entre bobinage et tension ce qui est vrai mais non rigoureux.

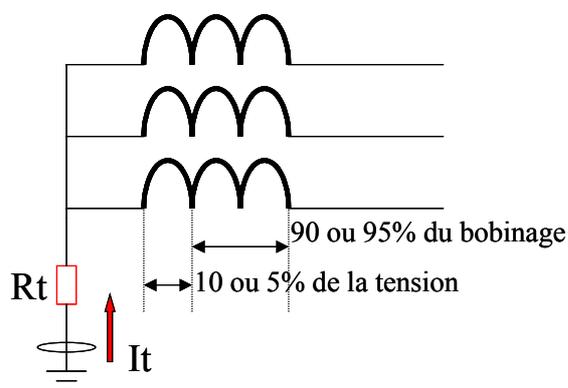
La machine de par ses dissymétries (notamment à pôles saillants) produit de l'harmonique 3 dont le taux varie de 1 à 5%.

Les courants d'harmonique de rang 3 des 3 phases A, B, C, sont en phases entre eux, et leur sommation non nul, ils pourront donc se refermer et circuler dans le neutre sans être significatif d'un défaut.

Toute protection dans le neutre devra tenir compte de cette remarque.

a) Masse stator 95% :

➤ Mesure du courant dans le neutre par protection désensibilisée à l'harmonique 3



Dans le cas de I_t limité à 10 A, le seuil en courant sera réglé à :

$I_s = 1 \text{ A}$ (protection à 90% soit $V_d = 10\%$, $I_s = 10 \times 0.1$).

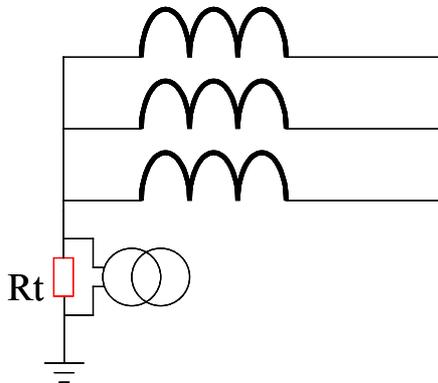
$I_s = 0.5 \text{ A}$ (protection à 95% soit $V_d = 5\%$, $I_s = 10 \times 0.05$).

Il apparaît immédiatement que ce principe ne peut être appliqué pour une protection à 100% du bobinage (soit $V_d = 0$) ne produisant pas de courant de défaut.

Il faudra soit utiliser un autre principe (voir ci-après), soit faire un «relèvement du point neutre» par bobine de Fallou ou transformateur Butow.

La technique de «relèvement du point neutre» ne se retrouve pratiquement plus.

➤ Mesure de la tension de neutre par protection désensibilisée à l'harmonique 3



Le principe en est le même mais la mesure effectuée en tension aux bornes de la résistance.

Pour un défaut pleine tension (0% du bobinage) et un transformateur de neutre de rapport: $(13800 / \sqrt{3}) / 120 \text{ V}$.

La tension au secondaire sera $V_m = 120 \text{ V}$

$U_s = 12 \text{ V}$ (protection à 90% soit $V_d = 10\%$, $U_s = 120 \times 0.1$).

$U_s = 6 \text{ V}$ (protection à 95% soit $V_d = 5\%$, $U_s = 120 \times 0.05$).

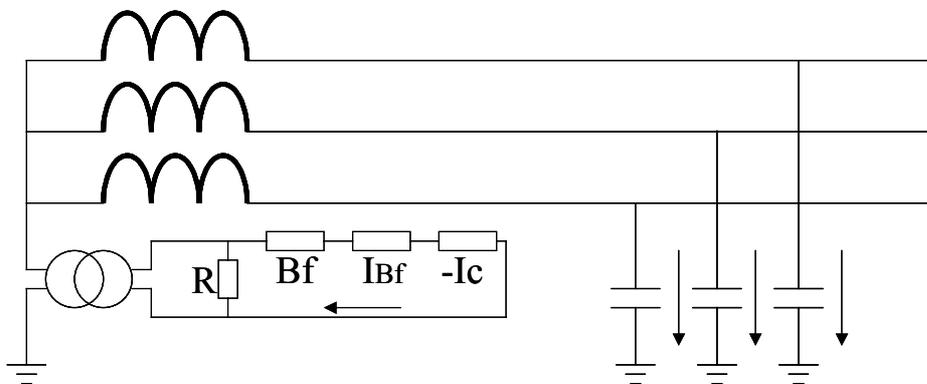
Action : ARRÊT URGENCE. (Dans tous les cas)

b) Masse stator 100% :

➤ Injection tension BF:

La fréquence d'injection est de 4 à 20 Hz.

Mesure du courant de circulation IBF, compensé de Ic (courant capacitif).



❖ **Avantages :**

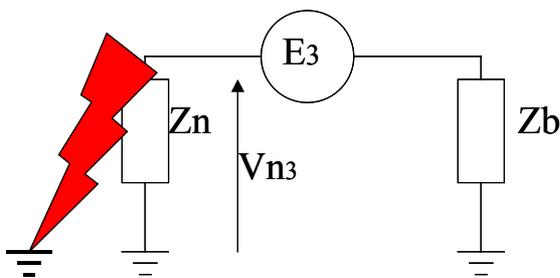
- * Permet un contrôle machine à l'arrêt

❖ **Inconvénients :**

- * Système onéreux.
- * Nécessite la connaissance parfaite de I_c .
- * Précautions à prendre machine à l'arrêt.

➤ **Disparition de l'harmonique 3 :**

En fonctionnement normal un générateur produit de l'harmonique 3 (tension de 1 à 5% de V_n), lorsqu'il se produit un défaut et notamment au point neutre de l'alternateur, cette tension d'harmonique 3 côté neutre va se trouver court-circuiter par le défaut et $V_{H3} = 0$, le schéma équivalent est le suivant:



$$V_{N3} = E_3 \times [Z_n / (Z_n + Z_b)]$$

Le calcul des impédances L_w et $1 / C_w$ sera effectué pour la fréquence harmonique 3 : soit $3 \times F_n$.

Pour une fréquence donnée, $V_{N3} = 0.6$ à $0.65 E_3$.

Le seuil du relais sera pris égal à 70% de V_{N3} soit un réglage à $0.4 E_3$, cette valeur sera ramenée en valeur au secondaire du transformateur de neutre.

Cette protection ne devra être activée que lorsque $V > 0.8 V_n$ (machine en fonctionnement).

Action : ARRÊT URGENCE.

7.3.10 Protection de rupture de champ (F40)

a) Rappel :

Il s'agit d'un défaut affectant le circuit d'excitation des machines synchrones provoqué par:

- * Défaillance du régulateur d'excitation.
- * Ouverture du circuit d'excitation.
- * Court-circuit du circuit d'excitation.

Nota:

Une masse rotor ne provoque pas de rupture de champ.

Une rupture de champ peut entraîner éventuellement une perte de synchronisme bien que sous certaines conditions de charge (voir cercle de saillance) une machine synchrone à pôles saillants puisse fonctionner sans excitation.

En cas de marche en asynchrone, la machine accélérera, glissera, empruntera au réseau l'énergie réactive dont elle a besoin et fournira au réseau une énergie sous 50 Hz (fréquence imposée par le réseau).

Une rupture de champ peut entraîner éventuellement un décrochage de la machine.

IL NE FAUT PAS CONFONDRE LA RUPTURE DE CHAMP ET LA PERTE DE SYNCHRONISME.

b) Perte de synchronisme :

Il se peut, bien que la machine soit excitée, que la machine décroche.

Le décrochage peut provenir d'une excitation insuffisante, d'une apparition brusque d'une surcharge (modification de la structure du réseau suite à un défaut sur celui-ci), d'une élimination tardive d'un défaut présentant une charge réactive importante.

Il en résulte des glissements du rotor qui saute d'un pôle à l'autre.

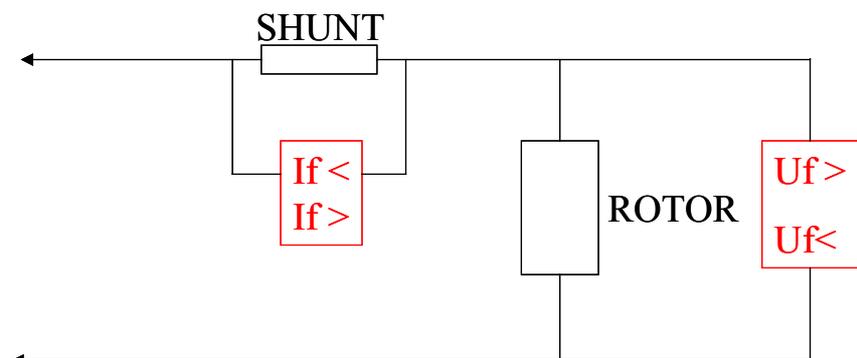
Le relais de perte de synchronisme est un relais complexe qui ne fait pas l'objet de ce présent chapitre.

7.3.10.1 Protection de rupture de champ

➤ **Grandeurs d'excitation I_f et U_f accessibles :**

C'est le cas des excitations shunt ou compound.

Il suffit de contrôler que U_f et I_f sont dans les limites fixées par le constructeur par l'intermédiaire de seuils $U_{f>}$, $U_{f<}$, $I_{f>}$, $I_{f<}$.



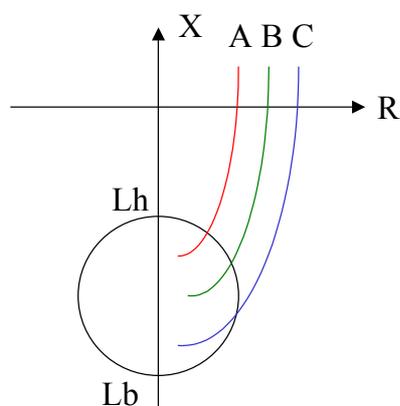
Circuit d'excitation:

➤ **Grandeurs d'excitation I_f et U_f inaccessibles :**

C'est le cas des excitations à diodes tournantes.

La détection se fera par utilisation d'une caractéristique de type mho (dit de réactance capacitive ou de Blondel), ce principe est aussi utilisable lorsque les excitations sont du type shunt ou compound.

X (Point de fonctionnement avant défaut)



Lh : Limite haute du cercle

Lb : Limite basse du cercle

A = CC de l'excitation à 100% charge

B = CC de l'excitation à 50% charge

C = CC de l'excitation à vide



Le relais mho (ou admittance) a une caractéristique circulaire définie dans le plan des impédances (R, X) de façon à inclure le lieu géométrique des points de fonctionnement de l'alternateur en marche asynchrone non excitée.

Lh = limitation haute du cercle de déclenchement.

$Lh = X'_{du} / 2$ où X'_{du} = réactance transitoire longitudinale non saturée.

La courbe A correspond au court-circuit de l'excitation à pleine charge.

$A' = (X''_{du} + X''_{qu}) / 2$ où X''_{du} = réactance subtransitoire longitudinale non saturée.
 X''_{qu} = réactance subtransitoire transversale non saturée.

La courbe B correspond au court-circuit de l'excitation à demie charge.

La courbe C correspond au court-circuit de l'excitation sans charge (ou ouverture du circuit d'excitation).

$C' = (X_{du} + X_{qu}) / 2$ où X_{du} = réactance synchrone longitudinale non saturée.
 X_{qu} = réactance synchrone transversale non saturée.

Lb = limitation basse du cercle de déclenchement.

$Lb = (X'_{du} / 2) + X_{du}$

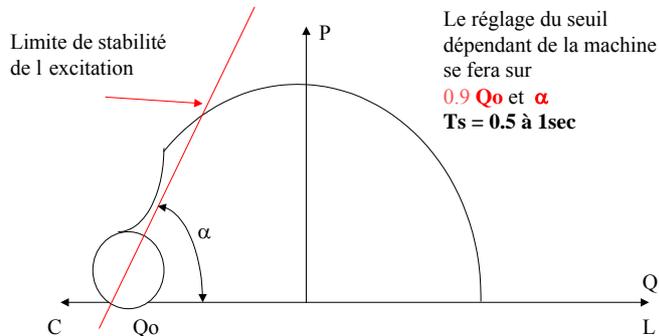
Nota:

Il sera nécessaire de temporiser cette détection, pour éviter un déclenchement sur une «oscillation stable» du réseau (variation cyclique de puissance entre plusieurs machines du réseau, suite à une modification du réseau et avant réaction des différents régulateurs) par une temporisation d'intégration de 0.3 s par exemple.

Une fois le phénomène confirmé, la temporisation de déclenchement sera de 0.5s par exemple (un temps de l'ordre de 1 s est acceptable).

7.3.10.2 Détection de puissance réactive

Diagramme P-Q de la machine à pôles saillants:



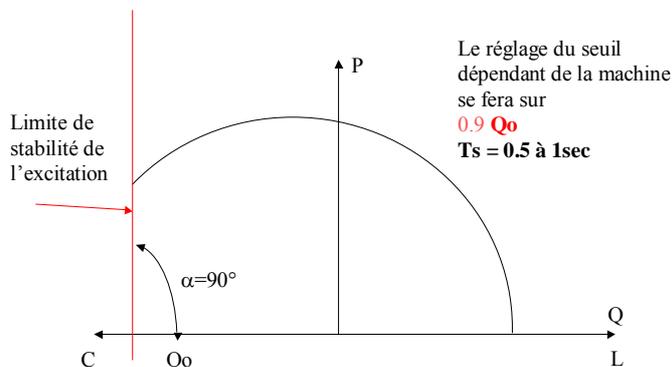
On peut assimiler la perte d'excitation à un fonctionnement sur charge capacitive importante, la caractéristique surveillera la droite de stabilité (avec sécurité de 10% sur Q_0)

Le réglage du seuil se fera sur Q_0 et α .

Cette méthode est peu employée car elle nécessite une connaissance du diagramme P-Q de la machine.

Action : ARRET URGENCE.

Diagramme P-Q de la machine à pôles lisses:



On peut assimiler la perte d'excitation à un fonctionnement sur charge capacitive importante, la caractéristique surveillera la droite de stabilité (avec sécurité de 10% sur Q_0)

Le réglage du seuil se fera sur Q_0 (Protection varométrique).

Cette méthode est peu employée car elle nécessite une connaissance du diagramme P-Q de la machine.

Action : ARRET URGENCE.

7.3.11 Protection de masse rotor (F64R)

a) Rappel :

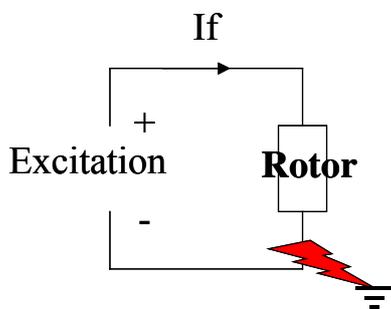
Cette protection nécessite l'accès au rotor (par bagues).

Les circuits d'excitation et rotor sont normalement isolés, un premier défaut n'a donc pas de conséquence fâcheuse pour la machine (fixation du potentiel d'excitation à la terre).

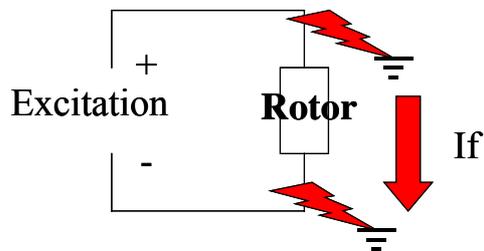
Par contre un deuxième défaut (sur la seconde polarité) correspond à un court-circuit franc, d'autant que la probabilité d'avoir un second défaut est plus grande lorsqu'il s'est déjà produit un premier défaut.

Il est nécessaire de surveiller l'isolement pour détecter le premier défaut:

1er défaut



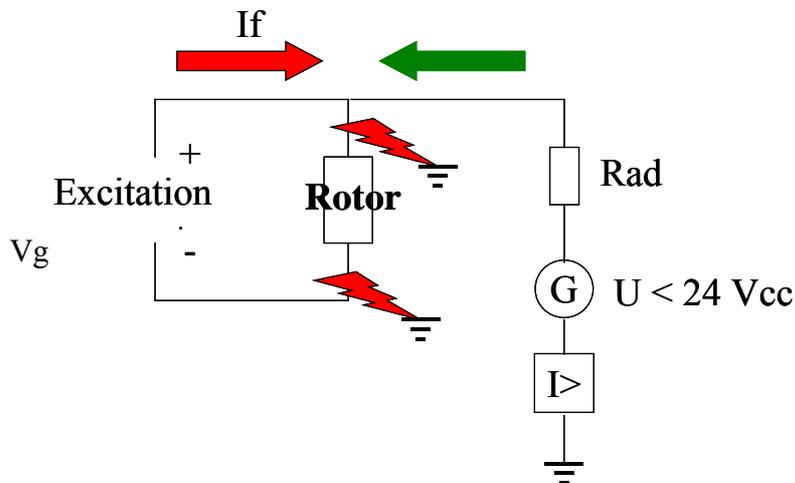
2e défaut



Conséquences:

- * Augmentation I_f .
- * $I_{\text{rotor}} = 0$ d'où perte d'excitation avec risque de perte de synchronisme.

b) Principe de contrôle d'isolement :



Un générateur injecte une tension U (inférieure à 24 V, pour la sécurité des personnes)
 La résistance additionnelle Rad limite le courant d'injection à une valeur égale au double de la sensibilité du relais de mesure I>.

➤ **Exemple :**

Un générateur injecte une tension Vr (20 V, inférieure à 24 V, pour la sécurité des personnes).
 La résistance additionnelle Rad limite le courant d'injection à une valeur Im de 70 mA.

$$V_g + V_r = I_m (R_{ad} + R_i)$$

$$R_{ad} = [(V_g + V_r) / I_m] - R_i$$

Tension Vnp non protégée, avec un courant de seuil Is :

$$I_s = (V_{np} + V_r) / (R_{ad} + R_i)$$

$$V_{np} = [I_s (R_{ad} + R_i)] - R_i$$

exemple de protection à 95% de $V_g = 200 \text{ V}$ ($V_{np} = 5\%$) :
 $R_{ad} = [(V_g + V_r) / I_m] - R_i = [(200 + 20) / 0.07] - 100 = 3043 \ \Omega$
 La valeur standard de $3300 \ \Omega$ sera retenue pour Rad.

Pour une protection à 95% de V_g :

$$I_s = (0.05 V_g + V_r) / (R_{ad} + R_i)$$

$$I_s = (10 + 20) / (3300 + 100) = 8.8 \text{ mA.}$$

Nota:

La valeur de résistance du rotor est très faible devant RD, et la sensibilité est pratiquement la même pour les défauts de polarité + ou -

7.3.11.1 Injection de courant alternatif 50 Hz

Le principe est identique, l'injection se fait par l'intermédiaire de capacité de manière à bloquer Uf.

Le rotor présente une capacité par rapport à la terre, celle-ci sera traversée par le courant du générateur d'injection.

Le relais I> ne devra mesurer que la seule composante wattée, sans cela risque d'intempestifs.

7.3.11.2 Injection de courant alternatif TBF (4 à 20 Hz)

Le principe est identique, l'injection se fait par l'intermédiaire d'un filtre TBF comportant self, résistance et capacité de manière à bloquer Uf.

Le rotor présente une capacité par rapport à la terre, celle-ci sera traversée par le courant du générateur d'injection.

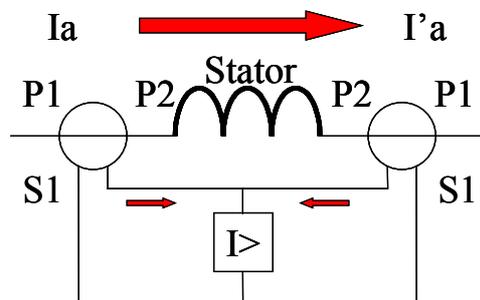
Le relais I> mesure que la seule composante TBF.

Action: ARRET URGENCE

7.3.12 Protections différentielles (F87G/F87N)

7.3.12.1 Protection différentielle longitudinale basse impédance

Phase A en référence, phases B & C identiques:



Le courant entrant est comparé au courant sortant, en absence de défaut: $I_A = I'A$.

Avec le montage réalisé $I_A + I'A = 0$ (montage sommateur dont l'un des transformateurs courant est inversé par rapport à l'autre).

Cette solution donne un seuil différentiel défini par le seuil de réglage de I>.

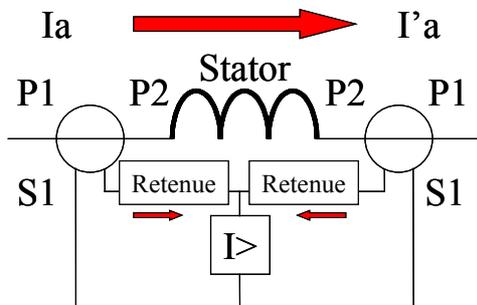
Il faut trouver un compromis entre stabilité et sensibilité:

* Différence de courant secondaire en régime transitoire et permanent s'oppose à un seuil de sensibilité faible (sensibilité minimum de 10 à 15 % à cause de la dissymétrie de filerie, incertitude sur l'appairage des TC).

La caractéristique à pourcentage est préféré.

7.3.12.2 Protection différentielle longitudinale basse impédance à pourcentage

Phase A en référence, phases B & C identiques:

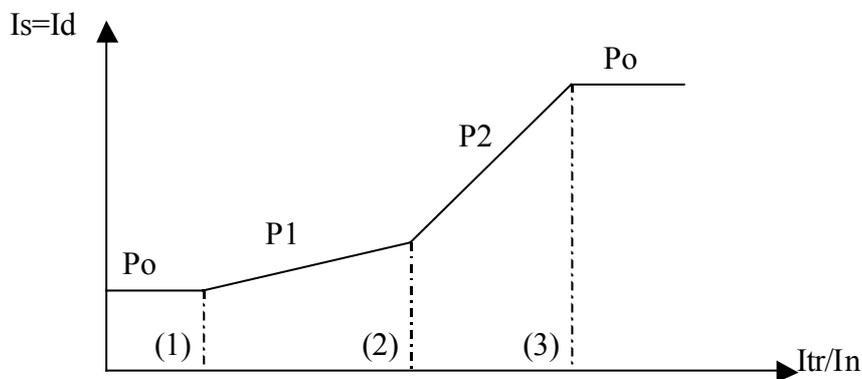


Le seuil est relevé en fonction du courant traversant:

Grande sensibilité pour courant de défaut faible.

Stabilité (sensibilité moindre pour augmentation du courant traversant).

Courant traversant $I_{tr} = (I_A + I'A) / 2$



Valeurs de réglages conseillées:

- (1) I_{tr} / I_n de 0 à 0.5, Pente $P = 0$
(même seuil ampèremétrique changement de pente à $I_{tr}/I_n = 0.5$).
- (2) I_{tr} / I_n de 0.5 à 2, Pente $P = 10\%$
(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 2$).
- (3) I_{tr} / I_n de 2 à 7, Pente $P = 30\%$
(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 7$).



$I_{tr}/I_n > 7$, Pente $P = 0$
(même seuil ampèremétrique, 7 est la valeur maximum du courant traversant pour $X''_{du} = 15\%$).

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.

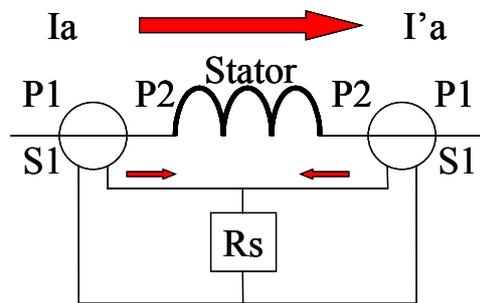
$$(1) (I_s/I_n) = (I_d/I_n)$$

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

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

7.3.12.3 Protection différentielle longitudinale haute impédance

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.

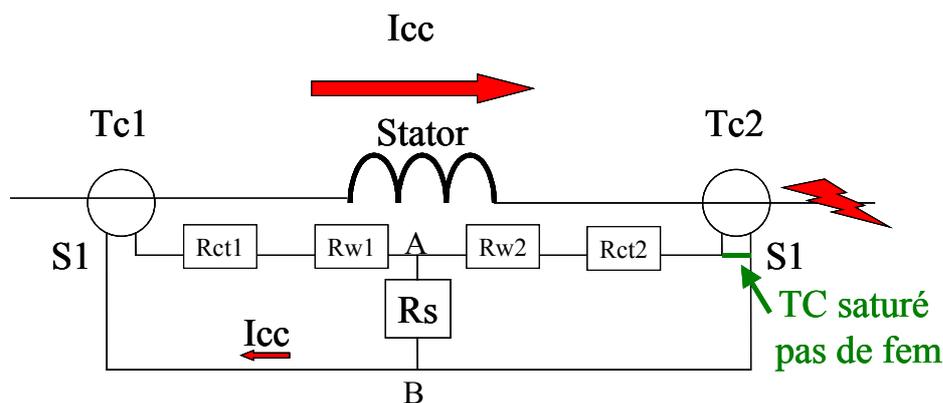
L'ordre de grandeur de R_s est:

$R_s = 50 \Omega$ 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

d'où la formule générale des TC Haute Impédance:

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

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.

$$\text{Tension aux bornes de AB: } U_{AB} = I_{cc} * (I_{ns}/I_{np}) * (R_{ct} + R_w) = i_{cc} * (R_{ct} + R_w)$$

$$\text{Tension de réglage du relais : } U_r = 1.5 U_{AB}$$

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.

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:

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

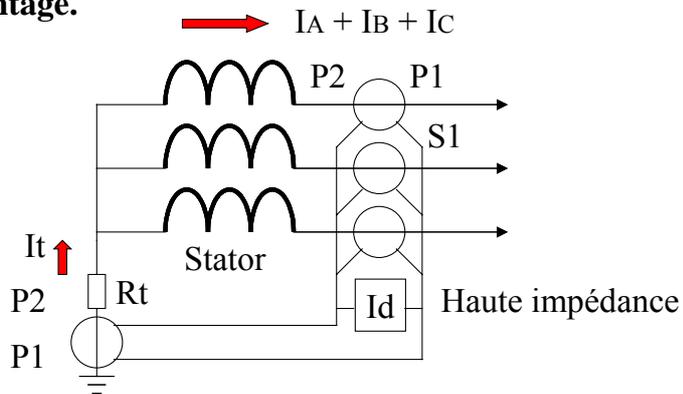
$$V_{pic} = 2 \sqrt{2} \sqrt{V_k * [((R_s + R_w + R_{ct}) * i_{cc}) - V_k]}$$

(V_k = tension de coude des TC).

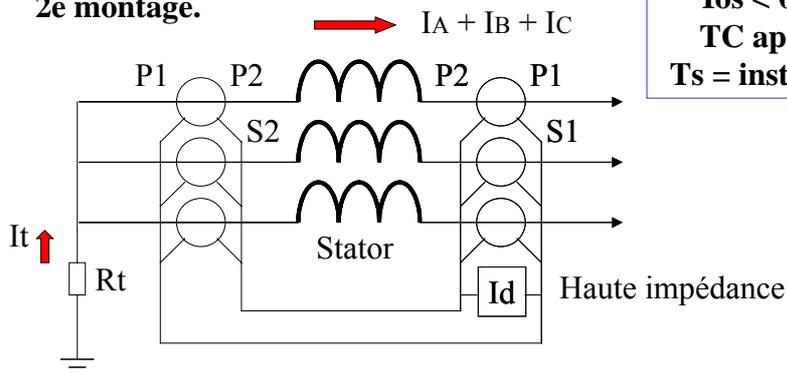
7.3.12.4 Protection différentielle homopolaire dite de «TERRE RESTREINTE»

Comparaison des courants résiduels entrant et sortant:

1er montage.



2e montage.



$I_{os} = 2\% I_n$ (TC)
 $I_{os} < 0.2 I_t$
TC appairés
 $T_s = \text{instantané}$



Lorsque le courant résiduel entrant est égal au courant résiduel sortant (en module et argument) le défaut est extérieur.

Rt doit permettre un courant compatible avec le fonctionnement:

Seuil 2% Ins (TC)

ceci impose des TC aux erreurs «apairées», pas de compensation du nombre de tours:

$$n1I_p = n2i_s$$

même Rct (résistance de l'enroulement secondaire) pour tous les TC

même Vk (tension de coude) pour tous les TC

même I_μ (courant magnétisant) pour tous les TC

même Rw pour tous les résistances de filerie entre TC et relais (ajustage nécessaire)

Lorsque l'alternateur possède un disjoncteur de groupe, la protection différentielle de phase doit comporter une retenue à l'harmonique 2 (harmonique qui apparaît dans le courant d'appel lors de la mise sous tension du transformateur de puissance).

Un niveau de 20% est conseillé (l'«inrush current» d'un transformateur comporte au moins 50% de H2)

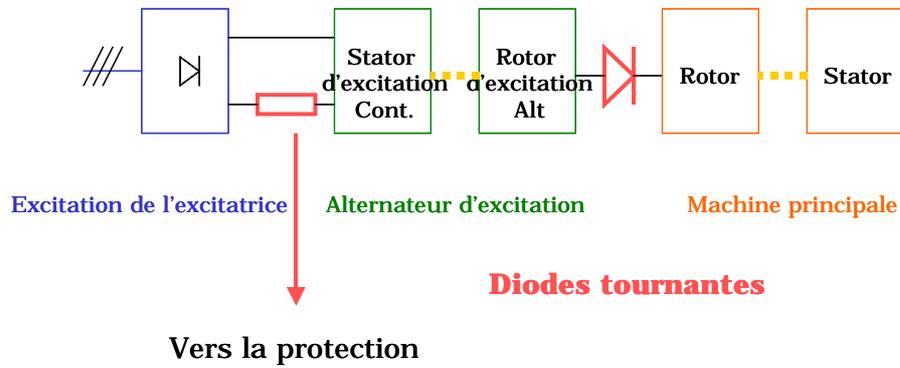
La protection différentielle doit être la plus rapide possible.

EDF devant la gravité d'un tel défaut déclenche l'arrosage de CO² (protection incendie)

Action : ARRET URGENCE.

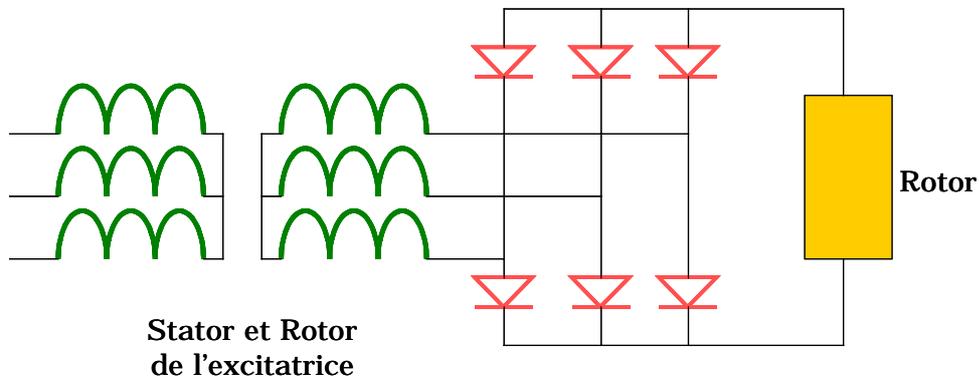
7.3.13 Détection défaut diodes (F58)

a) Principe :



Les diodes tournantes sont en montage Pont de Graetz

b) Protection :



Une coupure de diode D, ou un court-circuit de diode D va se traduire au point de mesure par une variation du rapport:
 tension pic de l'ondulation du courant d'excitation / courant continu d'excitation.
 Cette variation de rapport est transmis par couplage magnétique au courant d'excitation de l'excitatrice (mesure sur un shunt traversant ce courant).

L'ouverture d'un circuit de diode se traduit par un rapport $V_{\infty}/V = \% = 25\%$.

Une temporisation de 20 s est conseillée (phénomène non dangereux pour la machine).

Le court-circuit d'un circuit de diode se traduit par un rapport $V_{\infty}/V = \% = 60\%$.

Une temporisation de quelques secondes est conseillée (phénomène dangereux pour la machine).

Action : ARRET URGENCE

7.3.14 Protection directionnelle (F67/F67N)

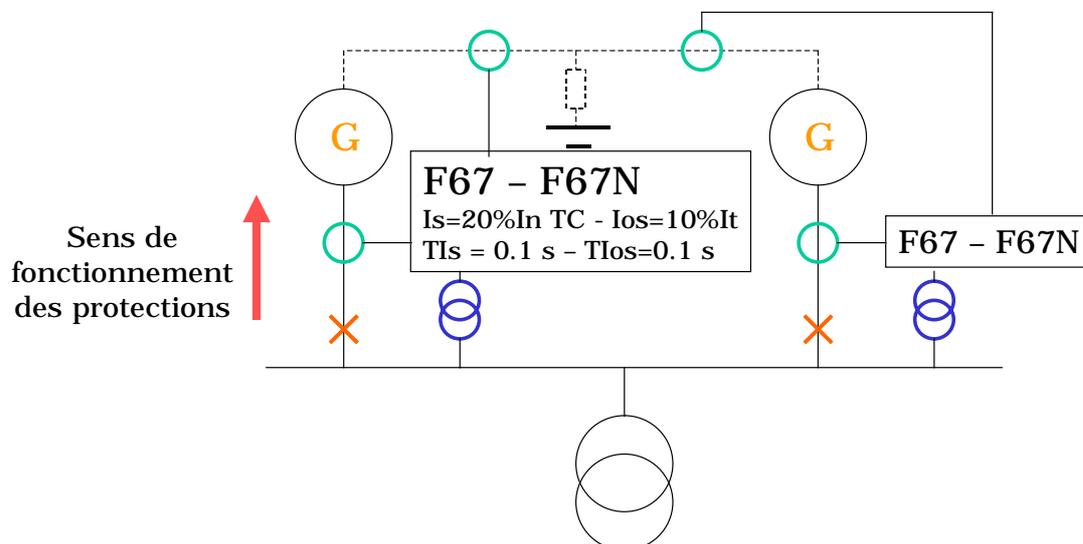
a) Rappel :

Lorsque plusieurs machines débitent directement sur le même jeu de barres, un défaut se produisant sur une machine va être alimentée par les autres machines.

La machine en défaut est réceptrice de courant de défaut, les machines saines vont être génératrices de courant de défaut.

Les protections sont orientées pour surveiller la machine.

b) Protection directionnelle phase (F67) :



Le réglage conseillé est de 20% de I_n pour ne pas être sensible aux oscillations de puissance.

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.

Une temporisation de 0.1 s sera retenue.

Action : ARRET URGENCE.

c) Protection directionnelle terre (F67N) :

La mise à la terre se fait au niveau du jeu de barres (BPN, TSA etc.).

Chaque générateur est du point de vue homopolaire uniquement récepteur (sauf en cas de câbles de liaison de grande longueur).

Le réglage conseillé est de 10% de I_t (10% du courant de limitation à la terre I_t) par mesure sur 3 TC si $I_t > I_n$ TC ou sur tore homopolaire si $I_t < I_n$ TC (nécessite présence de câbles).

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

Le type de mise à la terre définira l'angle de détection (I défaut $\varphi = 90^\circ$ pour une BPN, I défaut $\varphi = 0^\circ$ pour une mise à la terre par résistance).

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

Une temporisation de 0.1 s sera retenue.

Action : ARRET URGENCE.

8 PROTECTIONS GENERATRICES ASYNCHRONES

8.1 Protection

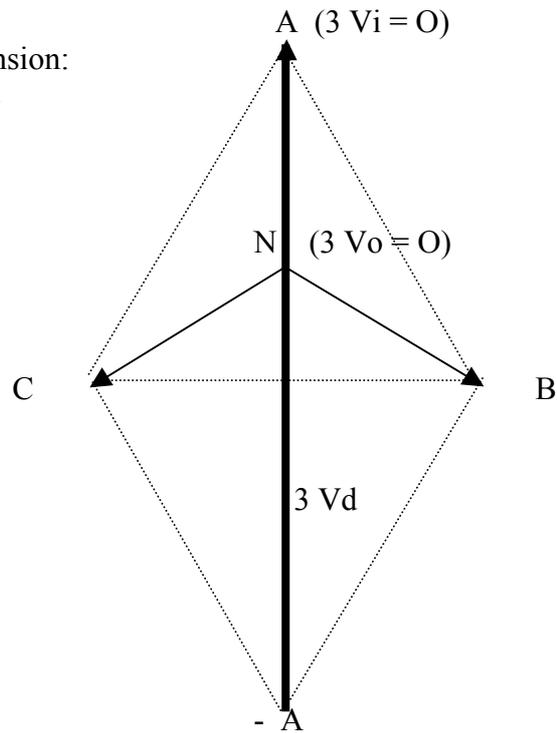
Les protections suivantes sont à prévoir:

- * Masse stator (F64S).
- * Inversion de phase, Séquence de phases, Minimum de tension directe (F47).
- * Déséquilibre de charge (F46).
- * Minimum de tension (F27).
- * Minimum et maximum de fréquence (F81U & O).
- * Maximum de tension (F59).
- * Maximum de courant (F51).
- * Protection de découplage (cas EDF).
- * Protection des bancs de condensateurs.

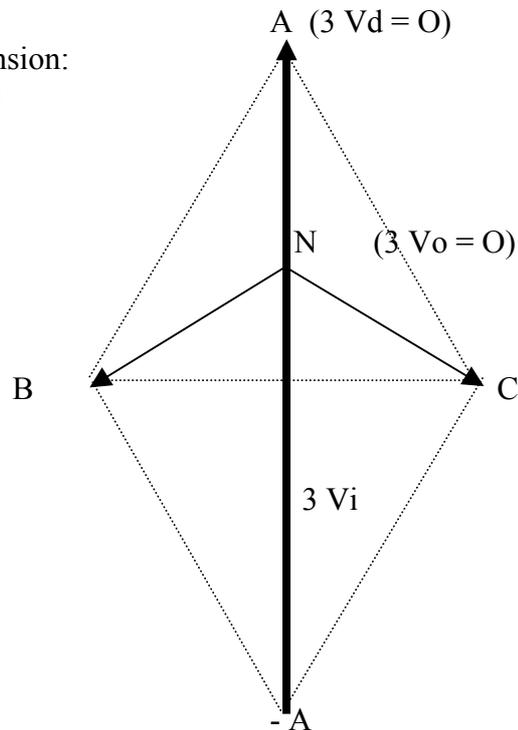
Action : ARRET URGENCE.

8.2 Protection de séquence de phase (F47)

Système équilibré de tension:
Ordre de phases: A-B-C



Système équilibré de tension:
Ordre de phases: A-C-B



En régime équilibré (hors défaut dissymétrique) une inversion de phases (ACB au lieu de ABC) provoque un maximum de tension inverse et un minimum de tension directe.

ACTION : ARRET URGENCE.

9 PROTECTIONS COMPLEMENTAIRES

9.1 Protection défaillance disjoncteur (F51BF)

Rappel

La protection électrique détectant un défaut donne un ordre de déclenchement à la bobine du disjoncteur.

A la réception de cet ordre le disjoncteur doit couper le courant de défaut (après son temps de fonctionnement propre et éventuellement le temps d'extinction d'arc).

Pour un fonctionnement correct de l'ensemble, après ouverture du disjoncteur il ne doit plus circuler de courant.

Principe

La protection électrique détectant le défaut donne un ordre de déclenchement à la bobine du disjoncteur et lance parallèlement une temporisation (correspondant au temps maximum de fonctionnement du disjoncteur + temps d'extinction d'arc + temps de sécurité de 0.1 à 0.2 s).

A l'expiration de cette temporisation la protection Défaillance disjoncteur vérifie la non présence de courant.

En cas de non présence de courant, l'ensemble à fonctionner correctement.

En cas de présence de courant à l'expiration de la temporisation, le disjoncteur n'a pas fonctionné correctement.

En pratique le seuil de détection du courant sera égal à celui de la protection la plus sensible (en général de l'ordre de 10 à 20 % de I_n) et la temporisation de l'ordre de 0.3 à 0.4 s (dépendant du temps de disjoncteur).

Nota :

Certaines protections ne sont pas basées sur une détection électrique ex : thermostat, Buchholz, la non détection d'un courant ne sera pas significative d'un bon fonctionnement du disjoncteur.

Dans ce cas la fonction Détection de défaillance de disjoncteur sera assurée par un circuit logique composé de :

ordre de déclenchement à disjoncteur + lancement d'une temporisation + vérification de l'exécution de l'ordre (position de l'interlock du disjoncteur).

ACTION : DECLENCHEMENT DE TOUS LES DISJONCTEURS ADJACENTS.

9.2 Détection de fusion fusible (F60)

Rappels :

Les secondaires des Transformateurs de Tension sont équipés de fusibles de protection. En cas de fusion de l'un des fusibles une interprétation erronée pourrait être faite sur l'absence de tension par certaines protections d'où risque de déclenchement intempestif.

Principe

➤ Cas avec un transformateur de tension à 2 secondaires

Une comparaison est faite entre les indications des 2 secondaires soit par

- balance voltmétrique (F60).
- 1 relais à minimum de tension directe sur chaque secondaire (F27d).

➤ Cas avec un transformateur de tension à 1 secondaires équipés de fusibles

La détection se fera par une mesure à maximum de tension inverse (F59i) dont le réglage sera de 25 % de V_n , associée à la non présence de courant inverse sur la machine (F37i) dont le réglage sera de 20 % de I_n .

➤ Cas avec un transformateur de tension à 1 secondaires équipés de disjoncteurs triphasés (« MCB »)

La détection se fera par l'information d'un contact auxiliaire du disjoncteur triphasé.

Une attention particulière sera apportée au choix du disjoncteur triphasé, la fermeture du contact auxiliaire devant intervenir avant l'ouverture des circuits principaux.

ACTION : VERROUILLAGE DES PROTECTIONS UTILISANT LA TENSION (A MINIMUM) : F21 – F27 – F51V – F51/27 – F40

-D-
LES TRANSFORMATEURS
ELECTRIQUES





SOMMAIRE

1	AVANT PROPOS :	7
2	TRANSFORMATEUR MONOPHASE :	8
2.1	Rappel des notions de base :	8
2.2	Schéma équivalent du transformateur:	10
2.3	Transfert d'impédance:	11
3	AUTOTRANSFORMATEUR (MONOPHASE):	13
4	TRANSFORMATEUR TRIPHASE:	14
4.1	Différents types de transformateurs triphasés	14
4.2	Méthode d'étude des transformateurs triphasés:	16
4.2.1	Schéma monophasé équivalent:	16
4.2.2	Méthode de Boucherot:	16
4.2.3	Essais du transformateur:	16
4.3	Le couplage des transformateurs triphasés:	18
4.4	Courant d'enclenchement :	20
5	PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :	21
5.1	Protection de surcharge (F49T - 260):	22
5.1.1	Equation thermique:	22
5.1.2	Définition de la constante de temps :	22
5.2	Protection à maximum de courant (F50-51-50N-51N) :	25
5.2.1	Détection de court-circuit entre phases (F50) :	25
5.2.2	Détection de surcharge et court-circuit entre phases secondaire (F51):	27
5.2.3	Détection de court-circuit entre phase et terre (F50N) :	28
5.2.4	Protection générale de terre (F51N) :	30
5.3	Protection différentielle (F87T) :	31
5.3.1	Principe :	31
5.3.2	Caractéristique de déclenchement :	32
5.3.3	Détection d'harmoniques 2 & 5 :	34
5.3.4	Protection Seuil haut:	35
5.4	Protection différentielle homopolaire (F87REF) :	36
5.4.1	Principe :	36
5.4.2	Principe de la protection différentielle haute impédance :	37
5.5	Protection de surexcitation (F24) :	40
5.6	Protection directionnelle en cas de fonctionnement en parallèle de transformateur (F67-67N) :	42
5.6.1	Exemples d'application :	42
5.6.1.1	Exemple 1 :	43
5.6.1.2	Exemple 2 :	44
5.6.2	Choix de l'angle du directionnel :	46
5.6.2.1	Défaut entre phases (F67) :	46
5.6.2.2	Défaut phase - terre (F67N) :	46
5.7	Protection de masse cuve (F51C) - Technique EDF :	47



6	PROTECTION DES TRANSFORMATEURS HTA/BT	48
6.1	Transformateur unique alimentant le jeu de barres BT :	48
6.1.1	Neutre mis directement à la terre :	48
6.1.2	Neutre isolé de la terre :	49
6.1.2.1	Réseau parfaitement isolé :	49
6.1.2.2	Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :	50
6.2	Plusieurs transformateurs en parallèles alimentant le jeu de barres BT :	50
6.2.1	Neutre mis directement à la terre :	51
6.2.2	Neutre isolé de la terre :	53
6.2.2.1	Réseau parfaitement isolé :	53
6.2.2.2	Réseau mis à la terre par un autre point que le neutre du transformateur :	53
6.2.2.3	Neutre de l'enroulement primaire HTA à la terre :	54
6.2.2.4	Neutre de l'enroulement primaire HTA isolé	56
7	REGULATEUR :	57
7.1	Rappel :	57
7.2	Principe :	58
7.3	Fonctions associées à l'absence de défaut sur le réseau :	58
7.4	Fonctions associées à la régulation tension :	59



1 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:

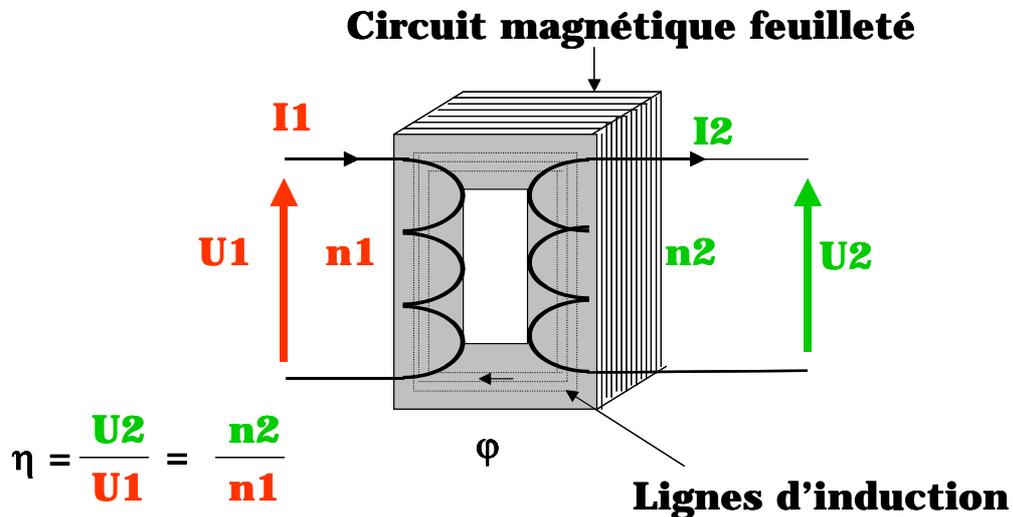
$$e = - d\varphi / dt$$

et une force électromotrice d'auto-induction:

$$e = - L di / dt$$

2 TRANSFORMATEUR MONOPHASE :

2.1 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 = $4 * \pi * 10^{-7} \text{ Hm}^{-1}$

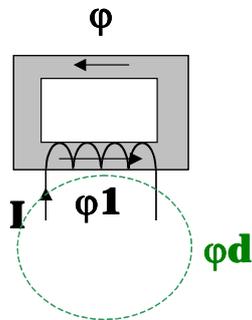
μ_0 = perméabilité de l'air.

μ_r = perméabilité relative.

S = section (m²) du circuit magnétique.

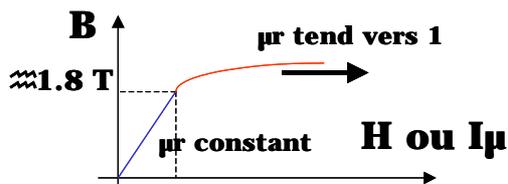
φ = flux d'induction (Weber / m²).

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.

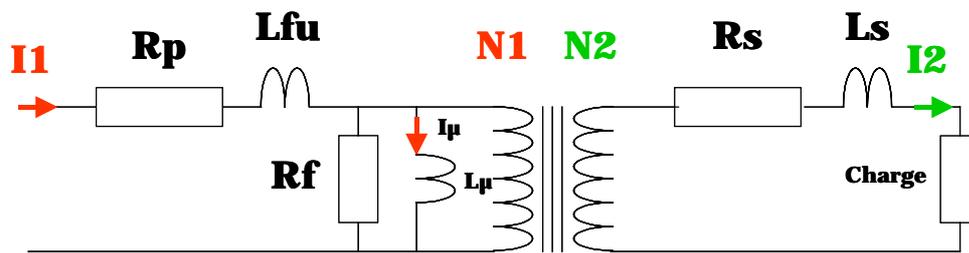
où

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).

2.2 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 données, 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

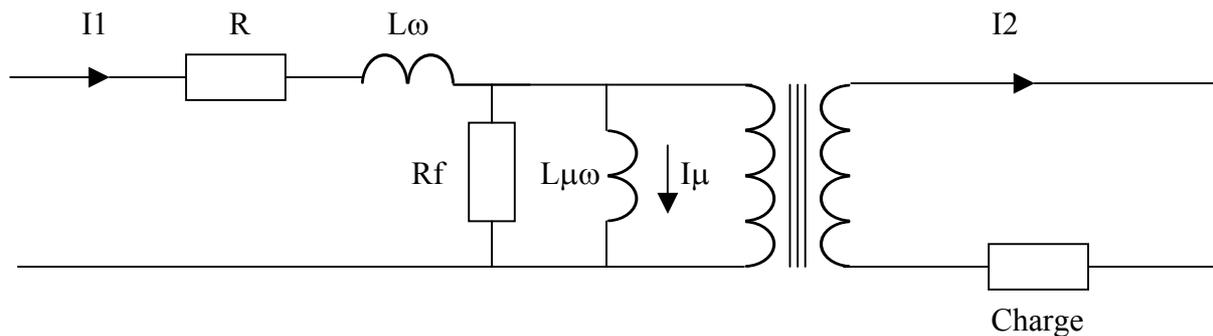
La tôle au Silicium industriellement employée à un P_f compris entre 0.6 et 2 w/kg

2.3 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 :

$$Z_p = Z_s / n^2$$

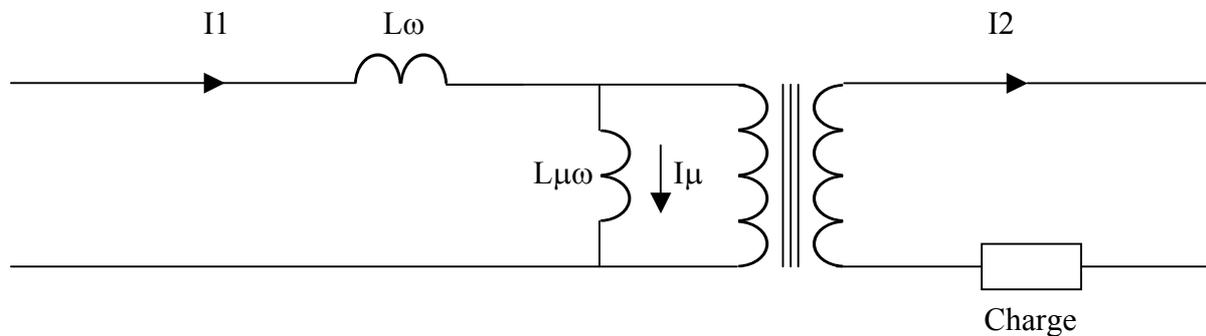
Le schéma devient:



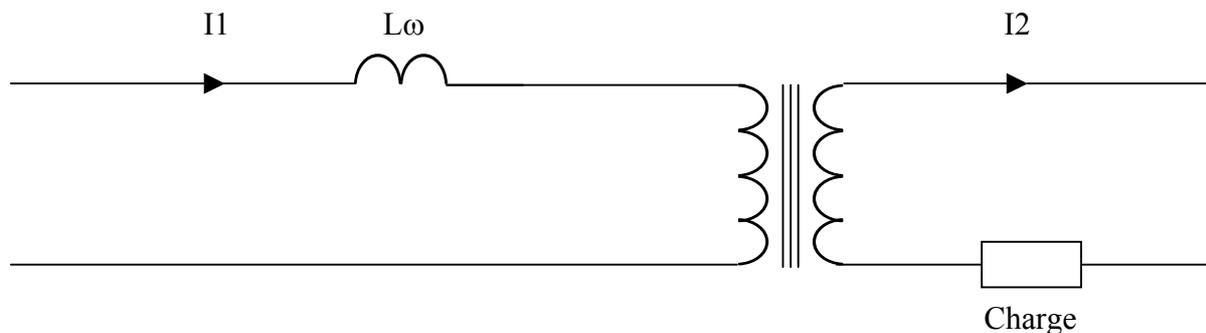
$$R = R_p + (R_s / n^2)$$

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

En négligeant R et R_f , le schéma devient:

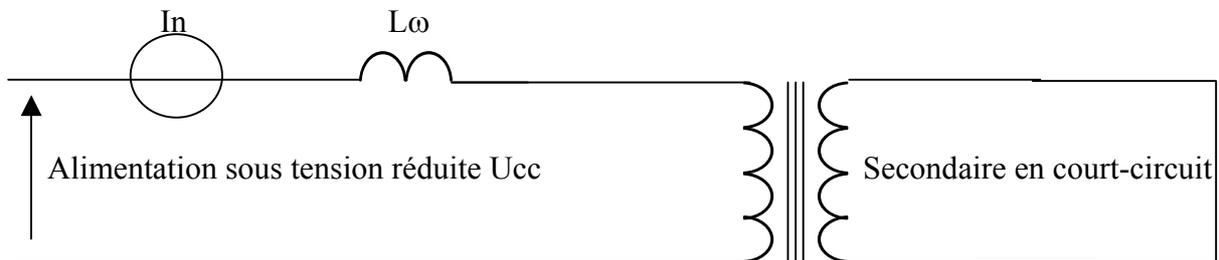


Lorsque le transformateur n'est pas saturé I_μ est très faible de quelques % et peut donc être négligé, le schéma très simplifié devient alors:



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

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

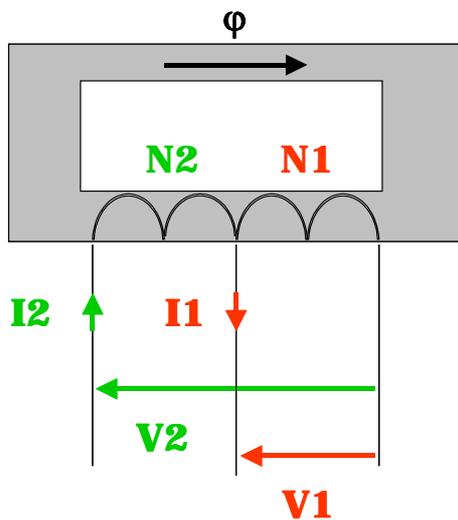
Pour un résultat de Z_{tr} en Ω , U_n doit être exprimé en kV et S_n en MVA.

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).

3 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:

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

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

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

4 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).

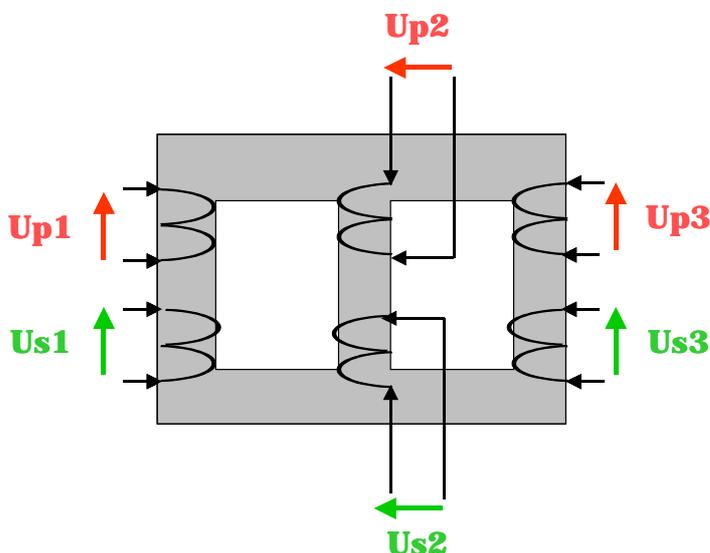
4.1 Différents types de transformateurs triphasés

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):



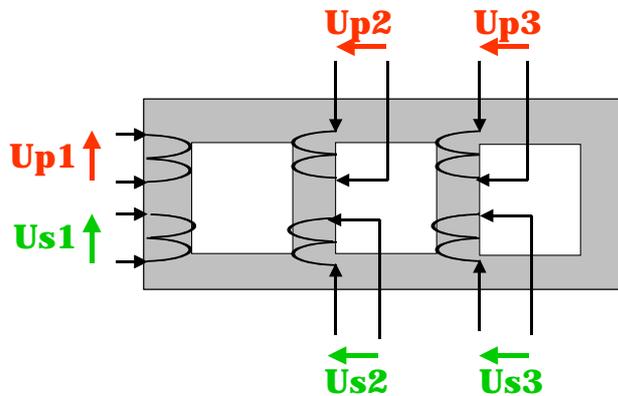
Ce type est dit à «flux forcé»:

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):



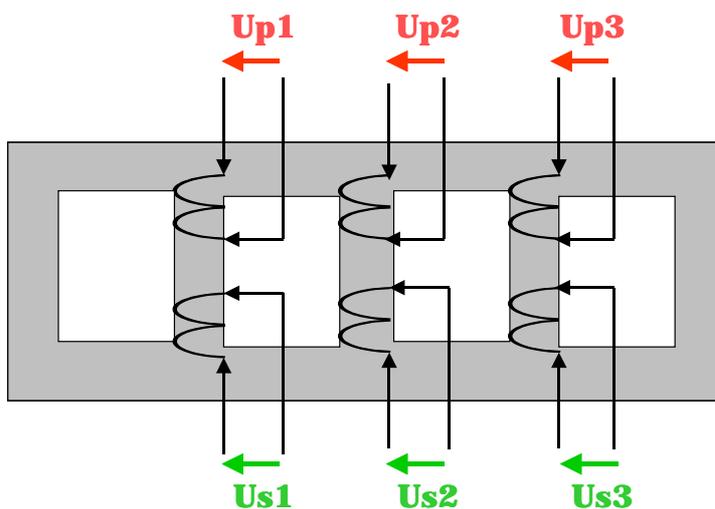
Ce type est dit à «flux libre»:

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).

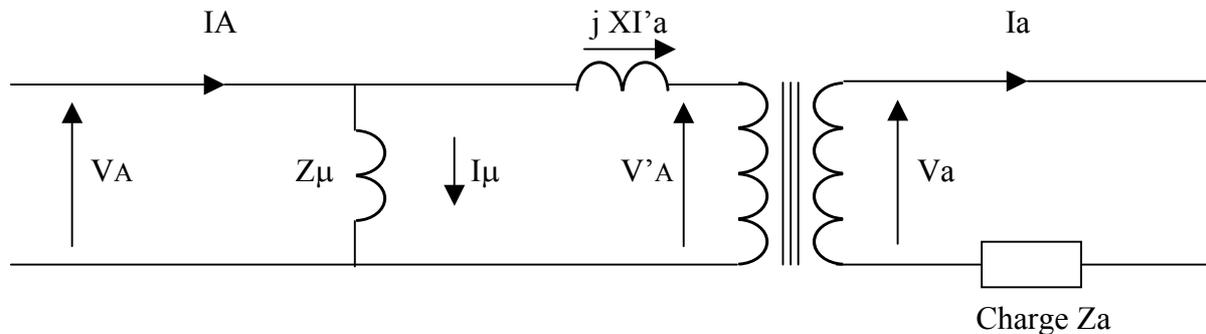
d) Transformateur triphasé à 5 colonnes (5 noyaux):

Principe identique à 4 colonnes



4.2 Méthode d'étude des transformateurs triphasés:

4.2.1 Schéma monophasé équivalent:



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

4.2.2 Méthode de Boucherot:

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

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

Nota:

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

4.2.3 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_o mono).

$$R_f = V_1^2 / P_o$$

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

$$Q_o = \sqrt{(V_1 I_1)^2 - P_o^2}$$

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} .

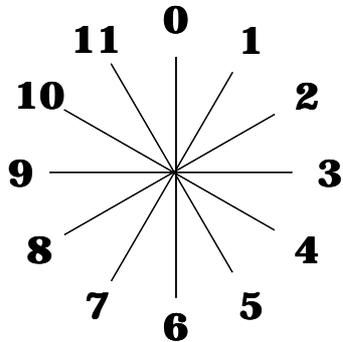
L'impédance homopolaire d'un transformateur Z_{otr} fait intervenir U_{cc} , le couplage du transformateur, le type de transformateur (nombre de colonnes permettant le retour du flux résiduel), les possibilités de rebouclage des défauts à la terre (voir chapitre dans généralités).

Nota:

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

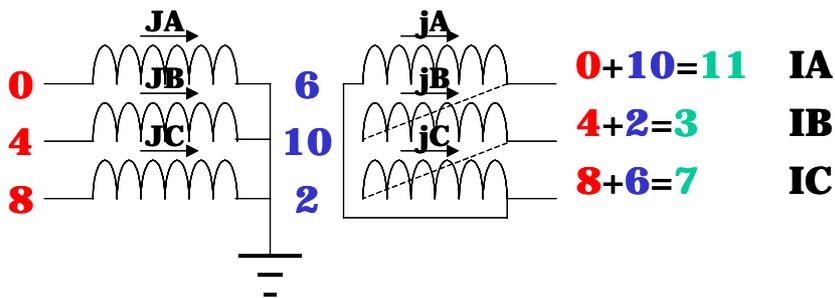
4.3 Le couplage des transformateurs triphasés:

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



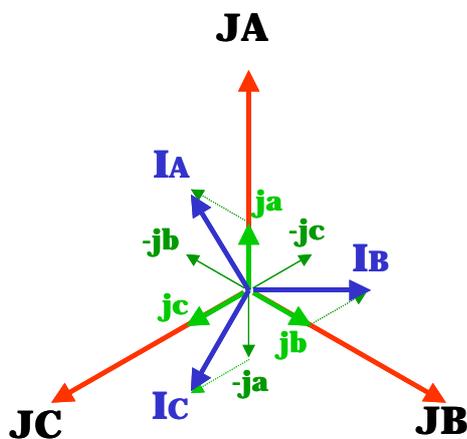
➤ Exemple:

Couplage Yd11



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

Composition vectorielle des courants



❖ 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.

4.4 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:

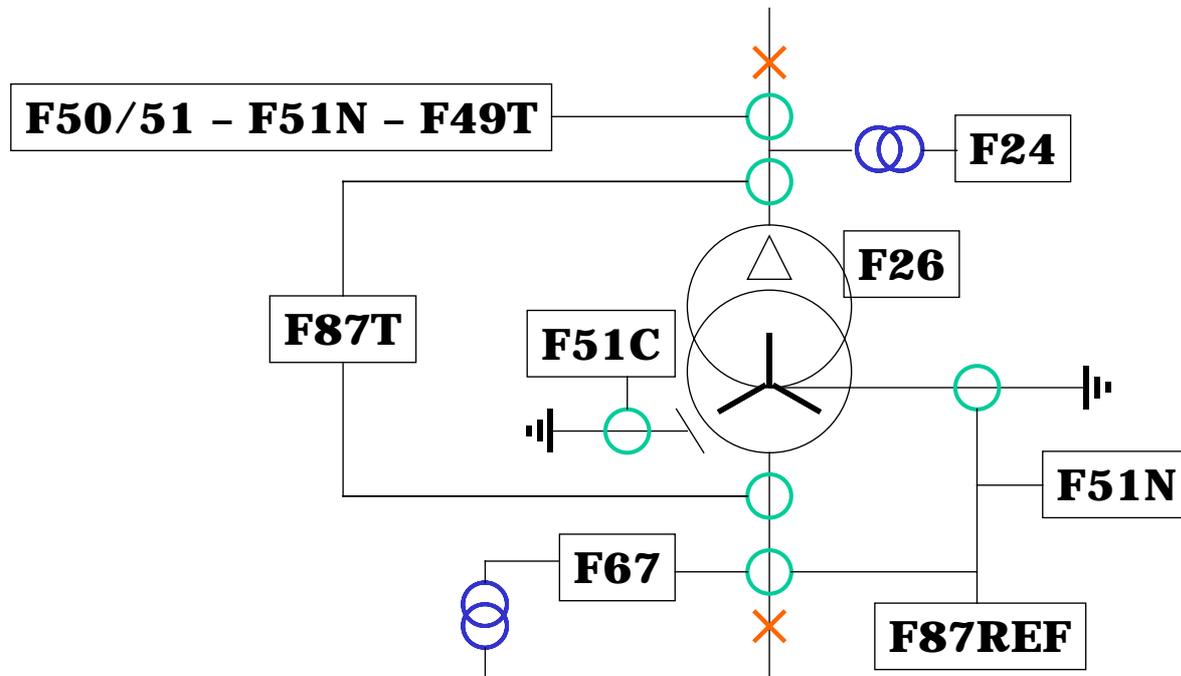
$$i(0.05s) = 20 \times e^{-0.05/0.23} = 16.09 I_n$$

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}).

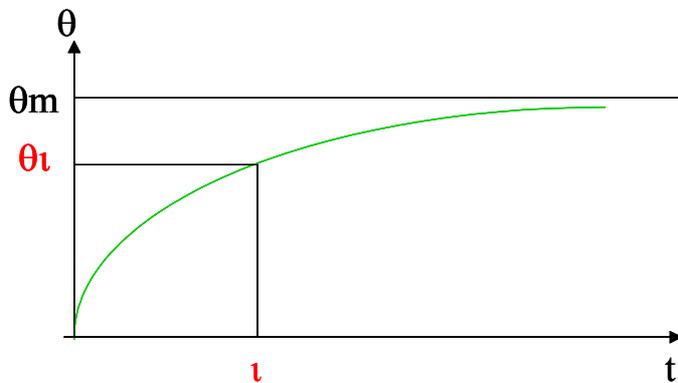
5 PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :

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.



5.1 Protection de surcharge (F49T - 260):

5.1.1 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).

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

$$\theta_t = 0.632 \theta_m$$

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

5.1.2 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.

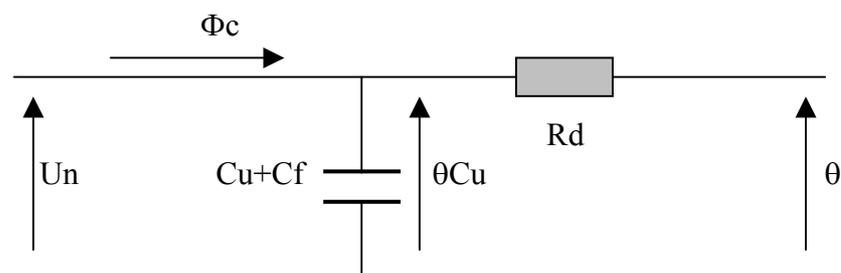
De même une solution simplifiée par une mesure ampèremétrique à 2 seuils associés à 2 temporisations ne tient compte ni de l'état thermique précédent ni de la température ambiante.

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.



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.

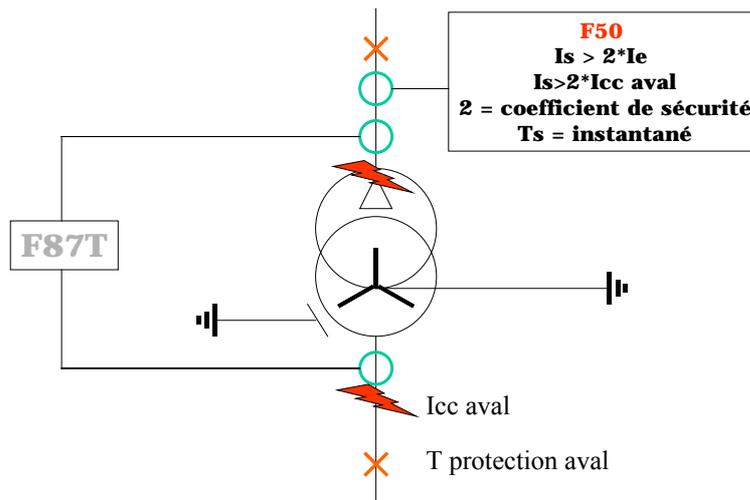
ACTION: A DEFINIR PAR L'EXPLOITANT (ainsi que le coefficient de sécurité avec minimum de 5%).

5.2 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.

5.2.1 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:

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

Impédance directe du transformateur:

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



Impédance directe totale :

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

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

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

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

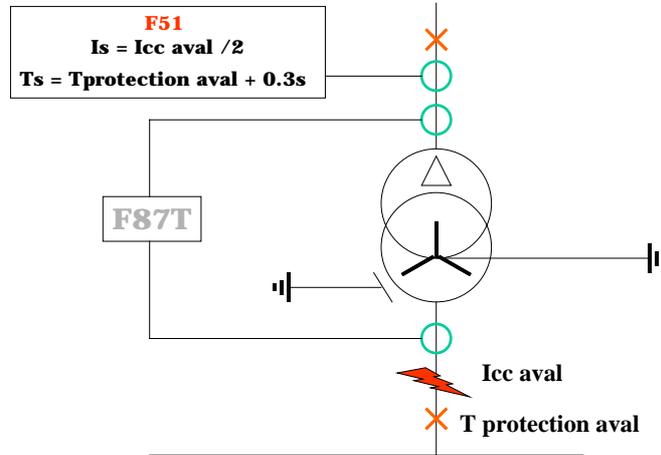
Avec un coefficient de sécurité de 1.5

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

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.

5.2.2 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 $I_{cc} = 344 / 28.87 = 11.9 I_n$

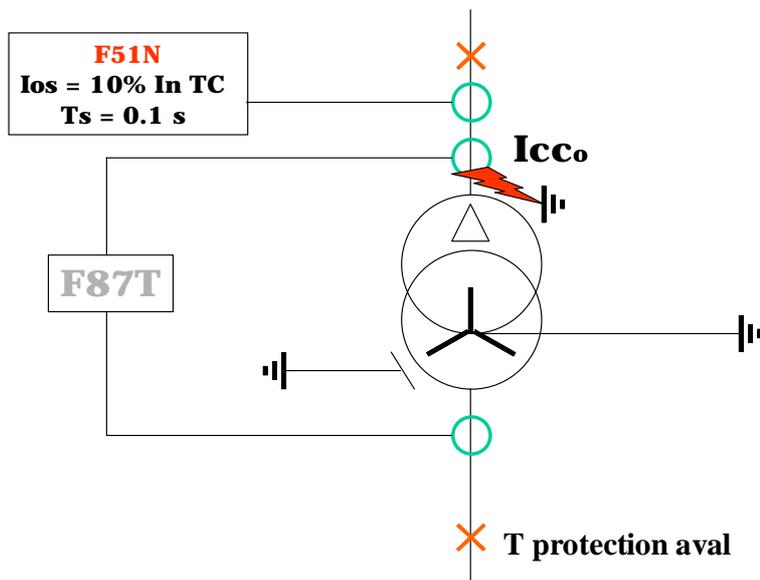
Réglage du seuil de court-circuit: $I_r = 11.9 \times 0.5 = 6 I_n$

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

Nota :

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

5.2.3 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 :

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

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

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



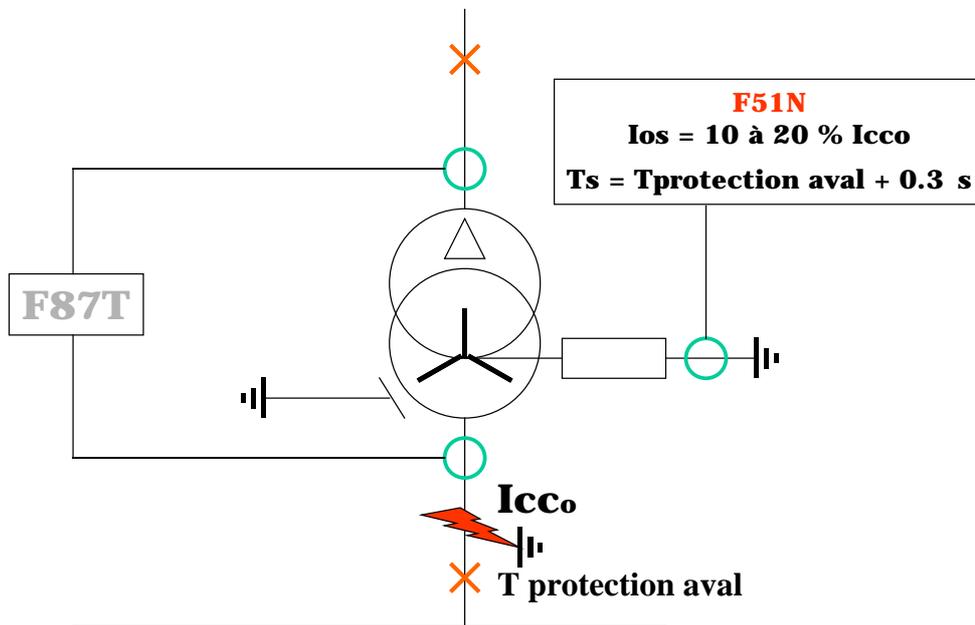
Courant de court-circuit I_t à la terre secondaire (valeur 20 kV) = $(20 \times \sqrt{3}) / (3 \times 32.4) = 356 \text{ A}$.

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.

5.2.4 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).

5.3 Protection différentielle (F87T) :

5.3.1 Principe :

Cette protection compare les courants entrants et sortants du transformateur.

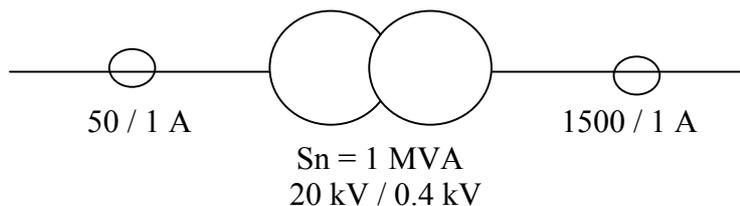
La somme, en absence de défaut, est nulle (sommation de 2 ou 3 entrées si 2 ou 3 enroulements).

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:

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

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

En 0.4 kV:

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

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

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

Pour cela le courant d'entrée i_{npr} sera majoré par $1 / 0.577 = 1.73$ et i_{nsr} 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).

5.3.2 Caractéristique de déclenchement :

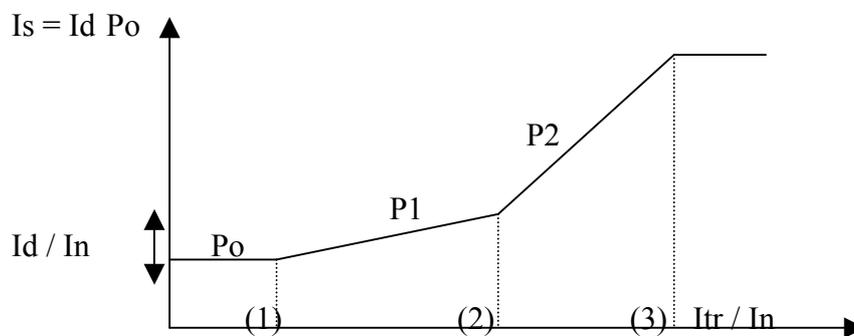
Pour supprimer les risques de déclenchements intempestifs dûs à la saturation éventuelle des TC d'un seul côté, sur défaut traversant, la caractéristique devra être à pourcentage:

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 $I_{tr} = (I_{ptr} + I_{str}) / 2$



Valeurs de réglages conseillées:

I_d / I_n sans régleur en charge = 20%

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

(1) I_{tr} / I_n de 0 à 0.5, Pente $P = 0$

(même seuil ampèremétrique changement de pente à $I_{tr}/I_n = 0.5$).

(2) I_{tr} / I_n de 0.5 à 2.5, Pente $P = 20\%$

(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 2.5$).

(3) I_{tr} / I_n de 2.5 à 12, Pente $P = 50\%$

(seuil ampèremétrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 12$).

$I_{tr}/I_n > 12$, 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.

$$(1) (I_s/I_n) = (I_d/I_n)$$

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

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

5.3.3 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 I_d 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 I_d).

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.

5.3.4 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:

* $1.5 I_{e \max}$ (1.5 fois la valeur de première crête).

* $1.5 I_{cc \text{ secondaire}}$ (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.).

5.4 Protection différentielle homopolaire (F87REF) :

5.4.1 Principe :

Les TC sur les phases sont en montage sommateur :

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

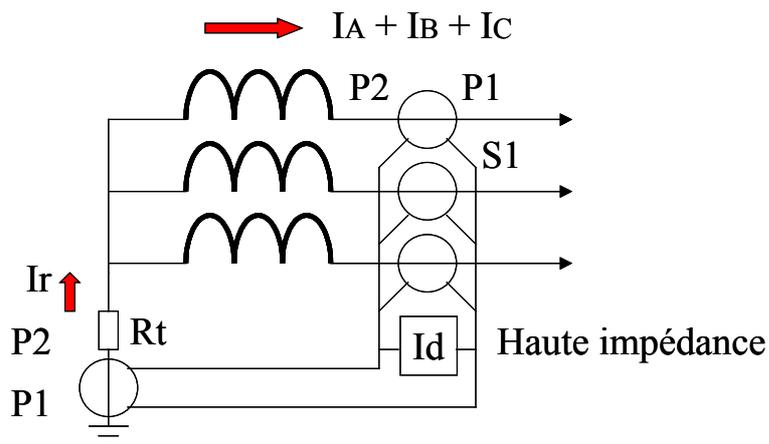
que l'on compare à $I_r \text{ NEUTRE} = 3 I_o$

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).



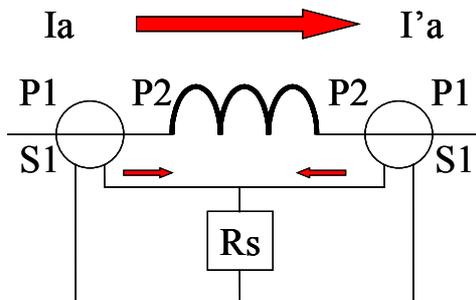
On utilise une protection différentielle à haute impédance par insertion d'une résistance de stabilisation.

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

5.4.2 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.

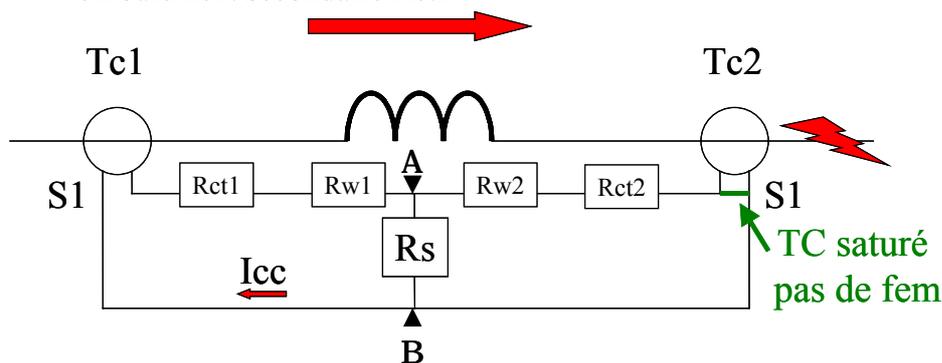
L'ordre de grandeur de R_s est:

$R_s = 50 \Omega$ 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.

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 $I_n = 1 \text{ A}$

* 50 Ω pour $I_n = 5 \text{ A}$

ACTION: ARRÊT D'URGENCE (A.U.).

5.5 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 U_n).

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

Avec les références ci-dessus le rapport E / F est égal à U_n / F_n 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 $U_n \pm 10\%$ et $F_n \pm 5\%$, cela signifie que la surexcitation permanente admissible, avec ces valeurs, est de:

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

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

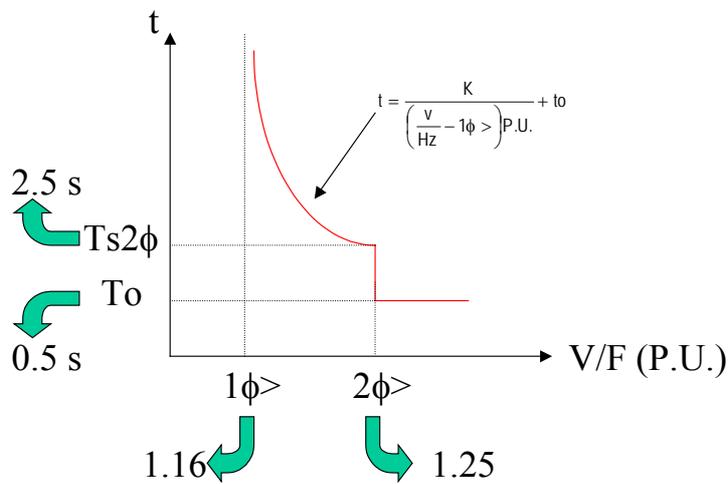
* β = induction nominale de 1.4 à 1.9 T (tôles au silicium, pour les grandeurs nominales U_n et

F_n).

* 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.

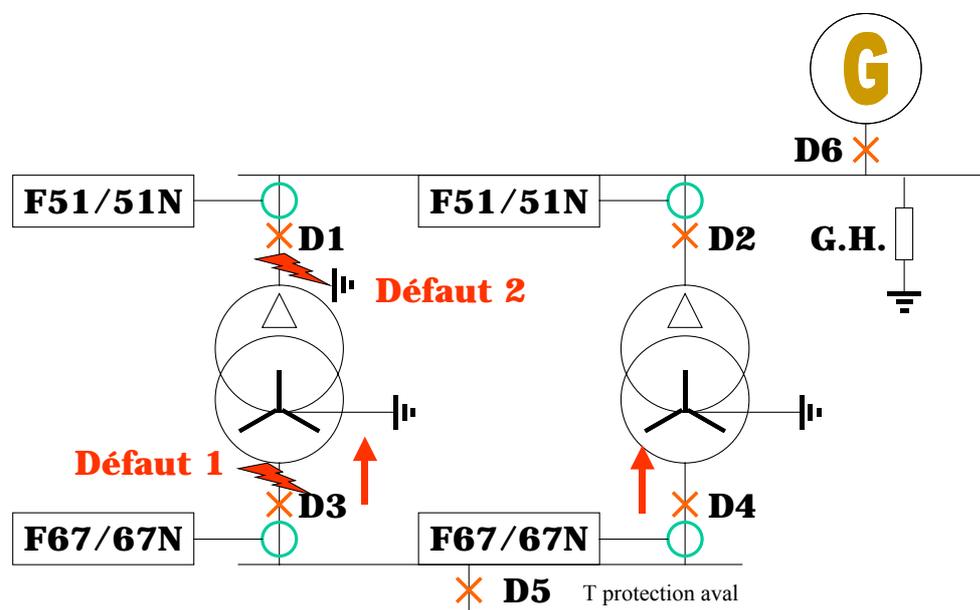
5.6 Protection directionnelle en cas de fonctionnement en parallèle de transformateur (F67-67N) :

5.6.1 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.

5.6.1.1 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.

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.

5.6.1.2 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.

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.

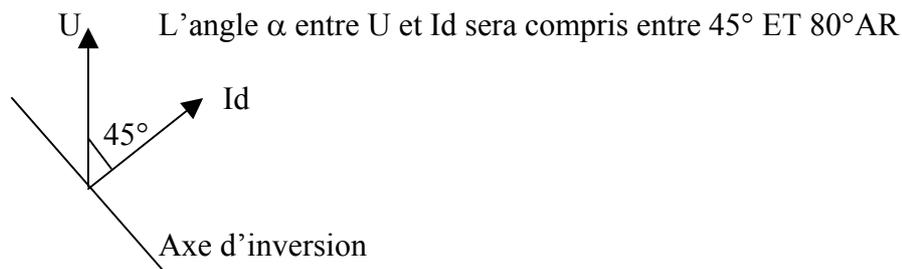
❖ **Conclusion :**

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

5.6.2 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»))

5.6.2.1 Défaut entre phases (F67) :



5.6.2.2 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).

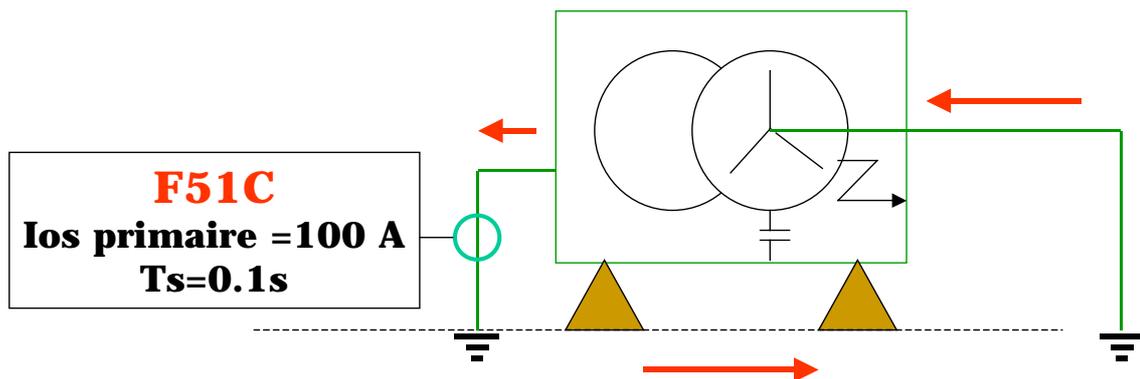
ACTION: ARRET URGENCE.

5.7 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.

6 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).

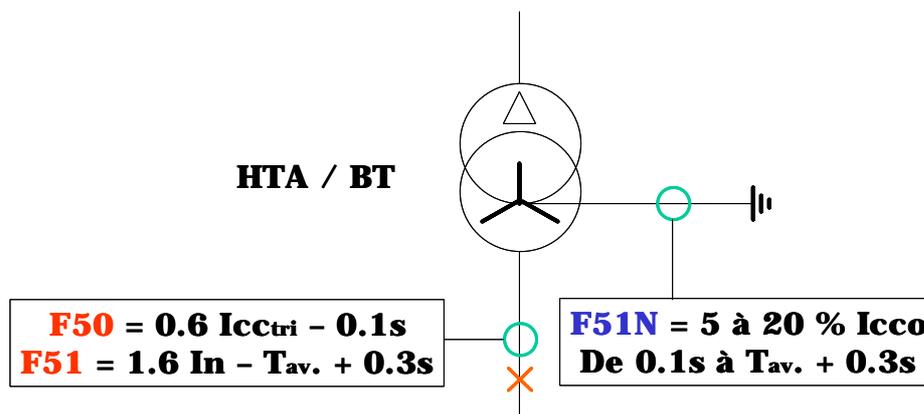
Un jeu de barres BT peut être alimenté par un seul transformateur HTA/BT ou par plusieurs transformateurs HTA/BT débitant en parallèle.

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 :

6.1 Transformateur unique alimentant le jeu de barres BT :

6.1.1 Neutre mis directement à la terre :



La protection BT du transformateur comprendra les fonctions suivantes :

a) Détection de court-circuit (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 $0.6 I_{cc \text{ tri}}$ 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 $1.6 I_n$ 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 % 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.

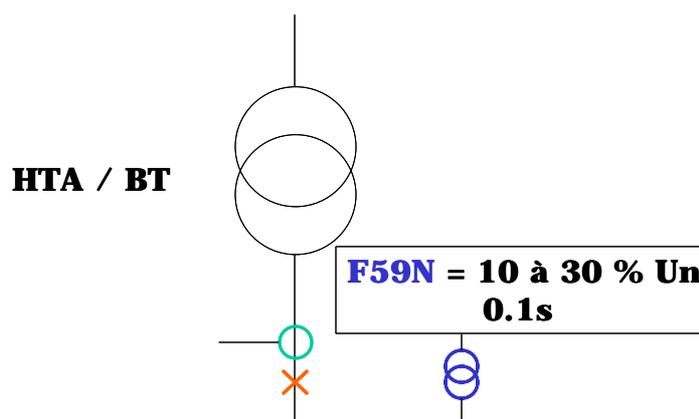
Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à celle du niveau immédiatement en aval + 0.3 s (avec un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension).

6.1.2 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 :

6.1.2.1 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).

6.1.2.2 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

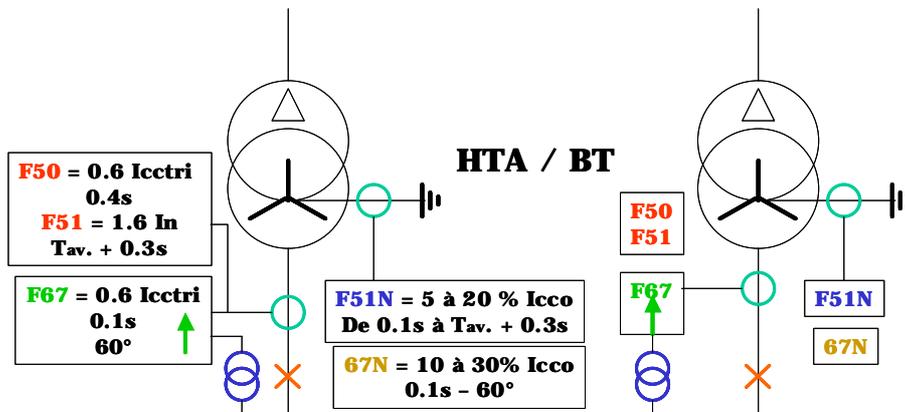
6.2 Plusieurs transformateurs en parallèles alimentant le jeu de barres BT :

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.

6.2.1 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) :

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).

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).

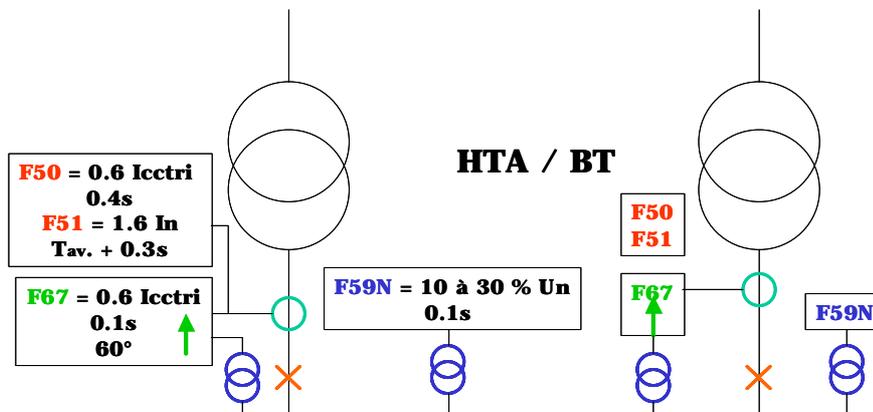
Une temporisation sera associée à la mesure de courant résiduel (défaut terre) correspondant à un minimum de 0.1 s pour s'affranchir du courant pseudo-différentiel qui peut apparaître à la mise sous tension.

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).

6.2.2 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 :

6.2.2.1 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).

6.2.2.2 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 $I_n \text{ TC}$, 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.

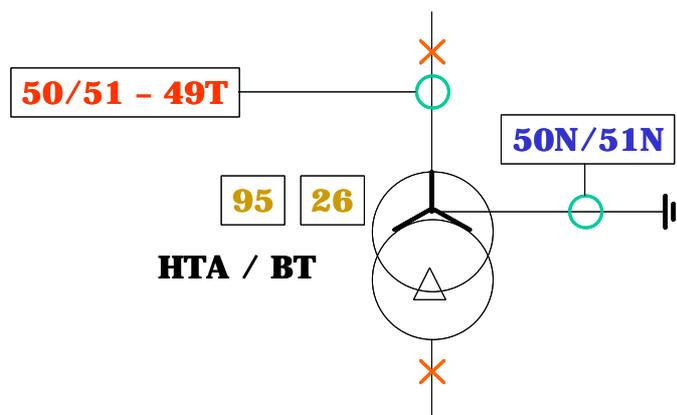
Le primaire HTA peut être isolé (mise à la terre commune au niveau HTA) ou mise à la terre par le neutre côté HTA du transformateur HTA/BT.

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).

6.2.2.3 Neutre de l'enroulement primaire HTA à la terre :



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 Sn > 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 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 :

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.

6.2.2.4 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.

7 REGULATEUR :

7.1 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 $U_s = 20 + (3 \times 2\%) = 21.2 \text{ kV}$

7.2 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 voltométrique» 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.

7.3 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.

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.

7.4 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 (Ub) :

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).

➤ **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 $tp>$) :

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 to (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.

- E -
**LES MOTEURS
ELECTRIQUES**



SOMMAIRE

1	INTRODUCTION :	7
2	CLASSEMENT DES MOTEURS:	8
3	FLUX TOURNANT TRIPHASE :	9
3.1	Application au moteur asynchrone :	11
3.2	Application au moteur synchrone :	12
4	TECHNOLOGIE DES MOTEURS :	13
4.1	Moteurs asynchrones :	13
4.2	Moteurs synchrones :	14
4.3	Utilisation des moteurs :	14
5	LES DEMARRAGES :	16
6	LES GRANDEURS ELECTRIQUES ASSOCIEES AUX MOTEURS :	20
6.1	Moteur au démarrage :	20
6.1.1	Mise sous tension :	22
6.1.2	Anomalies à la mise sous tension :	24
6.2	Moteur en fonctionnement :	25
6.2.1	L'échauffement.....	25
6.2.1.1	Définition des constantes thermiques :	29
6.2.1.2	Echauffement (du rotor) dû à la composante inverse :	33
6.3	Flux rémanent des moteurs asynchrones.....	36
6.4	Utilisation des moteurs :	38
7	COMPORTEMENT DU MOTEUR EN PRESENCE D'UN DEFAUT :	39
7.1	Cas du moteur asynchrone :	39
7.2	Cas du moteur synchrone :	40
7.3	Calcul des courants de défaut.....	41
7.4	Calcul de la chute de tension au démarrage et à la réaccélération :	44
8	PROTECTION DES MOTEURS :	47
8.1	Protection contre les surcharges thermiques :	48
8.1.1	Protection par mesure directe de température (F23) :	48
8.1.2	Protection par image thermique (F49) :	49
8.2	Protection les déséquilibres de courant (F46) les coupures de phase / inversion de phases (F47).....	52
8.3	Protection contre un court-circuit entre phases (F50/51) :	53
8.4	Protection contre des défauts phase-terre (F50N/51N, F64, F67N) :	54
8.4.1	Neutre direct à la terre :	54
8.4.2	Neutre à la terre par une impédance :	55
8.4.3	Neutre isolé :	56
8.5	Protection contre un démarrage trop long ou un rotor bloqué :	58
8.5.1	Démarrage trop long (F48):.....	58
8.5.2	Rotor bloqué (F51LR):.....	59
8.6	Protection contre les démarrages trop fréquents (F66) :	62
8.7	Protection contre le désamorçage des pompes (F37) :	62



8.8	Protections complémentaires pour les moteurs de forte puissance :	63
8.8.1	Protection à minimum de tension (F27-1) :	63
8.8.2	Protection de tension rémanente (F27-2) :	63
8.8.3	Protection à minimum de tension directe (F27d) :	63
8.8.4	Protection à maximum de tension(F59/F59d) :	64
8.8.5	Protection à minimum de fréquence (F81U) :	64
8.8.6	Protection à maximum de fréquence (F81U) :	64
8.9	Protections spécifiques au moteur synchrone :	65
8.9.1	Protection contre les pertes de synchronisme (F78) :	65
8.9.2	Protection contre la perte d'excitation (F40) :	65
8.9.3	Protection contre un fonctionnement en alternateur (F32) :	66
8.9.4	Protection contre la mise à la masse du rotor (F64R) :	67
8.9.5	Protection contre $\cos \varphi$ incorrect (F55) :	67
8.10	Problèmes liés aux permutations de source (réseau avec des moteurs)	67

1 INTRODUCTION :

Pour effectuer les différentes fonctions de protection il est nécessaire de disposer d'un maximum d'informations sur les caractéristiques du moteur.

Celles-ci peuvent être connues auprès du Constructeur de moteurs ou à défaut par la lecture des plaques signalétiques. Les renseignements, dans ce dernier cas sont obligatoirement fragmentaires.

❖ Les données Constructeur :

- * Puissance nominale du moteur.
- * Tension d'utilisation.
- * Type de Service.
- * Classe de l'isolant.
- * Surcharge permanente admissible.
- * Courant nominal.
- * Cos φ nominal.
- * Rendement η nominal.
- * Courant de démarrage.
- * Temps de démarrage.
- * Temps où le rotor peut rester bloqué.
- * Nombre de démarrages autorisés à froid.
- * Dans un temps de référence à froid.
- * Temps d'attente entre deux démarrages consécutifs à froid.
- * Nombre de démarrages autorisés à chaud.
- * Dans un temps de référence à chaud.
- * Temps d'attente entre deux démarrages consécutifs à chaud.
- * Constante de temps thermique à l'échauffement.
- * Constante de temps thermique au refroidissement.
- * Courant inverse permanent admissible.
- * Courant inverse temporaire admissible pendant un temps de référence.
- * Cas des pompes : courant et cosinus φ à vide, courant minimal d'utilisation.
- * Pour les calculs d'apport de courant de défaut voir chap.6.

❖ Les données Fournisseur d'énergie sur l'alimentation :

- * Puissance de court-circuit maximum entre phases du réseau.
- * Puissance de court-circuit minimum entre phases du réseau.
- * Puissance de court-circuit maximum phase-terre du réseau.
- * Puissance de court-circuit minimum phase-terre du réseau.
- * Taux de déséquilibre (en tension) maximum garanti.

❖ Les données des plaques signalétiques :

a) Plaque signalétique du moteur :

- * Tension nominale d'utilisation.
- * Soit la puissance active «électrique» exprimée en watt avec indication du $\cos \varphi$, du rendement η et éventuellement du courant de démarrage.
- * Soit la puissance «mécanique» exprimée en CV avec indication du $\cos \varphi$, du rendement η et éventuellement du courant de démarrage.
- * Soit la totalité des renseignements ci-dessus.

b) Plaque signalétique des transformateurs de courant:

Rapport de transformation : I_{np} / I_{ns}

➤ Exemple 1:

60 / 5 A ce qui signifie que :

- le courant nominal primaire(I_{np}) du transformateur de courant est de 60 A,
- le courant nominal secondaire(I_{ns}) du transformateur de courant est de 5 A.

Puissance et Classe de Précision

➤ Exemple 2:

15 VA classe 5 P 20 ce qui signifie que :

- l'erreur composée (angle + rapport) de précision sera de 5% à 20 fois le courant nominal (soit $5 \cdot 20 = 100$ A) sur une charge de 15 VA (soit une résistance équivalente de $15/5^2 = 0.6 \Omega$).

2 CLASSEMENT DES MOTEURS:

Ne seront évoqués ci-après que les moteurs alimentés par du courant alternatif triphasé (principalement à Service Continu), sont donc exclus les moteurs à courant continu ou à alimentation par courant alternatif monophasé.

Les moteurs sont classés par :

- * Niveau de tension (donc puissance).
 - * Principe de moteur (asynchrone & synchrone).
- BT: $U < 400$ V, S_n théorique < 132 kW, S_n pratique < 150 kW ou 200 CV = moteur asynchrone.

MT: $400\text{ V} < U < 20\text{ kV}$ (en pratique de 2 à 6.6 kV)
 $100\text{ kW} < S_n \text{ théorique} < 2\text{ MW}$ ou 2700 CV,
Sn pratique maximum $< 3.5\text{ MW}$
ou 4700 CV = moteur asynchrone.

MT: $400\text{ V} < U < 20\text{ kV}$ (en pratique de 2 à 6.6 kV)
Sn théorique $> 2\text{ MW}$ ou 2700 CV,
Sn pratique minimum $> 1.5\text{ MW}$ ou 2000 CV = moteur synchrone.

Nota:

Il y a recouvrement entre les puissances, car d'autres considérations sont à prendre en compte :

➤ **Exemple :**

- on dispose au point d'alimentation de MT.
- nécessité de compenser l'énergie réactive.
- groupe convertisseur.

Conclusion :

$2\text{ MW} > S_n$ = moteur asynchrone (BT ou MT suivant puissance)
= coût réduit d'achat
= rendement de 0.8 à 0.9

$S_n > 2\text{ MW}$ = moteur synchrone (MT)
= plus onéreux à l'achat
= rendement de 0.95

3 FLUX TOURNANT TRIPHASE :

- Réalisé avec 3 inductions sinusoïdales triphasées dans le même plan dont les directions sont fixes dans l'espace et décalées de 120° .

- Les expressions algébriques sont :

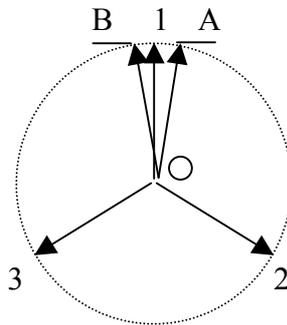
$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

Au même instant, chaque vecteur induction est représenté par les graphiques ci-dessous :

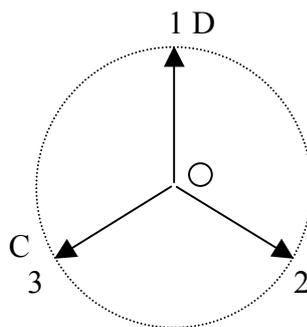
b1 à l'instant $t = \pi/2\omega$



$$b1 = B_m \sin \omega t = B_m \sin \pi/2 = B_m$$

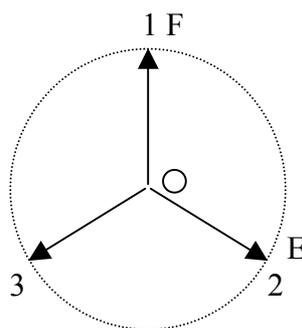
On peut remplacer b1 par 2 vecteurs circulaires OB et OA d'amplitude $B_m/2$ (vecteurs en phase à l'instant $t = \pi/2\omega$) et de vitesse angulaire ω .

b2 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



On peut remplacer b2 par 2 vecteurs circulaires OD et OC d'amplitude $B_m/2$

b3 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



On peut remplacer b3 par 2 vecteurs circulaires OF et OE d'amplitude $B_m/2$

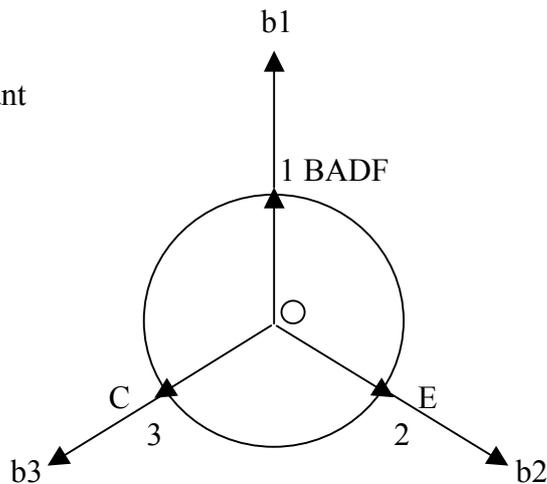
Les 3 inductions au même instant

$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

b_1, b_2, b_3 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



Conclusion :

- Les 3 inductions circulaires OB, OC, OE s'annulent.
- Les 3 inductions circulaires OA, OD, OF coïncident, leur somme est égale à $3/2 B_m$.
- Même résultat quel que soit l'instant d'observation.
- La somme en un point suivant trois directions décalées de 120° de 3 inductions sinusoïdales triphasées est une induction circulaire tournante.

Pour les moteurs 2 types de machines sont utilisés:

3.1 Application au moteur asynchrone :

Le moteur asynchrone est un moteur dont le rotor tourne à une vitesse différente du champ statorique, celle-ci est fonction de la charge mécanique résistante opposée au couple moteur. Le rotor d'un moteur asynchrone est soit un bobinage fermé sur lui-même (sauf au démarrage où pour certains types de démarrage, il peut être refermé sur une résistance) soit des barres de cuivre réparties axialement sur la périphérie du rotor et réunies en parallèles par deux couronnes circulaires frontales (moteurs dits «à cage d'écureuil»).

Le principe de fonctionnement est le suivant :

Au démarrage, le moteur se comporte comme un transformateur triphasé et des courants prennent naissance dans l'induit rotorique fermé sur lui-même. Ces courants se repoussent (loi de Laplace) et le rotor se met à tourner. Au fur et à mesure que le rotor accélère, la vitesse relative avec le champ statorique inducteur diminue, la fréquence et l'amplitude des courants induits diminuent, ce qui a pour effet de diminuer le couple moteur.

Le moteur même à vide, ne peut jamais atteindre la vitesse de synchronisme pour laquelle le couple moteur parfaitement nul ne pourrait compenser les pertes mécaniques.

Pour un couple résistant donné, un équilibre s'établit, à une vitesse inférieure à la vitesse de synchronisme, entre les couples moteurs et résistants.

Le glissement gl (en %) est :

$$gl = \frac{V_{synchronisme} - V_{moteur}}{V_{synchronisme}} * 100$$

Quand la charge mécanique résistante, appliquée au rotor, augmente, le couple moteur augmente en même temps jusqu'à un maximum au-delà duquel le moteur «décroche» et s'arrête.

Ce point de décrochage est situé entre 5 et 10% de gl .

3.2 Application au moteur synchrone :

Le stator d'un moteur synchrone, parcouru par des courants déphasés les uns par rapport aux autres, crée un champ magnétique tournant (comme pour le moteur asynchrone).

Le champ inducteur créé (par le stator) tourne à la vitesse de synchronisme ω . Pour que le rotor tourne à la même vitesse que le champ inducteur, le rotor doit créer un champ magnétique «entraîné» par le champ statorique. Ce champ rotorique est créé par un courant continu dit courant d'excitation.

Le rotor d'un moteur synchrone tourne en synchronisme rigoureux avec le champ produit par le stator. Les variations du couple résistant n'ayant pour effet qu'une oscillation pendulaire du rotor autour de la position d'équilibre si la puissance du moteur tolère une augmentation importante de puissance, soit si le moteur ne peut la tolérer une perte de synchronisme («décrochage»).

Les oscillations pendulaires sont réduites par le montage d'amortisseurs (de «Leblanc»).

4 TECHNOLOGIE DES MOTEURS :

Les moteurs comprennent 2 parties :

* le stator qui comprend :

- le circuit magnétique qui canalise le champ magnétique, il est réalisé en tôles feuilletées, isolées entre elles.
- la carcasse dont le rôle est purement mécanique.
- le bobinage triphasé.

* le rotor qui tourne à la même vitesse que le champ statorique (cas du moteur synchrone) ou moins vite (cas du moteur asynchrone) comprend :

- le circuit magnétique qui doit être en tôles feuilletées, isolées entre elles, dans le cas du moteur asynchrone (à cause des courants de Foucault induits par la différence de vitesse rotor/stator), et massif dans le cas du moteur synchrone).
- l'enroulement rotorique qui est relié au courant d'excitation (cas du moteur synchrone), il peut n'être relié à aucune source extérieure et fermé sur lui-même (cas du moteur asynchrone).

Il existe 2 types de rotor :

* Rotor à cage d'écureuil dont la partie magnétique est réalisée par l'assemblage de tôles circulaires isolées.

Le bobinage est constitué par des barres en aluminium court-circuitées par 2 couronnes.

* Rotor bobiné à enroulements triphasés en étoile qui en marche normale sont court-circuités.

Ces enroulements peuvent être reliés à des bagues frottant sur 3 balais de manière à pouvoir insérer des résistances au démarrage (démarrage «rotorique»).

4.1 Moteurs asynchrones :

Pour les moteurs asynchrones, il existe deux types de rotor : à «cage d'écureuil» ou bobiné.

a) Le rotor à simple cage :

Il est caractérisé par :

- * Variation de vitesse faible = 2%.
- * Couple de démarrage = 0.5 à 0.9*couple nominal.
- * Couple maximum = 3.5*couple nominal.
- * Courant de démarrage Idém = 4 à 6*courant nominal.
- * Cos φ nominal (charge nominale) = 0.8 à 0.9.
- * Rendement η (charge nominale) = 0.9.

b) Le rotor à double cage (ou encoches profondes) :

Il est caractérisé par :

- * Variation de vitesse faible = 2%.
- * Couple de démarrage = 2*couple nominal.
- * Couple maximum = 2*couple nominal.
- * Courant de démarrage Idém = 5 à 7*courant nominal.
- * Cos ϕ nominal (charge nominale) = 0.8 à 0.9.
- * Rendement η (charge nominale) = 0.9.

c) Le rotor bobiné en court-circuit :

Il est caractérisé par :

- * Variation de vitesse faible = 2%.
- * Couple de démarrage = 2*couple nominal.
- * Couple maximum = 2*couple nominal.
- * Courant de démarrage Idém = dépend du type de démarrage (voir ci-après).
= 3 à 8*courant nominal.
- * Cos ϕ nominal (charge nominale) = 0.8 à 0.9.
- * Rendement η (charge nominale) = 0.9.

4.2 Moteurs synchrones :

Les moteurs synchrones ont un rotor bobiné qui reçoit un courant (continu) d'excitation (généralement à diodes tournantes évitant l'inconvénient des bagues et balais) caractérisés par:

- * Pas de variation de vitesse = synchronisme.
- * Couple de démarrage = 0.5 à 0.9*couple nominal.
- * Couple maximum = 0.5 à 0.9*couple nominal.
- * Courant de démarrage Idém = dépend du type de démarrage(voir ci-après).
= 4.5 à 5.5*courant nominal(en direct).
- * Cos ϕ nominal (charge nominale) = 0.9.
- * Rendement η (charge nominale) = 0.95.

4.3 Utilisation des moteurs :

a) Les moteurs asynchrones à cage :

Ils sont utilisés pour les petites et moyennes puissances :

- * Service continu ou nombre de démarrages réduits.
- * Bien adaptés aux atmosphères explosives.
- * Pour l'entraînement des machines à couple résistant parabolique :
 - * pompes centrifugeuses.
 - * compresseurs.

- * machines-outils.
- * ventilateurs.
- * groupes convertisseurs.
- * génératrices asynchrones.

b) Les moteurs asynchrones à rotor bobiné :

Ils sont utilisés pour les puissances moyennes et fortes :

- * Démarrage de forte inertie.
- * Ventilateurs à grande inertie.
- * Démarrages très fréquents.
- * Engins de levage (ex : 120 démarrages/heure).
- * Couple de décollage élevé.
- * Broyeurs.
- * Malaxeurs.
- * Transporteurs.
- * Génératrices asynchrones.

c) Les moteurs synchrones :

Ils sont utilisés pour les fortes puissances :

- * Nécessité d'une vitesse constante.
- * Compensateurs synchrones : surexcités, ils fournissent de l'énergie réactive au réseau.
- * Grosses unités à vitesse lente (où le rendement est supérieur à celui des moteurs asynchrones).
- * Ventilateurs d'agglomération.
- * Compresseurs.
- * Soufflantes de hauts fourneaux.
- * Génératrices synchrones.

Nota:

Il est fait référence à une notion de petites, moyennes et fortes puissances, ceci est obligatoirement subjectif et les limites de chacune forcément imprécises.

Cette notion de par son imprécision devra être traitée comme telle.

On peut considérer qu'un moteur de 100 kW est de petite puissance, qu'un moteur de 400 kW est de puissance moyenne et qu'un moteur de 1 MW est de forte puissance, pour les valeurs intermédiaires différentes interprétations sont possibles.

5 LES DEMARRAGES :

a) Démarrage direct :

❖ **Avantage :**

Solution simple.

❖ **Inconvénient :**

Fort courant d'appel donc réservé aux moteurs de «faibles» puissances (Idém de l'ordre de 7 In avec un temps T_{dém} de 1 à 20 s suivant le couple moteur, le couple résistant, l'inertie).

b) Démarrage indirect (< 500 kW) :

Principe:

Le moteur est démarré sous tension réduite (tension simple soit $1/\sqrt{3} U_n$) puis après prise de vitesse, est alimenté par la tension normale (tension composée U_n), avec éventuellement phase intermédiaire par résistances dans le triangle qui seront court-circuitées.

❖ **Avantages:**

Limite le courant d'appel au démarrage à 0.577 Idém.
Applicable à tous les types de moteurs.

❖ **Inconvénients:**

Limite le couple moteur à

$$\frac{C'd}{Cd} = \left(\frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2$$

Nécessité que les bobinages soient sortis sur 6 bornes.
Nécessité que le couplage de fonctionnement soit triangle.
Nécessite un organe de commutation de couplage étoile-triangle.

c) Démarrage à intensité contrôlée :

Par réactances statoriques :

Pour les machines qui doivent démarrer à vide (couple faible pendant le lancement : compresseur, pompe centrifuge, groupe convertisseur).

❖ **Avantage:**

Ne consomme pas d'énergie active.

❖ **Inconvénient:**

Limite le couple moteur à

$$\frac{C'd}{Cd} = \left(\frac{Ic}{In} \right)$$

Nécessite des dispositifs de puissance (impédances et éléments de court-circuit).

Par résistances statoriques :

Solution limitée à la BT car problème de calories à évacuer.

❖ **Avantage:**

Solution relativement simple.

❖ **Inconvénient:**

Limite le couple moteur à

$$\frac{C'd}{Cd} = \left(\frac{Ic}{In} \right)$$

Nécessite des dispositifs de puissance (impédances et éléments de court-circuit).

Par autotransformateur :

Principe:

Le stator est alimenté par un auto-transformateur dont le neutre est mis à la terre, après la première phase de démarrage le neutre est isolé (le bobinage primaire se trouve en série avec le stator), après la deuxième phase l'auto-transformateur est court-circuité.

❖ Avantages:

Ne consomme pas d'énergie active.

Permet de concilier la réduction d'appel du courant et la valeur du couple nominal.

❖ Inconvénient:

Limite le couple moteur à : $\frac{C'd}{Cd} = \left(\frac{Ic}{In} \right)$

Nécessite des dispositifs de puissance (impédances et éléments de court-circuit).

Par condensateurs :

Dans le cas des moteurs synchrones pour conserver le couple moteur, la puissance réactive nécessaire au moteur est fournie par les condensateurs.

Solution utilisée dans les cimenteries et les installations de broyage.

d) Démarrage rotorique (moteurs à bagues) :

Quand nécessité de démarrer les moteurs asynchrones en charge.

Principe:

Insertion de résistances dans le point neutre du rotor puis court-circuitage progressif.

❖ Avantages:

Réduction du courant d'appel.

Augmentation du couple moteur.

Adaptation couple moteur - couple résistant.

❖ Inconvénient:

Limite le couple moteur à : $\frac{C'd}{Cd} = \left(\frac{Ic}{In} \right)$

Nécessite des dispositifs de puissance (impédances et éléments de court-circuit).

e) Démarrage par dispositifs électroniques statiques avec variateurs électroniques de vitesse :

- * Action sur tension statorique : gradateur ($S_n < 50$ kW).
- * Action sur courant rotorique : cascade hyposynchrone.
- * Action sur tension et fréquence statorique pour utilisation vitesse lente (0 à 1/3 Vitesse Nominale)
cycloconvertisseur.
- * Action sur tension et fréquence statorique pour vitesse haute (2/3 à Vitesse Nominale) :
redresseur-onduleur autonome.
- * Commutateur de courant - commutateur de tension.
- * Onduleur à modulation de largeur d'impulsions (M.L.I.).
- * Action sur tension et fréquence pour moteurs synchrones :
redresseur-onduleur autopiloté.

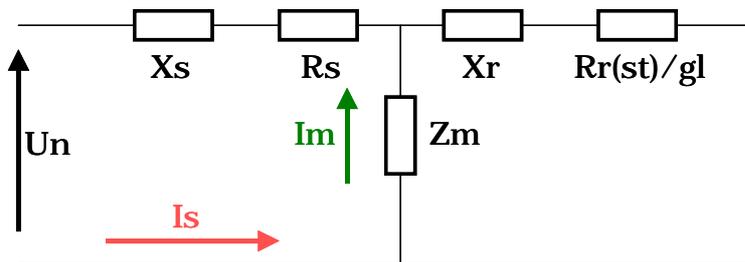
6 LES GRANDEURS ELECTRIQUES ASSOCIEES AUX MOTEURS :

Les impédances symétriques des moteurs sont rarement connues.

L'analyse du fonctionnement en régime perturbé est difficile à réaliser par contre l'analyse au moment privilégié du démarrage (le moteur étant préalablement à l'arrêt) permet une première analyse.

6.1 Moteur au démarrage :

A ce moment privilégié le moteur a une caractéristique de transformateur dont le secondaire est en court-circuit.



Dans laquelle :

U_n = tension nominale d'alimentation.

X_s = réactance du stator.

R_s = résistance du stator.

Z_m = impédance magnétisante.

I_m = courant magnétisant d'excitation.

X_r = réactance du rotor.

$R_r(st)/gl$ = résistance du rotor (valeur ramenée au stator) / glissement.

I_s = courant statorique.

En négligeant Z_m on a :

$$I_s = \frac{U_n}{\sqrt{(X_s + X_r)^2 + (R_s + R_r(st)/gl)^2}}$$

Au démarrage on a :

$$Z_{dém} = Z_i = Z_o$$

où :

$Z_{dém}$ = impédance directe au démarrage.

Z_i = impédance inverse de la machine.

Z_o = impédance homopolaire de la machine.

$$Z_{dém} = \frac{V_n}{I_{dém}}$$

V_n = tension simple d'alimentation de la machine.

$I_{dém}$ = courant de démarrage de la machine.

I_i = $I_{dém}$.

Nota :

Du point de vue système inverse, lorsque la machine est à l'arrêt, la fréquence du rotor est la même que celle du stator (imposée par la fréquence du réseau).

Une fois la machine démarrée, la composante inverse dans le stator engendre dans le rotor un courant de fréquence f_r :

$$f_r = F_n (2 - gl)$$

où :

f_r = fréquence dans le rotor (système inverse).

F_n = fréquence dans le stator (système inverse).

= fréquence du réseau.

$$gl = \text{glissement} = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$$

ω_s = vitesse du champ tournant dans le stator.

ω_r = vitesse du champ tournant dans le rotor.

Lorsque le moteur est arrêté $\omega_r = 0$ (rotor bloqué) d'où $gl = 1$ et $f_r = F_n$.

Lorsque le rotor tourne à sa vitesse nominale (98% de la vitesse de synchronisme pour un moteur asynchrone et 100% de la vitesse de synchronisme pour un moteur synchrone), la composante inverse du courant dans le stator engendre dans le rotor un courant de fréquence 99 Hz (pour un moteur asynchrone) et un courant de fréquence 100 Hz (pour un moteur synchrone) ce qui provoque des pertes importantes par effet Joule.

L'image thermique, qui normalement surveille l'échauffement du stator (le plus vulnérable en fonctionnement «normal») pourra tenir compte du courant inverse «survalorisé» qui est surtout préjudiciable au rotor, il sera appliqué à l'image thermique un courant dit «équivalent» I_e .

$$I_e = \sqrt{I_d^2 + kI_i^2}$$

Dans lequel k est le coefficient de survalorisation, un déséquilibre de tension de 1% avec $k = 8$ (valeur recommandée par la NEMA) sera pris en compte pour un déséquilibre de courant de 8% et l'image thermique corrigée d'autant.

Ce coefficient de survalorisation sera développé plus loin en précisant les différentes formules retenues par les Constructeurs de Protection.

On voit que l'impédance inverse est du même ordre de grandeur que l'impédance directe de démarrage qui est beaucoup plus faible que l'impédance directe nominale (dans le rapport $I_{dém}/I_n$) et qu'une tension inverse de n% apportée par le réseau d'alimentation entraînera un courant inverse de grandeur n%* $I_{dém}/I_n$.

➤ **Exemple:**

Avec n % = 1 % (valeur maximum garantie par E.D.F.) et $I_{dém}/I_n = 5$, le courant inverse dans la machine sera de 5 % de I_n .

Nota:

Les moteurs asynchrones peuvent fonctionner en permanence avec un taux de 2% en composante inverse de tension soit 10% en intensité, lorsque $I_{dém} = 5 I_n$ (un réseau de tension est considéré comme équilibré lorsque $V_i < 2 \%$ et $V_o < 2 \%$).

Les moteurs synchrones comportent généralement des amortisseurs (pour supprimer les oscillations pendulaires au synchronisme).

Ceux-ci s'échauffent en présence de courant inverse.

Ils sont au minimum dimensionnés pour les mêmes valeurs de courant inverse que les moteurs asynchrones, mais dans des cas d'utilisation spécifiques (ex : Gros concasseurs) les amortisseurs peuvent être dimensionnés thermiquement pour supporter un courant inverse égal au courant direct.

6.1.1 Mise sous tension :

Au démarrage du moteur il va se produire un appel de courant de valeur relative $I_{dém}/I_n$. Cette surintensité est provoquée par le comportement du moteur à la mise sous tension. Au démarrage le moteur se comporte comme un transformateur triphasé dont le primaire serait constitué par le stator et le secondaire par le rotor (en court-circuit), au fur et à mesure que le rotor accélère, la vitesse relative avec le champ statorique inducteur diminue, la fréquence et l'amplitude des courants induits diminuent, ce qui a pour effet de diminuer le couple moteur. Lorsqu'il y a équilibre entre le couple moteur et le couple résistant (nominal), le courant dans le stator correspond à I_n .

La durée $T_{dém}$ du démarrage (de l'ordre de 1 à 20 s) dépendra du moment d'inertie de l'ensemble moteur-machine, du couple moteur, du couple résistant :

$$T_{dém}(s) = J * \frac{2\pi}{60} * \int_0^N \frac{dN}{C_m - C_r}$$

où :

J = moment d'inertie (en kg/m²).

N = vitesse de rotation (en t/mn).

C_m = couple moteur (en Nm).

C_r = couple résistant (en Nm).

Pendant ce démarrage il va se produire une chute de tension de la forme :

$$\frac{dU}{U_n} = \frac{S_{dém}}{S_{am} + S_{dém}}$$

Cette formule est valable pour un $dU/U_n < 10\%$ après nécessité de tenir compte des charges passives du réseau.

Mais de toute façon cette formule peut être prise comme ordre de grandeur.

où :

S_{am} = puissance de court-circuit amont du réseau (tenant compte de l'impédance de court-circuit du réseau, des impédances de liaison, de l'impédance des transformateurs etc.).

$S_{dém}$ = puissance apparente de démarrage.

$$S_{dém} = \frac{P_n}{\eta_n} * \frac{1}{\cos \varphi_n} * \frac{I_{dém}}{I_n}$$

où :

P_n = puissance mécanique assignée du moteur (en W, 1 CV = 736 W).

η_n = rendement assigné du moteur.

$\cos \varphi_n$ = facteur de puissance assigné du moteur.

$I_{dém}$ = intensité de démarrage du moteur : $3 I_n < I_{dém} < 8 I_n$.

I_n = intensité assignée du moteur.

Lors du démarrage avec $I_{dém} = 6 I_n$ (valeur moyenne d'un moteur asynchrone par exemple) sans anomalie d'alimentation les grandeurs suivantes vont être observées :

Courant I_d (I_1) = 600 %.

Courant I_i (I_2) = dI_i .

Courant I_o (I_o) = dI_o .

dI_i correspond à une dissymétrie provoquée par :

* le courant inverse provenant du déséquilibre du réseau d'alimentation.

* l'image inexacte donnée par les transformateurs de courant, qui du fait de la présence d'une composante continue (asymétrie du courant) et d'harmoniques, provoque une réponse différente suivant les phases (risque de saturation d'un seul transformateur de courant).

dI_i peut atteindre au démarrage, pendant un temps court, quelques dizaines de % en absence de défaut.

dI_o est un courant pseudo-différentiel à l'enclenchement :

Les différents enroulements forment par rapport à la cuve du moteur une certaine capacité.

Lors de la mise sous tension, la charge de ces différentes capacités n'est pas rigoureusement identique dans le temps (phénomène de «pianotage» de l'organe de mise sous tension) et il se produit un courant pseudo-différentiel.

dI_o peut atteindre au démarrage, pendant un temps court, une dizaine de % en absence de défaut.

Les remarques précédentes sur I_i et I_o imposent que les fonctions de protection associées au courant inverse (I_i) et courant homopolaire (I_o) soient temporisées.

6.1.2 Anomalies à la mise sous tension :

Si l'enclenchement du moteur (à neutre du stator non sorti) se fait en présence d'anomalies les grandeurs suivantes seront observées :

* lors du démarrage avec $I_{dém} = 6 I_n$ (valeur moyenne d'un moteur asynchrone par exemple) avec anomalie d'alimentation les grandeurs suivantes vont être observées :

Anomalie	Courant Id	Courant Ii	Courant Io
Défaut triphasé	I _{cc} max réseau	0*	0*
Défaut biphasé isolé	516% I _n	300% I _n	0*
Défaut biphasé à la terre (neutre à la terre)	600% I _n	198% I _n	600 % I _n
Alimentation en monophasé	600% I _n	300% I _n	0*
Manque une phase	346% I _n	346% I _n	0*
Inversion d'un TC	346% I _n	690% I _n	0*
Inversion de phases	0*	600% I _n	0*

0* = 0 en négligeant dI_i et dI_o (courant d'erreur).

dI_i peut atteindre au démarrage, pendant un temps court, quelques dizaines de % en absence de défaut.

dI_o peut atteindre au démarrage, pendant un temps court, une dizaine de % en absence de défaut.

De plus dans le cas d'une inversion de phases (1,3,2), le moteur aura un sens de rotation inverse de celui qu'il a avec un ordre de phases normal (1,2,3).

* en régime de moteur établi :

Anomalie	Courant Id	Courant Ii	Courant Io
Sans anomalie	100% I _n	0*	0*
Défaut triphasé	I _{cc} max réseau	0*	0*
Défaut biphasé isolé	170% I _n	100% I _n	0*
Défaut biphasé à la terre neutre à la terre	170% I _n	105% I _n	135% I _n

0* = 0 en négligeant dI_i et dI_o (courant d'erreur).

6.2 Moteur en fonctionnement :

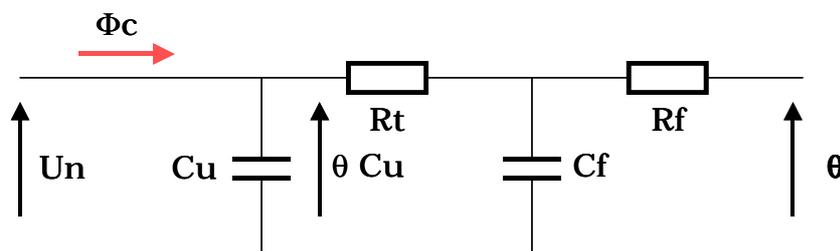
6.2.1 L'échauffement

Lorsque le démarrage est assuré, le moteur va progressivement prendre sa température de fonctionnement.

La stabilisation thermique étant obtenue lorsque la totalité de la chaleur produite est évacuée par le système de refroidissement du moteur (celui-ci peut être l'air ou un fluide de refroidissement).

Le moteur est un système thermique complexe dont une première simplification ne retient que les principaux éléments.

Le schéma thermique équivalent simplifié est le suivant :



où :

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

C_u = capacité thermique du cuivre.

Fonction de = f (masse C_u , chaleur spécifique C_u).

R_t = résistance de fuite thermique de l'isolant au contact du Cuivre, d'une part, et du fer, d'autre part.

C_f = capacité thermique du fer.

Fonction de = f (masse C_f , chaleur spécifique C_f).

R_f = résistance de fuite thermique caractérisant l'échange du Fer avec le milieu ambiant (air ou fluide).

L'échauffement du Cuivre est de la forme :

$$\theta = \theta_n \left(1 - A e^{-t/T1} - B e^{-t/T2} \right) \left(\frac{I}{I_n} \right)^2$$

où :

θ = température à l'instant t .

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

A = modélisation de l'échange Cuivre/Fer (au travers de l'isolant).

t = temps de calcul.

$T1$ = constante de temps thermique à l'échauffement Cuivre/Fer.

B = modélisation de l'échange Fer/fluide de refroidissement.

$T2$ = constante de temps thermique à l'échauffement Fer/fluide.

I = courant à l'instant t .

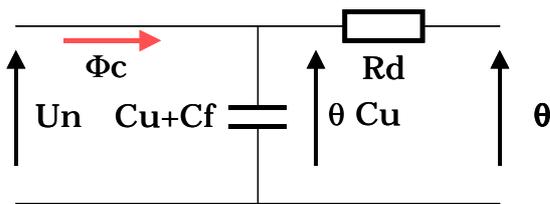
I_n = courant nominal assigné du moteur.

Les constantes thermiques T1 et T2 font intervenir les masses, capacités calorifiques, surfaces de déperdition, coefficients propres respectifs du cuivre, fer, isolants, matériau de ventilation.

Ce système complexe est difficile à exploiter faute de renseignements de la part du Constructeur de moteur, et est donc illusoire.

Une deuxième simplification (à partir du schéma équivalent simplifié ci-dessous) est d'assimiler le moteur à une résistance chauffante qui alimenterait les déperditions.

Le schéma thermique équivalent simplifié est le suivant :



où :

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 :

$$\theta = \theta_n * (1 - e^{-t/Te}) * \left(\frac{I}{In}\right)^2$$

où :

θ = température à l'instant t.

θ_n = température maximale nominale (lorsque $I = In$ en permanence).

t = temps de calcul.

Te = constante de temps thermique à l'échauffement.

I = courant à l'instant t.

In = courant nominal assigné du moteur.

D'après les normes, la température limite d'échauffement θ_∞ correspond à la limite de la classe d'isolation.

Les différentes classes d'isolation avec leurs températures limites d'échauffement θ_{∞} sont les suivantes :

Classe d'isolation	Température limite d'échauffement θ_{∞}
A	105°
B	130°
C	> 180°
E	120°
F	155°
H	180°

La température limite ne signifie pas que la température ne peut dépasser cette valeur mais que tout dépassement réduira la durée de vie de la machine.

➤ Exemple

classe A et classe B

Durée de vie en H	Température moyenne des enroulements	
	Classe A	Classe B
100000	100°C	125°C
35000	110°C	139°C
15000	120°C	150°C
5500	130°C	165°C
2200	140°C	180°C
1000	150°C	195°C

La limite de la classe d'isolation est définie à partir d'une température ambiante maximale de θ_a de 40°C, compte tenu d'une sécurité de 10°C («point chaud»).

Pour une classe B ayant θ_{∞} de 130°C l'échauffement maximal de l'enroulement sera de 80°C = [130 – (40 + 10)].

Si la température ambiante maximale est inférieure à 40°C il y aura une «surpuissance thermique» disponible du moteur non utilisée.

La constante de temps à l'échauffement T_e est le temps que met la machine, en partant de la température ambiante θ_a pour arriver à 63.2 % de la température limite θ_∞ = résolution de l'équation :

$$(1 - e^{-t/T_e})$$

en faisant $t = T_e$ soit

$$(1 - e^{-1})$$

En fonction des multiples de cette constante de temps à l'échauffement T_e , l'échauffement du moteur en pourcentage de la température limite θ_∞ est le suivant :

Multiples de T_e	Pourcentage de θ_∞
0	0
0.5	39.3%
1	63.2%
1.5	77.7%
2	86.5%
3	95%
4	98.2%
5	99.3%
20	100%

La tangente à l'origine se confond avec l'adiabatique. Celle-ci est la droite matérialisant la loi d'échauffement dans les premiers instants où il n'y a pas déperdition de chaleur :

La quantité de chaleur $R_s \cdot i^2 \cdot dt$ est utilisée uniquement dans le cuivre et augmente la température de ce seul cuivre.

En prolongeant la tangente à l'origine par une droite, celle-ci coupera la droite de température limite θ_∞ en un point dont la lecture dans l'axe des temps donne la valeur de la constante thermique T_e .

De la même manière que la constante de temps thermique à l'échauffement T_e , il existe une constante de temps thermique au refroidissement T_r , elle est définie par le temps que met le moteur, en partant de la température θ_i (température initiale correspondant à l'échauffement du départ, moteur en fonctionnement) pour arriver à 36.8% de θ_i .

L'équation de refroidissement étant de la forme :

$$\theta = \theta_i * e^{-t/T_r}$$

Et la constante de temps thermique au refroidissement T_r , est la résolution de l'équation (en faisant $t = t_r$) :

$$e^{-t/T_r} = e^{-1}$$

6.2.1.1 Définition des constantes thermiques :

Le réglage de la fonction surcharge thermique s'effectuera en fonction des caractéristiques propres de la machine qui seront généralement obtenues auprès du constructeur mais sous différentes formes :

1) le constructeur de moteur donne le temps sous la forme conventionnelle exprimée en minutes :

Il suffit d'afficher la valeur la plus proche en se rappelant que le fait de choisir une valeur supérieure revient à sous-protéger le moteur et choisir une valeur inférieure revient à surprotéger le moteur (la protection à constante de temps réglée à une valeur inférieure à la valeur théorique se refroidit plus vite et intègre mal les surcharges ; lorsqu'elle est réglée à une valeur supérieure, la protection se réchauffe moins vite que le moteur et indique une disponibilité de puissance qui n'existe pas).

2) le constructeur du moteur donne une courbe d'échauffement, à partir de l'état froid, du temps en fonction de l'intensité parcourant le moteur. Il suffit de mesurer le temps au bout duquel on obtient 63.2% de l'échauffement limite. Ce temps correspond à la constante de temps (une vérification est possible avec le temps au bout duquel on obtient 86.5% de l'échauffement limite : ce temps correspond à 2 fois la constante de temps).

3) le constructeur du moteur donne :

- le courant de démarrage $I_{dém}$.
- le temps de démarrage $T_{dém}$.
- le nombre de démarrage autorisé à froid n_f .
- le nombre de démarrage autorisé à chaud n_c .

La courbe à froid choisie doit se situer au-dessus du point de coordonnées $I_{dém}, n_f * T_{dém}$

La courbe à chaud choisie doit se situer au-dessus du point de coordonnées $I_{dém}, n_c * T_{dém}$

On choisira les temps immédiatement supérieurs.

4) le constructeur du moteur donne le temps pendant lequel le moteur peut supporter 1.26 I_n , ce temps correspond à la constante de temps.

5) le Constructeur du moteur donne une constante $f(I^2t)$ sous la forme :

- courant de démarrage $I_{dém}$.
- temps de surcharge T_s .
- courant de surcharge I_s (le rapport du TC étant I_{np}/I_{ns}).

❖ Procédure pour déterminer T_e :

- Effectuer le calcul de I^2t (secondaire) :

$$K1 = \left(\frac{I_{ns}}{I_{np}} * I_s \right)^2 * T_s$$

- Lire sur la courbe thermique à froid disponible dans la protection (de temps Tfr = x mn) le temps correspondant à Idém, soit T1 ce temps.
- Calculer le courant Im : $I_m = I_{dém} * I_{ns} * 0.95$
- Calculer la valeur K2 : $K_2 = I_m^2 * T_1$
- Définir la constante thermique de la machine à protéger :

$$T_e = \frac{K_1}{K_2} * T_{fr}$$

➤ Exemple:

Données Constructeur :

- Courant de démarrage Idém = 4.9 In.
- Courant de surcharge Is = 100 A.
- Temps de surcharge Ts = 200 s.
- Rapport de TC = 50/5 A.

$$K_1 = \left(\frac{I_{ns}}{I_{np}} * I_s \right)^2 * T_s = \left(\frac{5}{50} * 100 \right)^2 * 200 = 20000$$

T1 lue sur une courbe 3 mn (Tfr) d'une protection = 8 s (à 4.9 In).

$$I_m = I_{dém} * I_{ns} * 0.95 = 4.9 * 5 * 0.95 = 23.275$$

$$K_2 = I_m^2 * T_1 = 23.275^2 * 8 = 4334$$

$$T_e = \frac{K_1}{K_2} * T_{fr} = \frac{20000}{4334} * 3mn = 13.8mn$$

La valeur retenue sera la plus proche de cette valeur.

6) le Constructeur du moteur donne une surcharge admissible à chaud et à froid sous la forme:

- surcharge admissible à chaud (à partir de 0.75 de l'état froid) Courant Isc, Temps Tsc.
- surcharge admissible à froid Courant Isf, Temps Tsf.

❖ Procédure pour déterminer T_e :

- Lire sur les courbes thermiques disponibles dans la protection

(de temps à froid $T_{fr} = x$ mn et à chaud $T_{ch} = x$ mn) le temps correspondant :
à chaud pour I_{sc} soit T_{lc} ce temps.
à froid pour I_{sf} soit T_{lf} ce temps.

- Calculer les 2 constantes T_{ec} & T_{ef} :

$$T_{ec} = T_{ch} * \frac{T_{sc}}{T_{lc}}$$

$$T_{ef} = T_{fr} * \frac{T_{sf}}{T_{lf}}$$

- Prendre pour T_e la valeur la plus faible de T_{ec} ou T_{ef} .

➤ Exemple:

Données Constructeur moteur spécial :

Surcharge admissible : 1.2 In, 24 mn à chaud (à partir de 0.75 de l'état froid) et 3 In, 16 mn à froid.

On lit sur les courbes disponibles de la protection en 3 mn.

$T_{lc} = 100$ s & $T_{lf} = 23$ s

Calcul de T_{ec} & T_{ef} :

$$T_{ec} = T_{ch} * \frac{T_{sc}}{T_{lc}} = \frac{24 * 60}{100} * 3 = 43mn$$

$$T_{ef} = T_{fr} * \frac{T_{sf}}{T_{lf}} = \frac{16 * 60}{23} * 3 = 42mn$$

La valeur de 42 mn sera retenue.

7) le Constructeur est inconnu ou inaccessible. Aucune autre indication que la plaque signalétique.

L'ordre de grandeur des constantes de temps thermiques T_e pour un moteur ouvert, non ventilé, à service continu est le suivant :

Puissance du moteur	Constante thermique T_e
30 kW	3 mn
50 kW	6 mn
200 kW	10 mn
500 kW	15 mn
1000 kW	20 mn
2000 kW	25 mn
Spécial lent 5 MW	40 mn

Pour les moteurs fermés prendre $T_e \cdot 0.95$.

Pour les moteurs fermés à ventilation forcée prendre $T_e \cdot 0.9$.

Dans la pratique les moteurs à protéger auront une constante de temps thermique à l'échauffement T_e , lorsque celle-ci est inconnue, inférieure à 25 mn.

Cette dernière solution n'est à utiliser que lorsqu'aucune autre n'est possible, elle ne peut en toute rigueur s'appliquer aux moteurs spéciaux.

Nota :

- La constante de temps thermique au refroidissement T_r est de l'ordre de 2 à 4 fois la constante de temps thermique à l'échauffement T_e .
- Les gros moteurs ont une constante de temps thermique à l'échauffement T_e supérieure à celles des petits moteurs (plus de fer et de cuivre pour les gros moteurs).
- Les moteurs fermés ont une constante de temps thermique à l'échauffement T_e inférieure à celles des moteurs ouverts.
- Une ventilation forcée diminue la constante thermique à l'échauffement T_e .
- Les moteurs anciens (technologie trentaine d'années) ont une constante de temps thermique à l'échauffement T_e supérieure aux moteurs de technologie récente.

6.2.1.2 Echauffement (du rotor) dû à la composante inverse :

De la même manière que la composante directe du courant chauffe les enroulements, la composante inverse participe à cet échauffement et il peut être intéressant d'intégrer ces 2 composantes dans un courant équivalent I_e :

$$I_e = \sqrt{I_d^2 + kI_i^2}$$

où :

I_d = composante directe du courant.

I_i = composante inverse du courant.

k = constante de «survalorisation» de la composante inverse.

$$k = \left(\frac{Z_i}{Z_n} \right)^2 / 10$$

où :

Z_i = impédance inverse du moteur.

Z_n = impédance nominale du moteur (correspondant à l'impédance directe du moteur en fonctionnement).

Pour un moteur à démarrage direct : $Z_i = Z_{dém}$.

$$k = \left(\frac{Z_{dém}}{Z_n} \right)^2 / 10$$

ou

$$k = \left(\frac{I_{dém}}{I_n} \right)^2 / 10$$

Pour un moteur à démarrage indirect ou à intensité de démarrage contrôlée : $Z_i = Z_{roblo}$.

$$k = \left(\frac{Z_{roblo}}{Z_n} \right)^2 / 10$$

ou

$$k = \left(\frac{I_{roblo}}{I_n} \right)^2 / 10$$

où :

Z_{roblo} = impédance directe du moteur à rotor bloqué.

I_{roblo} = courant du moteur à rotor bloqué.

➤ Exemple:

Courant de Démarrage	Coefficient de survalorisation
Idém/In = 4	k = 1.6
Idém/In = 6	k = 3.6
Idém/In = 8	k = 6.4

Nota:

Certains Constructeurs de protections définissent le coefficient k d'une manière différente pour les moteurs asynchrones :

➤ Exemple :

❖ **SCHNEIDER :**

$$k = 2 * \frac{Cdém}{Cn} * \frac{1}{g \left(\frac{Idém}{In} \right)^2} - 1$$

où :

Cdém = couple de démarrage.

Cn = couple nominal.

g = glissement.

Idém = courant de démarrage.

In = courant nominal du moteur.

❖ **ALSTOM - CEE - MICROENER :**

La valeur de k est une constante = 3, correspondant à Idém/In de 5 à 6 (valeurs réalistes)

$$I_e = \sqrt{Id^2 + 3Ii^2}$$

❖ **GENERAL ELECTRIC :**

$$I_e = \sqrt{In^2 \left(1 + k \left(\frac{Ii}{Id} \right)^2 \right)}$$

où k répond à 2 équations suivant le degré de sécurité choisie :

Soit la valeur «typique» :

$$k = \frac{175}{I_{roblo}^2}$$

Soit la valeur «conservative» :

$$k = \frac{230}{I_{roblo}^2}$$

Comparaison entre les différentes formules :

* Schneider utilise une formule faisant intervenir des grandeurs de couples, qu'il est nécessaire de connaître auprès du Constructeur de moteur.

* En prenant, à titre de comparaison, un courant direct $I_d = 100\%$ de I_n , un courant inverse $I_i = 20\%$ de I_n et un courant à rotor bloqué $I_{roblo} = 6 I_n$ (valeur moyenne pour un moteur asynchrone), le courant équivalent I_e suivant les Constructeurs de Protection est de :

- Formule retenue au chapitre 4.5.5, $I_e = 1.07 I_n$
- Formule retenue par Alstom & CEE & MicroEner, $I_e = 1.06 I_n$
- Formule «typique» retenue par GE, $I_e = 1.09 I_n$
- Formule «conservative» retenue par GE, $I_e = 1.12 I_n$
- L'ordre de grandeur est identique mais avec des approches différentes.

Nota:

La possibilité de choix de la valeur de k est illusoire, compte tenu de disposer des valeurs réelles de $I_{dém}/I_n$ de la part des constructeurs.

Le choix d'une valeur fixe de $k = 3$ est réaliste.

6.3 Flux rémanent des moteurs asynchrones

Des anomalies de fonctionnement des moteurs peuvent être provoquées par des anomalies d'alimentation.

La coupure d'alimentation (ou creux de tension) a des origines :

- Internes au réseau industriel :
 - démarrage de gros moteurs.
 - enclenchement de charges importantes comme transformateurs, condensateurs.
- Externes au réseau industriel :
 - incident sur le réseau de distribution comme défauts (suivis de réenclenchement).

La durée de ces creux de tension (à 80%), en MT, est comprise entre 20 et 400 ms.

L'amplitude de ces creux de tension (à 60%), en MT, est comprise entre 10 et 20%.

Lorsqu'il se produit une coupure d'alimentation, l'installation étant en fonctionnement, les moteurs asynchrones maintiendront une tension rémanente jusqu'à l'extinction du flux des machines à cause de la présence importante de fer dans celles-ci.

Le champ tournant créé par le rotor du moteur asynchrone induit dans le stator une force électromotrice résiduelle dont l'amplitude décroît exponentiellement avec la constante de temps LR/RR du rotor, la fréquence décroît proportionnellement à la vitesse de rotation du rotor.

Le couple moteur est proportionnel au carré de la tension, le creux de tension provoquera donc une baisse du couple moteur et un ralentissement dû au couple résistant.

A la réapparition de la tension il y aura réaccélération si le couple moteur est supérieur au couple résistant.

Si la machine est pratiquement à l'arrêt, donc flux rémanent nul et glissement maximum, le courant de réaccélération sera pratiquement égal au courant de démarrage.

Si la machine est remise sous tension, avec un certain pourcentage de flux rémanent (temps inférieur à 1 s) des risques importants de détérioration existent pour la machine dûs au risque de déphasage entre la tension engendrée par le flux rémanent et la tension d'alimentation.

Une tension secourue en phase avec la tension du réseau d'alimentation dont la commutation provoque une coupure ne résout pas ce problème.

Les risques de détérioration, lors d'une remise sous tension avec flux rémanent sont d'ordre :

- Mécaniques :
Risque de torsion de l'arbre du rotor, vibrations, oscillations.
Vieillessement cumulatif des composants.
- Electriciques :
Courant de réaccélération très important, qui dans le cas extrême d'une opposition de phase entre tension d'alimentation et tension avec flux rémanent important peuvent atteindre 2 fois le courant de démarrage.

Vieillessement cumulatif des composants.

Solutions :

En fonction des machines et du process :

- Remise sous tension du moteur après arrêt complet
- Remise sous tension lorsque flux rémanent est inférieur à 20%
- Mise en place de groupes de secours sans coupure (couplés au réseau avec ou sans volant d'inertie, alternateur fonctionnant en compensateur synchrone hors secours etc.).
- Mise en place d'une procédure de redémarrage des moteurs.

Nota :

Si tous les moteurs, après un creux de tension, sont réaccélérés au même instant la chute de tension occasionnée risque d'entraîner un non démarrage des moteurs.

Il est à noter que les moteurs synchrones sont plus insensibles à ces creux de tension du fait d'une meilleure stabilité provoquée par la possibilité de surexcitation (ceci ne supprimant pas le risque de décrochage).

6.4 Utilisation des moteurs :

Les moteurs sont étudiés pour différentes utilisations, celles-ci caractérisent le type de service:

a) En Service Continu (SC) :

Moteurs fonctionnant en permanence et à l'équilibre thermique. L'équilibre thermique est atteint au bout d'un temps t (pratiquement $5 \cdot T_e$ soit 99.3% de θ_∞).

b) En Service Temporaire (ST) :

Moteurs dont le temps de marche est < 2 fois le temps t .

Temps $t = 1$ heure pour les petits moteurs ($T_e = 6$ mn).

Temps $t = 2$ heures pour les gros moteurs à vitesse lente.

Temps $t = 3$ à 4 heures pour les gros moteurs non ventilés.

Pour des temps de marche supérieurs voir Service Continu (SC).

Le temps de refroidissement est supérieur à 4 fois la constante de temps du moteur.

c) En Service ininterrompu à Charge Intermittente (SCI) :

Le moteur est soumis à des cycles identiques comprenant chacun, un temps de fonctionnement à vide et un temps de fonctionnement à régime constant.

Ce temps est suffisant pour que l'équilibre thermique soit atteint aussi bien pendant les périodes d'échauffement que pendant les périodes de refroidissement.

d) En Service à Démarrage (SD) :

Le moteur est soumis à des cycles continus identiques comprenant chacun :

un temps de fonctionnement à régime constant et un temps de repos les temps de fonctionnement et de repos sont suffisamment courts pour que l'équilibre thermique ne soit pas atteint au bout d'un cycle.

Nota :

Le Service Continu (SC) est le plus fréquent.

Le Service Temporaire (ST) peut s'appliquer par exemple aux moteurs de levage qui ont été standardisés par l'utilisation durant : 30 - 60 - 90 ou 180 mn (il ne s'agit pas de la constante thermique du moteur mais de son temps d'utilisation).

Dans le cas du Service ininterrompu à Charge Intermittente (SCI) et du Service à Démarrage (SD) il y a lieu de demander au Constructeur de moteur la «puissance thermiquement équivalente».

7 COMPORTEMENT DU MOTEUR EN PRESENCE D'UN DEFAUT :

Le moteur, lorsqu'il est en fonctionnement normal, est générateur de courant de défaut pour un défaut extérieur à ce moteur.

Les formules ci-après, les plus pénalisantes, sont dans l'hypothèse où :

$$\cos(\omega t + \alpha) = 1$$

α étant l'angle d'enclenchement définissant la phase de la tension au moment d'apparition du défaut, le cas le plus pénalisant étant lorsque $\alpha = 0$ (défaut au zéro de la tension) provoquant un défaut avec une asymétrie maximale.

7.1 Cas du moteur asynchrone :

Fourniture de courant de court-circuit triphasé I_{cc} :

Valeur de crête de I_{cc} à 10 ms :

$$I_{crête} = \frac{I_n * \sqrt{2}}{Z_{drotor}} * (e^{-0.01/Ta} + e^{-0.01/Tp})$$

Valeur apériodique de I_{cc} à 60 ms :

$$I_{apé} = \frac{I_n * \sqrt{2}}{Z_{drotor}} * e^{-0.06/Ta}$$

Valeur efficace symétrique de I_{cc} à 60 ms :

$$I_{eff} = \frac{I_n}{Z_{drotor}} * e^{-0.06/Tp}$$

Où :

I_n = courant nominal du moteur.

Z_{drotor} = impédance directe du moteur à rotor bloqué.

Ta = constante de temps apériodique.

Tp = constante de temps périodique.

Nota:

Le régime transitoire s'amortit très rapidement (de l'ordre de 1 à 2 périodes) et la machine asynchrone se comporte comme une impédance passive dont l'impédance équivalente est :

$$Z_{équi} = \frac{U_n^2}{P_n - jQ_n}$$

où :

U_n = tension nominale du moteur.

P_n = puissance nominale active du moteur.

Q_n = puissance nominale réactive du moteur.

7.2 Cas du moteur synchrone :

Fourniture de courant de court-circuit triphasé I_{cc} :

Valeur de crête de I_{cc} à 10 ms :

$$I_{crête} = I_n * \sqrt{2} * \left(\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) * e^{-0.01/T''d} + \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{X_s} \right) * e^{-0.01/T'd} + \left(\frac{1}{X''d} \right) * e^{-0.01/Ta} + \frac{1}{X_s} \right)$$

Valeur apériodique de I_{cc} à 60 ms :

$$I_{apé} = \frac{I_n * \sqrt{2}}{X''d} * e^{-0.06/Ta}$$

Valeur efficace symétrique de I_{cc} à 60 ms :

$$I_{eff} = I_n * \left(\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) * e^{-0.06/T''d} + \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{X_s} \right) * e^{-0.06/T'd} + \left(\frac{1}{X_s} \right) \right)$$

où :

I_n = courant nominal du moteur en régime établi.

$X''d$ = réactance subtransitoire du moteur (ordre de grandeur de 10 à 20%).

$X'd$ = réactance transitoire du moteur (ordre de grandeur de 20 à 30%).

X_s = réactance synchrone du moteur (ordre de grandeur 80 à 120% pour les moteurs à pôles saillants = vitesse lente, de 150 à 300% pour les moteurs à pôles lisses = vitesse rapide).

$T''d$ = constante de temps subtransitoire du moteur (ordre de grandeur de 10 à 25 ms).

$T'd$ = constante de temps transitoire du moteur (ordre de grandeur de 50 à 250 ms).

Ta = constante de temps apériodique du moteur (ordre de grandeur de 10 à 200 ms).

Nota:

Les valeurs d'ordre de grandeur ci-dessus sont données à titre indicatif.

Aux valeurs inférieures correspondent les petites puissances (100 kW), aux valeurs supérieures correspondent les fortes puissances (3 MW).

Les constructeurs de moteurs synchrones assortissent les valeurs communiquées de tolérances sur les impédances qui sont :

réactance subtransitoire $X''d = \pm 30\%$

réactance transitoire $X'd = \pm 20\%$

réactance synchrone $X_d = \pm 15\%$

Pour les valeurs de réactances transitoire et subtransitoire, les constructeurs donnent les valeurs en régime saturé et en régime non saturé, du circuit magnétique du moteur, avec les tolérances sur ces valeurs.

Les valeurs de réactances en régime saturé étant les plus faibles (donc I_{cc} plus élevé).



Bien que la norme CEI 909 prévoie d'effectuer les calculs avec les valeurs saturées, les définitions de tenue du matériel peuvent être effectuées avec les valeurs saturées et la tolérance inférieure (donc I_{cc} maximum) alors que le réglage des protections pourra être effectué avec les valeurs non saturées et la tolérance supérieure (donc I_{cc} minimum).

7.3 Calcul des courants de défaut

A titre d'exemple et pour définir les ordres de grandeurs des courants de court-circuit fournis lors d'un défaut extérieur, nous allons étudier le cas de 2 moteurs de 2 MW, l'un étant asynchrone, l'autre étant synchrone, alimentés par un réseau 5.5 kV (entre phases).

Caractéristiques Constructeur des machines :

Moteur asynchrone :

Triphasé,

U_n	=	5.5kV
P_n	=	2MW
$\cos \varphi_n$	=	0.85
η_n	=	0.9
T_a	=	0.02s
T_p	=	0.03s
Z_{roblo}	=	16.7%

Triphasé,

U_n	=	0.4kV
P_n	=	0.1MW
$\cos \varphi_n$	=	0.8
η_n	=	0.85
T_a	=	0.01s
T_p	=	0.01s
Z_{roblo}	=	20%

Moteur synchrone :

Triphasé

U_n	=	5.5kV
P_n	=	2MW
$\cos \varphi_n$	=	0.9
η_n	=	0.95
T_a	=	0.03s
T''_d	=	0.02s
T'	=	0.2s
X''_d	=	10%
X'_d	=	15%
X_s	=	150%

Calcul du courant nominal :

$$I_n = \frac{P_n}{\eta_n * U_n * \sqrt{3} * \cos \Phi_n}$$

Moteur asynchrone :	
Exemple 2 MW	Exemple 0.1MW calcul fictif en 5.5kV
$I_n = \frac{2000000}{0.9 * 5500 * \sqrt{3} * 0.85} = 274.4A$	$I_n = \frac{1000000}{0.9 * 5500 * \sqrt{3} * 0.85} = 13.7A$

Moteur synchrone
$I_n = \frac{2000000}{0.95 * 5500 * \sqrt{3} * 0.9} = 245.6A$

Nota :

On observe qu'à puissance mécanique identique le courant nominal du moteur synchrone est inférieur de 10 % à celui du moteur asynchrone (d'où moins de puissance électrique consommée à puissance mécanique identique, dans le cas du moteur synchrone).

Calcul de la valeur de crête de Icc à 10 ms :

Moteur asynchrone 2 MW:
$$I_{crête} = \frac{274.4 * \sqrt{2}}{0.167} * (e^{-0.01/0.02} + e^{-0.01/0.03}) = 3074A$$

Moteur asynchrone 0.1 MW:
$$I_{crête} = \frac{13.7 * \sqrt{2}}{0.2} * (e^{-0.01/0.01} + e^{-0.01/0.01}) = 71A$$

$$I_{crête} = 245.6 * \sqrt{2} * \left(\left(\frac{1}{0.1} - \frac{1}{0.15} \right) * e^{-0.01/0.02} + \left(\frac{1}{0.15} - \frac{1}{1.5} \right) * e^{-0.01/0.2} + \left(\frac{1}{0.1} \right) * e^{-0.01/0.03} + \frac{1}{1.5} \right) = 5405A$$

Moteur synchrone :

Calcul de la valeur apériodique de Icc à 60 ms :

Moteur asynchrone	
Exemple 2 MW	Exemple 0.1MW calcul fictif en 5.5kV
$I_{apé} = \frac{274.4 * \sqrt{2}}{0.167} * e^{-0.06/0.02} = 115A$	$I_{apé} = \frac{13.7 * \sqrt{2}}{0.2} * e^{-0.06/0.01} = 0.2A$

Moteur synchrone
$I_{apé} = \frac{245.6 * \sqrt{2}}{0.1} * e^{-0.06/0.03} = 470A$

Calcul de la valeur efficace symétrique de I_{cc} à 60 ms :

Moteur asynchrone	
Exemple 2 MW	Exemple 0.1MW calcul fictif en 5.5kV
$I_{eff} = \frac{274.4}{0.167} * e^{-0.06/0.03} = 222A$	$I_{eff} = \frac{13.7}{0.2} * e^{-0.06/0.01} = 0.17A$

Moteur synchrone
$I_{eff} = 245.6 * \left(\left(\frac{1}{0.1} - \frac{1}{0.15} \right) * e^{-0.06/0.02} + \left(\frac{1}{0.15} - \frac{1}{1.5} \right) * e^{-0.06/0.2} + \left(\frac{1}{1.5} \right) \right) = 1296A$

A titre d'information à 100 ms le courant de défaut produit par la machine serait de 4.3 In.

Nota :

Très rapidement le moteur asynchrone ne produit plus de courant de défaut (à 60 ms I_{cc} sur défaut extérieur est égal à 0.6 In).

La contribution d'un moteur BT à 60 ms est pratiquement nulle, la constante de temps des moteurs BT est de l'ordre de 10ms.

Il n'en est pas de même pour le moteur synchrone : c'est la disparition du couple moteur et le maintien du couple résistant qui freinera le moteur et l'arrêtera. A couple résistant nul le rotor du moteur synchrone ferait l'effet de volant et maintiendrait le courant de court-circuit pendant un certain temps.

Pendant les premières périodes du défaut le moteur synchrone se comporte comme un alternateur synchrone.

7.4 Calcul de la chute de tension au démarrage et à la réaccélération :

➤ Exemple 1 :

Une usine est alimentée par le réseau 63 kV dont la puissance de court-circuit minimum est de 1.2 GVA.

L'alimentation en MT de l'usine se fait par un transformateur TR1 63/20 kV, 35 MVA, $U_{cc} = 12.5\%$.

L'alimentation des moteurs MT se fait par un transformateur TR2 20/5.5 kV, 10 MVA, $U_{cc} = 10\%$,

situé à proximité de TR1 (impédance de liaison TR1-TR2 négligeable).

Pour l'exemple il est admis que le moteur asynchrone de 2 MW est démarré en intensité contrôlée

en 5.5 kV, et pourra être réaccélééré après chute de tension, sans autre charge passive sur le réseau, avec $I_{réacc} / I_n = 6$ pour réaccélération et $I_{dém} / I_n = 2$ pour démarrage à intensité contrôlée ;

$I_n = 274.4$ A.

Soit $I_{dém} = 549$ A et $I_{réacc} = 1646$ A (si le moteur a stoppé).

$S_{dém} = 549 * 5500 * \sqrt{3} = 5.2$ MVA.

$S_{réacc} = 1646 * 5500 * \sqrt{3} = 15.7$ MVA.

Calcul base 5.5 kV :

Impédance de source : $Z_s = 5.5^2 / 1200 = 0.025 \Omega$

Impédance du transfo TR1 : $Z_{tr1} = 0.125 * (5.5^2 / 35) = 0.108 \Omega$

Impédance du transfo TR2 : $Z_{tr2} = 0.1 * (5.5^2 / 10) = 0.303 \Omega$

Impédance amont vue du moteur : $Z_{am} = Z_s + Z_{tr1} + Z_{tr2} = 0.436 \Omega$

Courant de court-circuit triphasé : $I_{cc} = 5500 / (\sqrt{3} * 0.436) = 7.3$ kA.

d'où puissance de court-circuit triphasé : $P_{cc} = 5500 * \sqrt{3} * 7300 = 69.5$ MVA.

Chute de tension au démarrage :

$$\frac{dU}{U_n} = \frac{5.2}{5.2 + 69.5} = 7\%$$

Chute de tension à la réaccélération :

$$\frac{dU}{Un} = \frac{15.7}{15.7 + 69.5} = 18.4\%$$

Dans ces conditions le couple réel de démarrage sera de :

$$C_{dr\acute{e}el} = (1 - 0.07)^2 * C_{dth\acute{e}orique}$$

$$C_{dr\acute{e}el} = 0.86 * C_{dth\acute{e}orique}$$

Dans ces conditions le couple réel de réaccélération sera de :

$$C_{dr\acute{e}el} = (1 - 0.184)^2 * C_{dth\acute{e}orique}$$

$$C_{dr\acute{e}el} = 0.67 * C_{dth\acute{e}orique}$$

➤ **Exemple 2 :**

Une usine est alimentée par le réseau 63 kV dont la puissance de court-circuit minimum est de 1.2 GVA.

L'alimentation en MT de l'usine se fait par un transformateur TR1 63/20 kV, 35 MVA, $U_{cc} = 12.5\%$.

L'alimentation de la BT se fait par un transformateur TR2 20/0.4 kV, 2 MVA, $U_{cc} = 8\%$, situé à proximité de TR1 (impédance de liaison TR1-TR2 négligeable).

Pour l'exemple il est admis que le moteur asynchrone de 100 kW est démarré en couplage étoile-triangle en 0.4 kV, et pourra être réaccélééré après chute de tension, sans autre charge passive sur le réseau, avec $I_{r\acute{e}acc} / I_n = 6$ pour réaccélération et $I_{d\acute{e}m} / I_n = 3,46$ pour démarrage étoile-triangle ;

$$I_n = 144.3 \text{ A (sous 400V)}$$

Soit $I_{d\acute{e}m} = 499 \text{ A}$ et $I_{r\acute{e}acc} = 866 \text{ A}$ (si le moteur a stoppé).

$$S_{d\acute{e}m} = 499 * 400 * \sqrt{3} = 0.346 \text{ MVA}$$

$$S_{r\acute{e}acc} = 1866 * 400 * \sqrt{3} = 0.6 \text{ MVA}$$

Calcul base 0.4 kV :

Impédance de source :	$Z_s = 0.4^2/1200$	= 0.0001 Ω
Impédance du transfo TR1 :	$Z_{tr1} = 0.125*(0.4^2/35)$	= 0.0006 Ω
Impédance du transfo TR2 :	$Z_{tr2} = 0.08*(0.4^2/2)$	= 0.0064 Ω
Impédance amont vue du moteur	$Z_{am} = Z_s + Z_{tr1} + Z_{tr2}$	= 0.0071 Ω
Courant de court-circuit triphasé :	$I_{cc} = 400/(\sqrt{3}*0.0071)$	= 32.527 kA
d'où puissance de court-circuit triphasé	$P_{cc} = 400/(\sqrt{3}*32527)$	= 22.5 MVA

Chute de tension au démarrage :

$$\frac{dU}{Un} = \frac{0.346}{0.346 + 22.5} = 1.5\%$$



Chute de tension à la réaccélération :

$$\frac{dU}{Un} = \frac{0.6}{0.6+22.5} = 2.6\%$$

Dans ces conditions le couple réel de démarrage sera de :

$$C_{dr\acute{e}el} = (1 - 0.015)^2 * C_{dth\acute{e}orique}$$

$$C_{dr\acute{e}el} = 0.97 * C_{dth\acute{e}orique}$$

Dans ces conditions le couple réel de réaccélération sera de :

$$C_{dr\acute{e}el} = (1 - 0.026)^2 * C_{dth\acute{e}orique}$$

$$C_{dr\acute{e}el} = 0.95 * C_{dth\acute{e}orique}$$

Dans ces conditions la chute de tension au démarrage d'un moteur BT est négligeable, la chute de tension due à la réaccélération d'un moteur BT est aussi négligeable.

En fait il faudra, dans le cas d'une réaccélération (provenant d'une coupure d'alimentation), tenir compte de la remise sous tension de la totalité des moteurs BT (le process ne prévoyant généralement pas la remise différée sous tension des différents moteurs BT).

8 PROTECTION DES MOTEURS :

Les moteurs électriques de puissances inférieures à 15 kW sont protégés d'une manière générale contre les surcharges et les court-circuits entre phases par l'intermédiaire des dispositifs suivants :

- * Dispositifs intégrés comprenant Contacteur, disjoncteur et protections.
- * Disjoncteur magnéto-thermique type « Moteur » + Contacteur.
- * Sectionneur - fusible + Contacteur + Relais thermique.
- * Disjoncteur + Contacteur + Relais thermique.

Les fusibles utilisés ont été spécialement mis au point pour être associés aux moteurs ex :

- Intensité pouvant être supportée sans fondre pendant 1 heure : 4 In
- Temps de fusion sous 7 In : 5 s

Les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure qui leur permettent de couper le courant de court-circuit, leur temps de coupure (fonctionnement de la protection + ouverture des contacts + extinction de l'arc) sont très faibles (en général inférieurs à 30 ms).

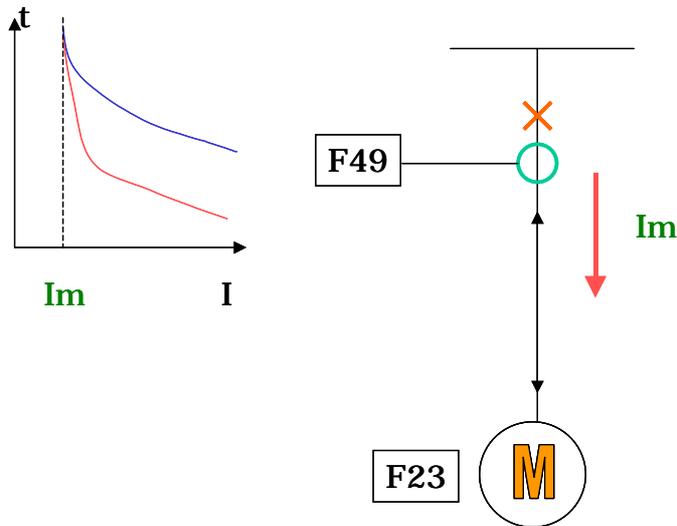
Les contacteurs ont un pouvoir de coupure limité qui ne leur permettent pas de couper le courant de court-circuit.

Les moteurs électriques de puissances supérieures à 15 kW sont protégés d'une manière plus complète.

Ce chapitre ne concerne pas les moteurs alternatifs triphasés disposant d'un système de démarrage et de variation de vitesse électronique à onduleur-convertisseur (cycloconvertisseur, redresseurs-onduleurs autonomes et autopilotés) dont le principe même provoque une variation très importante de la fréquence. Dans ce cas une étude spécifique est nécessaire.

L'anomalie la plus fréquente que l'on puisse rencontrer, dont la répétition entraîne une diminution de la durée de vie du moteur, est :

8.1 Protection contre les surcharges thermiques :



Deux principes sont utilisables pour protéger le moteur :

8.1.1 Protection par mesure directe de température (F23) :

Le moteur est équipé de sondes à résistance (Pt, Cu, Ni) ou de varistances dont la résistance est une fonction de la température (ex : sondes Pt $R = 100 \Omega$ à 0°C suivant DIN 43760) logées dans les encoches du stator.

La mesure de température est faite au travers d'une mesure de résistance.

❖ **Avantage:**

Possibilité d'afficher la température réelle.

❖ **Inconvénients:**

Obligation de prévoir les moteurs avec ces sondes, qui sont généralement fragiles et qu'il faudra alimenter.

Une liaison défectueuse entre la sonde et l'élément détecteur entraînera un déclenchement intempestif.

Il existe un gradient de température entre la sonde et le cuivre provoqué par l'isolant, une forte surcharge sera mal répercutée.

8.1.2 Protection par image thermique (F49) :

Le moteur est assimilé à un système thermique à une seule constante et un simulateur, alimenté par l'image du courant traversant ce moteur, reproduit l'état thermique du moteur. Il va être traité dans ce chapitre une notion propre à la protection qui est l'état froid et l'état chaud.

En effet le moteur intègre thermiquement les différents états qui lui sont imposés.

Les fabricants de protection ont l'habitude de se référer à ces deux états caractéristiques.

A partir de l'état froid, le moteur est soumis à une surintensité de $n \cdot I_n$ et le temps t_f que mettra le moteur pour atteindre sa température limite de fonctionnement, en sachant que la température limite de fonctionnement est défini normalement pour $S \cdot I_n$ (il est prévu, en général une surcharge permanente admissible de 15%).

La température limite correspondant à cette surcharge est $k s^2 I_n^2$, le moteur étant mis en surcharge, à partir de l'état froid, avec une intensité de $n \cdot I_n$, la détection de dépassement sera atteinte lorsque :

$$k s^2 * I_n^2 = k n^2 * I_n^2 * (1 - e^{-t/Te})$$

$$n^2(1 - e^{-t/Te}) = s^2$$

$$(e^{-t/Te}) = \frac{n^2 - s^2}{n^2}$$

$$e^{t/Te} = \frac{n^2}{n^2 - s^2}$$

$$\frac{t}{Te} = \text{Logn} \frac{n^2}{n^2 - s^2}$$

$$t = Te * \text{Logn} \frac{n^2}{n^2 - s^2}$$

D'où l'expression :

$$t_f = Te * \text{Logn} \left(\frac{n^2}{n^2 - s^2} \right)$$

Nota:

Si la température limite de fonctionnement est défini pour I_n (pas de surcharge autorisée) l'équation devient :

$$t_f = Te * \text{Logn} \left(\frac{n^2}{n^2 - 1} \right)$$

C'est l'équation de la courbe «à froid» de la protection.

➤ Exemple

$T_e = 15$ mn et une limite de fonctionnement de I_n le seuil de détection sera obtenu au bout d'un temps de :

258.9 s pour $n = 2 I_n$

36.7 s pour $n = 5 I_n$

9 s pour $n = 10 I_n$

Si après une surcharge de durée infinie à $n\% I_n$ (ce qui signifie que le moteur était alimenté en permanence à 50% de I_n si $n\% I_n = 0.5$) ; l'équilibre thermique est obtenu à $kn\%^2 I_n^2$, le temps t_c que mettra le moteur pour atteindre sa température limite de fonctionnement après une surcharge de $n I_n$ sera de :

la détection de dépassement sera atteinte pour :

$$((kn\%^2 * I_n^2) + (kn^2 * I_n^2)) * (1 - e^{-t/T_e}) = ks^2 * I_n^2$$

$$(n\% + n^2) * (1 - e^{-t/T_e}) = s^2$$

$$e^{-t/T_e} = \frac{n\%^2 + n^2 - s^2}{n^2}$$

$$e^{t/T_e} = \frac{n^2}{n\%^2 + n^2 - s^2}$$

D'où l'expression :

$$t_c = T_e * \text{Logn} \left(\frac{n^2}{n^2 - s^2 + n\%^2} \right)$$

C'est l'équation de la courbe «à chaud» de la protection.

Conclusion:

Le simulateur n'a besoin, pour définir les temps de surcharge admissible pour atteindre la température limite de fonctionnement du moteur que de connaître :

- * La constante de temps thermique à l'échauffement du moteur T_e .
- * La constante de temps thermique au refroidissement du moteur T_r (de manière à simuler, de la même manière, la déperdition de chaleur lorsque le moteur s'arrête, le réglage s'effectuant généralement sous la forme T_r/T_e).
- * La surcharge permanente admissible.
- * Du courant qui traverse le moteur, celui-ci peut être soit le courant secondaire (composante directe + composante inverse) soit un courant «équivalent» contenant la composante directe + la composante inverse survalorisée de manière à tenir compte du caractère particulier de la composante inverse sur la surcharge thermique (voir §6.2.1.2).

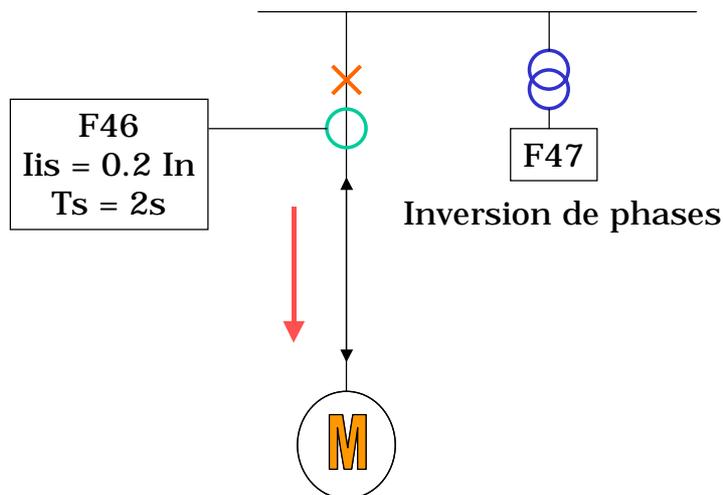
❖ Avantage:

Solution simple et fiable.

❖ Inconvénients:

Difficultés d'obtenir, auprès du Constructeur de moteurs, des renseignements précis.
Ne tient ni compte des «points chauds», ni de la température réelle ambiante (surpuissance disponible quand la température ambiante est basse).

8.2 Protection les déséquilibres de courant (F46) les coupures de phase / inversion de phases (F47)



En plus d'intégrer la composante inverse dans la fonction image thermique, qui est obligatoirement une protection à détection lente, il est souhaitable, pour éviter un échauffement anormal du rotor, de protéger le moteur pour une anomalie d'alimentation ou pour une présence anormale de courant inverse.

Une phase manquante au démarrage du moteur provoquera un courant inverse de 346 % (avec $I_{dém} = 6 I_n$), qui sera détectée par $I_i >>$.

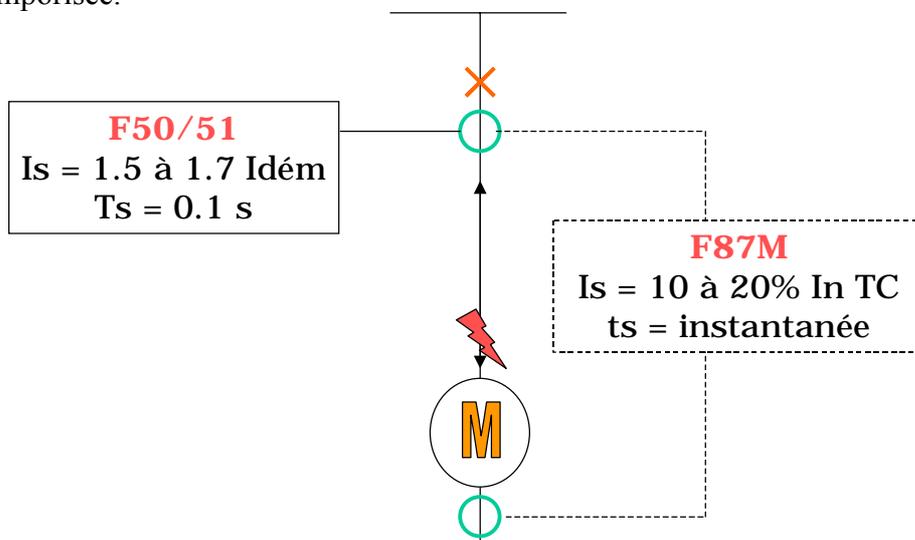
Le seuil $I_i >$ et la temporisation $t_{I_i >}$ seront réglés en fonction de la caractéristique $t = f(I_i)^2$ du moteur fourni par le constructeur.

Le seuil $I_i >$ sera réglé à 0.2 I_n environ.

Une temporisation minimum $t_{I_i >}$ de 2 s sera prévue pour laisser le temps aux défauts extérieurs d'être éliminés (valeur de temporisation pouvant être augmentée suivant les possibilités du moteur).

8.3 Protection contre un court-circuit entre phases (F50/51) :

En MT, la détection d'un court circuit entre phase se fera par une fonction ampèremétrique temporisée.



Le seuil en courant I_{cc} sera situé au-dessus du courant de démarrage (ou plus exactement du courant statorique à rotor bloqué), et tiendra compte de la présence éventuelle d'une composante inverse :

$1.5 I_{dém} < I_{cc} < 1.7 I_{dém}$ dans le cas des moteurs à démarrage direct ; et $5 I_n < I_{cc} < 9 I_n$ dans le cas des moteurs à démarrage indirect (voir 6 : moteur = générateur de courant de défaut pour défauts extérieurs).

La temporisation t_{Icc} (fonctionnement quasi-instantané) sera au minimum de 60 ms pour les moteurs asynchrones et de 100 ms pour les moteurs synchrones, une valeur de temporisation de 100 ms est conseillée pour les moteurs asynchrones et 150 ms pour les moteurs synchrones.

Nota :

Dans le cas de très gros moteurs (ex > 1 à 2 MW), ce réglage peut être trop « destructif » car il correspondra à une puissance de court-circuit très élevée, cette fonction ampèremétrique sera complétée par une fonction différentielle à pourcentage dont le réglage sera de 10 à 20% de I_n .

Cette protection différentielle à pourcentage comprendra, dans sa branche différentielle, une résistance de stabilisation permettant de s'affranchir des risques de déclenchement intempestif provoqués par la saturation d'un TC.

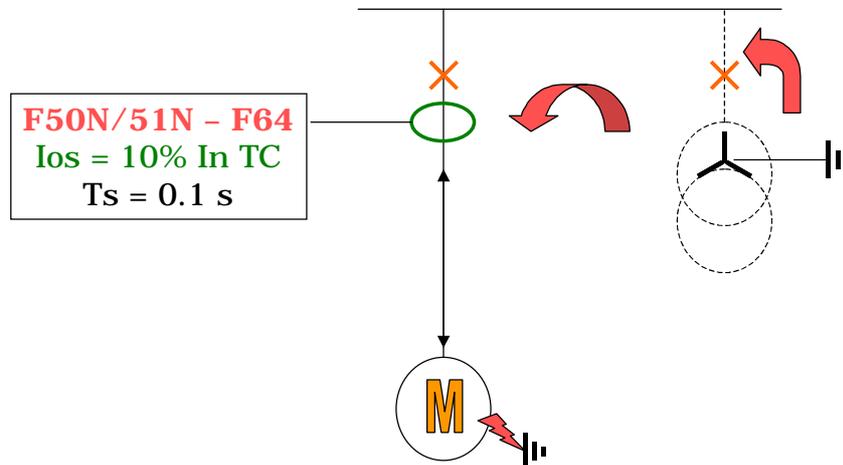
Il y a interdépendance entre le seuil I_{cc} en courant et la temporisation t_{Icc} , si le réglage du seuil retenu est $I_{cc} < 1.5 I_{dém}$ la temporisation t_{Icc} devrait être supérieure à $T_{dém} + 0.3$ s.

En BT, la détection se fera par un disjoncteur magnéto-thermique (notamment lorsque $S_n < 15$ kW) ou par des fusibles HPC type « moteurs » (associés à des interrupteurs ou contacteurs).

8.4 Protection contre des défauts phase-terre (F50N/51N, F64, F67N) :

Le type de détection dépendra du régime du neutre de l'installation :

8.4.1 Neutre direct à la terre :



La détection se fera par une fonction ampèremétrique temporisée, alimentée soit par les transformateurs de courant phases en montage résiduel :

$$I_r = 3I_o = I_1 + I_2 + I_3$$

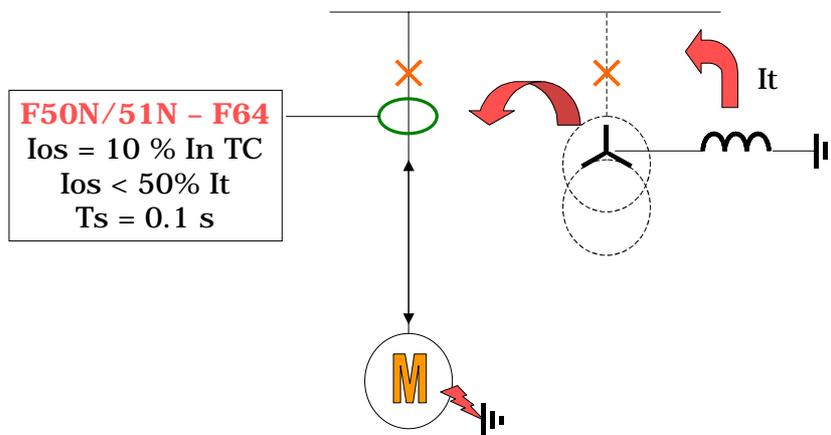
soit par un tore «homopolaire» englobant tous les conducteurs (y compris le neutre).

Compte tenu de l'erreur des transformateurs de courant, le seuil $I_o >$ sera volontairement limité de 10 à 20% de I_n dans le cas du montage résiduel et à 5% de I_n dans le cas du tore homopolaire (2 à 3% avec certaines précautions comme manchon métallique de flux, taille du Tore etc.).

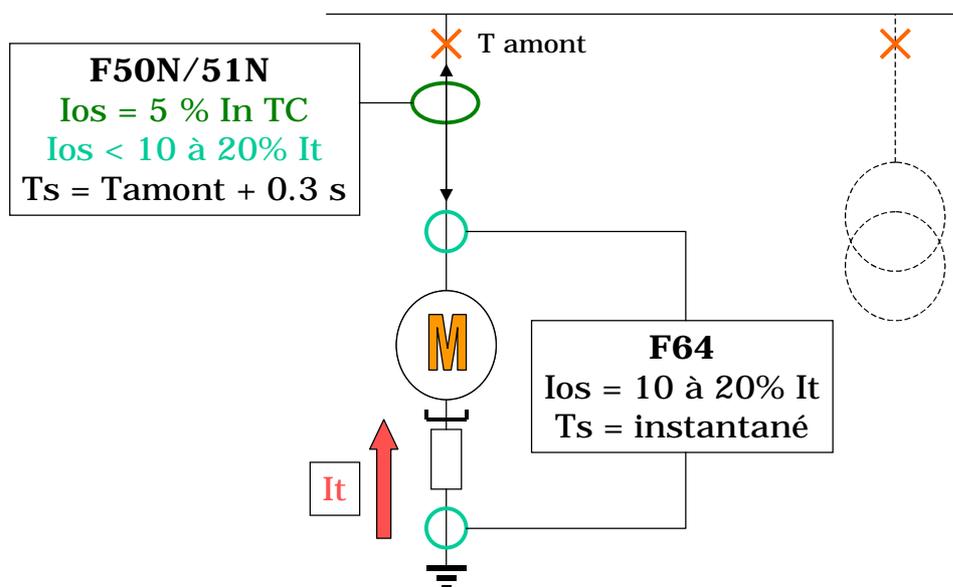
La temporisation $t_{I_o >}$ (fonctionnement quasi-instantané) sera de 100 ms pour éviter un intempestif sur courant pseudo-différentiel à l'enclenchement.

8.4.2 Neutre à la terre par une impédance :

Deux type de câblage sont possibles :



ou

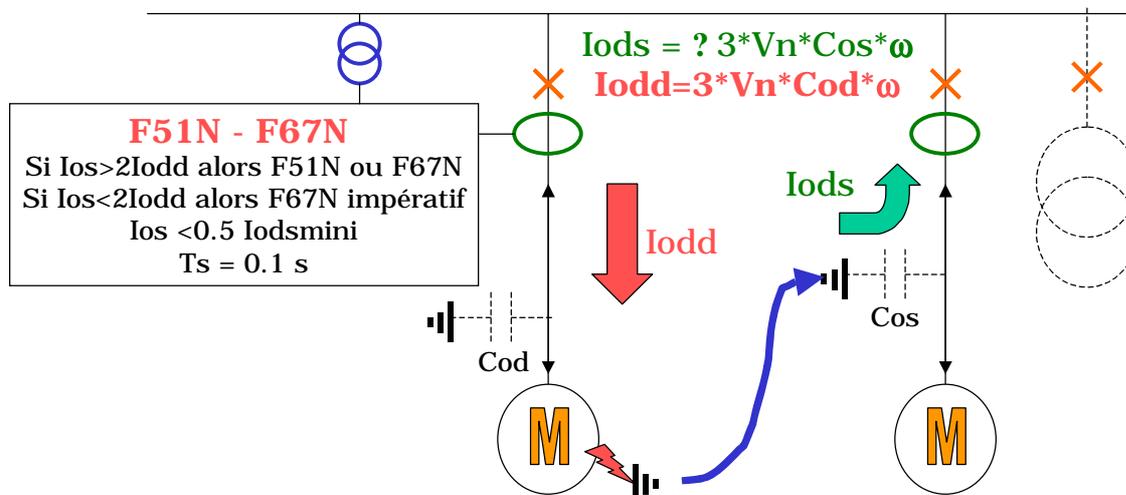


La détection se fera avec les mêmes principes que dans le cas du Neutre direct à la terre ; une attention particulière sera portée sur le choix de l'alimentation en courant (transformateurs de courant phases en montage résiduel ou tore homopolaire) le seuil $I_{o>}$ devra être au maximum de 50% du courant de limitation à la terre par l'impédance.

Si la mise à la terre a lieu au niveau du moteur, le relais de terre devra comporter un filtre d'harmonique 3, le courant d'harmonique 3 produit par la machine (qui est de l'ordre de 1 à 3% de I_n) circulera dans la connexion de mise à la terre même en absence de défaut, s'il peut se refermer par un autre chemin comme les capacités par exemple.

La temporisation $t_{I_{o>}}$ (fonctionnement quasi-instantané) sera de 100 ms pour éviter un intempestif sur courant pseudo-différentiel à l'enclenchement.

8.4.3 Neutre isolé :



$I_{odsmini}$ = (courant capacitif minimum du minimum de moteur pouvant rester en service) - (courant capacitif du départ supposé en défaut)

Le seul courant pouvant faire fonctionner une fonction ampèremétrique est le courant capacitif du réseau. Une étude plus complète est nécessaire pour savoir si les courants capacitifs sont suffisants, s'il n'y a pas de risques d'élévation de potentiel des masses, si la sécurité impose la seule signalisation et non le déclenchement etc.

Lorsque l'on dispose de 3 transformateurs de tension dont le primaire est couplé en étoile et P2 mis à la terre, le secondaire étant couplé en triangle «ouvert» il est possible de raccorder une mesure de tension résiduelle V_r :

$$V_r = 3V_o = V_1 + V_2 + V_3$$

celle-ci indiquera la présence d'un défaut à la terre mais sans permettre une quelconque sélectivité.

Nota :

a) Le réglage de détection de défaut terre $I_o >$ devra répondre à l'inégalité suivante :

$$2 \cdot I_{\text{défaut}} \text{départ sain} < (I_o) < \frac{I_t}{2}$$

où :

I_t = courant de défaut maximum à la terre.

$I_{\text{défaut}} \text{départ sain}$ = courant de défaut produit par les capacités du départ sain protégé, pour un défaut extérieur.

$$I_{\text{défaut}} \text{départ sain} = 3 \cdot V_n \cdot C_o \cdot \omega$$

où :

V_n = tension nominale phase-terre (tension simple).

Co = capacité (de service) par phase du câble.
 ω = pulsation du courant = 314 à 50 Hz.

L'inégalité peut donc s'écrire :

$$6 * V_n * C_o * \omega < (I_o >) < \frac{I_t}{2}$$

b) Dans le cas d'un réseau capacitif important (alimentation par câbles) et de plusieurs moteurs alimentés en parallèle sur le même réseau, il sera nécessaire d'utiliser un relais directionnel (F67N), le courant résiduel étant «polarisé» par la tension homopolaire. Cette solution nécessite l'emploi de 3 Transformateurs Tension (en Y).

c) Dans le cas de l'utilisation d'un tore homopolaire, pour la détection d'un défaut à la terre, la définition du nombre de tours n de ce tore se fait de la manière suivante :

si $I_o >$ est le réglage souhaité (directionnel ou non), répondant à l'inégalité ci-dessus

$$(I_o >) = 0.05 * I_n < \frac{I_t}{2}$$

La valeur à afficher $i_o >$ sur le relais sera :

$$(i_o >) = \frac{0.05 * I_n}{n} \quad \text{ou} \quad n = \frac{0.05 * I_n}{(i_o >)}$$

où :

I_n = courant nominal des TC.
n = nombre de tours du tore homopolaire.

d) Dans le cas où le stator du moteur serait mis à la terre par une impédance, de manière à servir de Générateur de terre pour l'ensemble du réseau, la protection de terre devrait être réalisée d'une manière différente :

$I_o >$ sera réglé comme dans les chapitres précédents (la mesure ne sera réalisée que sur la seule fréquence fondamentale, l'harmonique 3 étant filtrée).

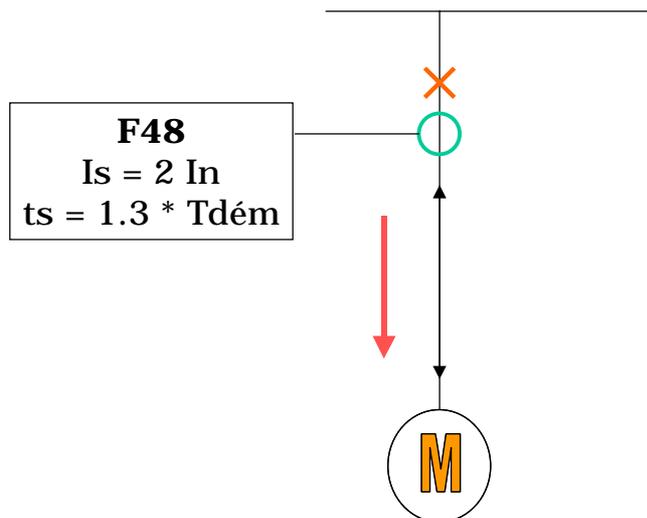
$t_{I_o >}$ sera réglé comme la protection immédiatement en aval majorée de 0.3 s.

La détection des défauts internes au moteur $I_{d_o >}$ se fera par une protection différentielle homopolaire qui compare la somme des courants de phases du moteur ($I_1 + I_2 + I_3$) au courant circulant dans le neutre I_r . Toute somme non nulle est significative d'un défaut extérieur.

Cette protection différentielle dite à haute impédance comprendra, dans sa branche différentielle, une résistance de stabilisation permettant de s'affranchir des risques de déclenchement intempestif provoqués par la saturation d'un TC.

Le réglage de $I_{d_o >}$ sera de 10 à 20% de I_n , cette protection sera instantanée.

8.5 Protection contre un démarrage trop long ou un rotor bloqué :



8.5.1 Démarrage trop long (F48):

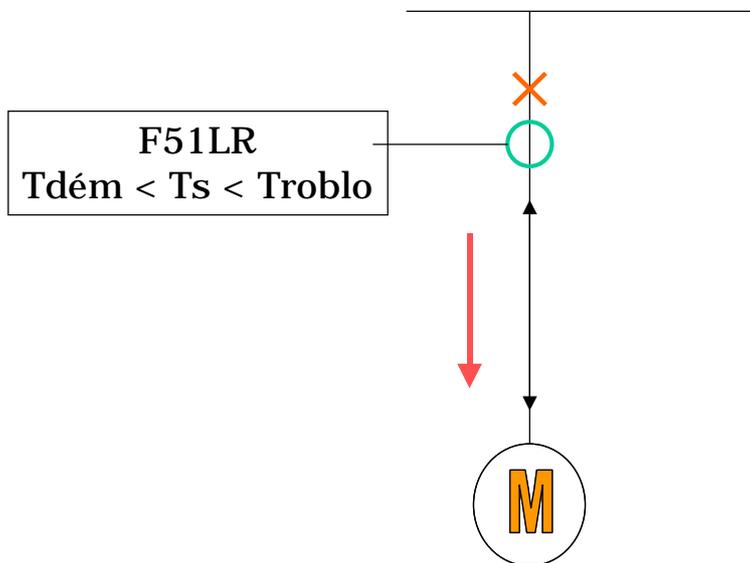
L'examen de la courbe $i = f(t)$ au démarrage direct du moteur montre un appel de courant à la mise sous tension ($I_{dém}$) dont la valeur ne varie pratiquement pas pendant 50% du temps de démarrage pour les petites machines alors que pour les grosses machines la variation n'est sensible qu'après 80% du temps de démarrage. Pour les moteurs à démarrage indirect, dont le rôle est de limiter le courant de démarrage, la variation est encore moins significative. Il n'est donc pas possible, pour s'assurer que le démarrage se déroule normalement, d'effectuer une mesure ampèremétrique.

La seule fonction possible est de contrôler qu'après le démarrage, l'intensité absorbée par le moteur est «normale», celle-ci peut être momentanément supérieure à I_n (surtension, couple résistant momentanément plus important etc.).

Cette fonction sera donc assurée par un maximum d'intensité à temps constant dont le seuil de courant sera réglé à $2 I_n$ (maximum $0.5 * I_{dém}$, minimum $1.5 I_n$) et la temporisation à $1.3 T_{dém}$ (minimum $T_{dém} + 2 s$).

8.5.2 Rotor bloqué (F51LR):

a) $T_{\text{roblo}} > T_{\text{dém}}$:



Pour la majorité des petits moteurs, le constructeur a prévu que le temps où le rotor à chaud peut rester bloqué (T_{roblo}) soit supérieur au temps de démarrage ($T_{\text{dém}}$). La fonction ampèremétrique rotor bloqué, dans ce cas, sera assurée par la fonction ampèremétrique démarrage trop long sans dommages pour le rotor.

La temporisation normalement associée au démarrage trop long devra satisfaire à l'inégalité :

$T_{\text{dém}} < t < T_{\text{roblo}}$ (t étant la temporisation affichée).

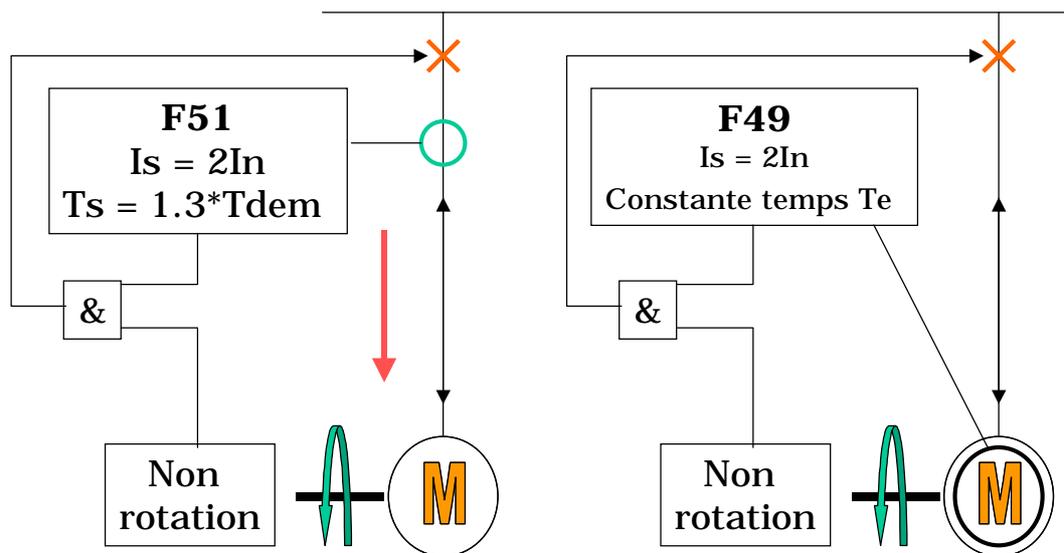
Nota:

En disposant d'une logique particulière (prenant en compte le démarrage du moteur, puis un appel de courant supérieur à $2 I_n$), il est possible de réduire la temporisation t à moins de 1 s.

b) Troblo < Tdém :

C'est le cas des très gros moteurs, la fonction démarrage trop long est inefficace car le rotor, arrêté ne se refroidissant plus par sa propre rotation, risque d'être détérioré. Il est nécessaire de prévoir une fonction spécifique.

Fonctions à contrôle tachymétrique :



Le moteur doit être impérativement équipé d'un détecteur signalant la non rotation.

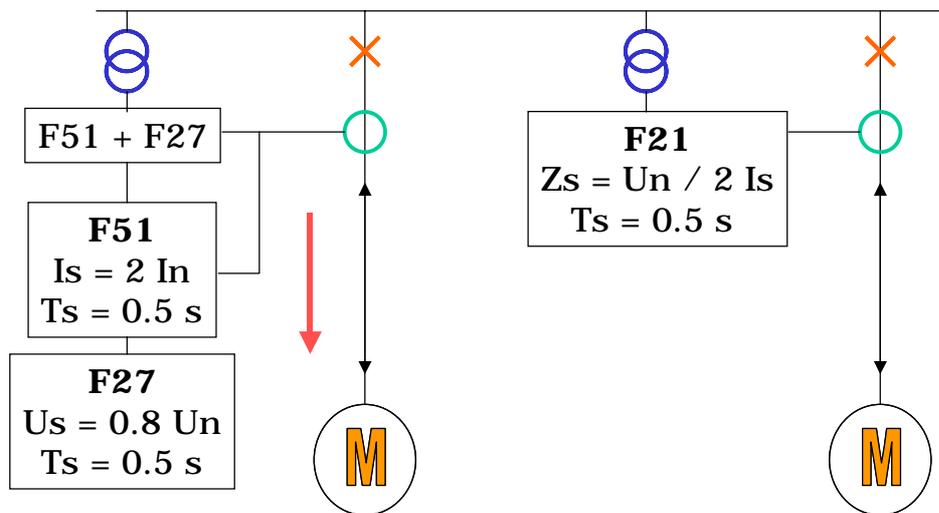
* Fonction tachymétrique + mesure de courant :

Le blocage est détecté si après une courte temporisation le seuil de courant I_s est supérieur à $2 I_n$ (+ non-rotation), cette fonction doit être inhibée au démarrage.

* Fonction tachymétrique + thermique :

Le blocage étant détecté par la non-rotation une image thermique du rotor est alors mise en route. La constante de temps du rotor, le temps de blocage à froid, le temps de blocage à chaud, seront communiqués par le Constructeur et la courbe sera choisie en fonction de ces paramètres.

Fonction à contrôle logique :



Un dispositif détecte si le moteur était au préalable en fonctionnement (courant traversant le moteur), si la tension du réseau ne présentait pas auparavant un passage à zéro (détecté par un relais à minimum de tension).

Si ces conditions sont remplies, la détection blocage rotor sera assurée par un seuil ampèremétrique (réglé à $2 I_n$) légèrement temporisé ($t = 0.5 \text{ s}$) lors de l'ordre de démarrage du moteur un ordre de verrouillage temporisé sera envoyé à la protection de détection de rotor bloqué.

Le diagramme du moteur étant un cercle il est possible par un relais à minimum d'impédance légèrement temporisé ($t = 0.5 \text{ s}$) de surveiller le moteur surtout lorsqu'il est à rotor bobiné (caractéristique de la machine réellement circulaire) :

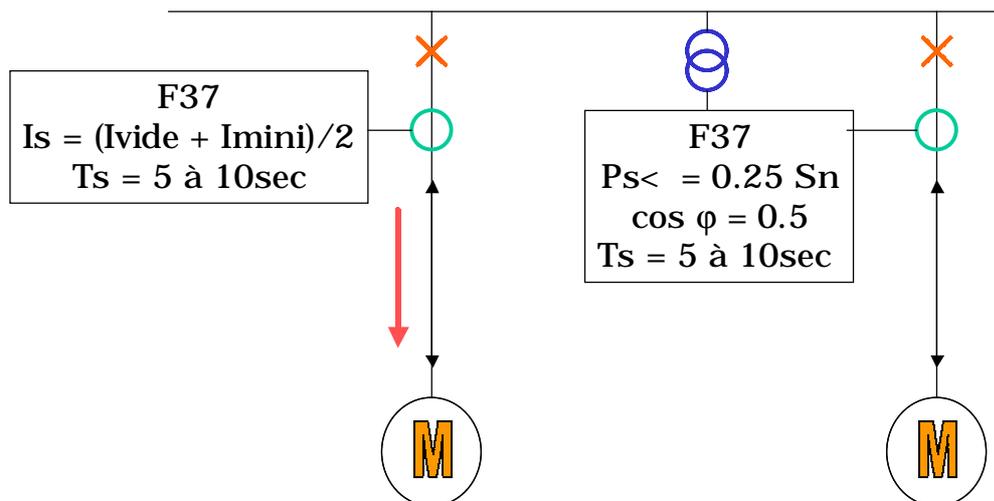
$$Z <= U_n / 2 * I_s$$

8.6 Protection contre les démarrages trop fréquents (F66) :

Le Constructeur de moteurs impose un nombre de démarrage maximum (à froid et à chaud) dans un temps donné, ainsi que le temps de repos.

Le réglage consistera à afficher ces différents paramètres, la fonction redémarrage ne peut être autorisée, après ce repos, que si la machine est revenue à un état thermique suffisamment froid (validation par la fonction thermique).

8.7 Protection contre le désamorçage des pompes (F37) :



Le désamorçage et le barbotage se concrétisent par une diminution du courant et du cosinus.

Lorsque la variation de courant est importante une seule mesure de courant est suffisante : c'est le cas des pompes centrifugeuses où un désamorçage avec cavitation se concrétise par un courant de 0.2 à 0.5 In.

Par contre dans le cas d'un barbotage avec vannes fermées le courant est de l'ordre de 0.5 à 0.8 In et dans ce cas il est préférable de faire une mesure à minimum de puissance active.

Cette fonction devra faire la différence avec l'arrêt normal du moteur (par une «mise en route» pour une fraction de quelques % de In).

Le réglage du seuil $I_{s<}$ sera :

$$I_{s<} \leq \frac{I_{vide} + I_{mini}}{2}$$

où :

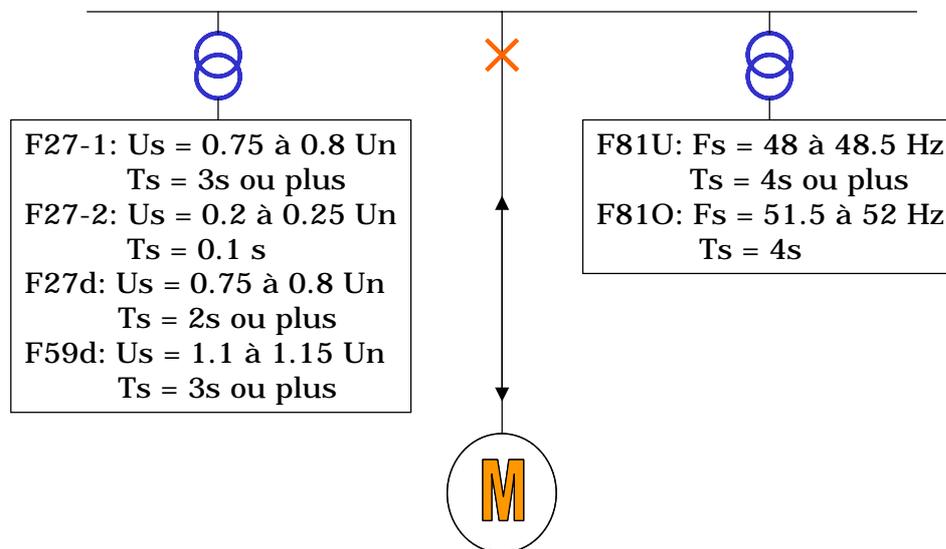
I_{vide} = courant à vide du moteur.

I_{mini} = courant minimum absorbé par le moteur.

La temporisation $t_{I_{s<}}$ associée à ce seuil sera de l'ordre de 5 à 10 s

8.8 Protections complémentaires pour les moteurs de forte puissance :

En plus de la protection différentielle de phases à pourcentage signalée au § 8.3, d'autres protections se justifient compte tenu de la taille de la machine et du coût de la remise en état suite à une détection tardive d'un défaut.



8.8.1 Protection à minimum de tension (F27-1) :

Cette protection est chargée de détecter les anomalies d'alimentation du réseau.

Le seuil $U_{<}$ sera réglé de 0.75 à $0.8 U_n$.
 La temporisation $t_{U<}$ sera réglée au minimum à $3 s$.

8.8.2 Protection de tension rémanente (F27-2) :

Cette protection est chargée d'assurer le découplage du réseau d'alimentation, les moteurs étant en cours d'arrêt, le réseau étant momentanément hors service et où toute remise sous tension de celui-ci pourrait provoquer des dommages pour le moteur (enclenchement en opposition de phases par exemple).

Le seuil $U_{<<}$ sera réglé de 0.20 à $0.25 U_n$.
 La temporisation $t_{U<<}$ sera réglée à $0.1 s$.

8.8.3 Protection à minimum de tension directe (F27d) :

Cette protection est chargée de détecter les anomalies d'alimentation du réseau et notamment une inversion de l'ordre des phases.

Celle-ci devra autoriser la mise sous tension des moteurs s'il n'y a pas de risque d'inversion de sens de rotation.

Le seuil $U_{d<}$ sera réglé de 0.75 à $0.8 U_n$.
 La temporisation $t_{U_{d<}}$ sera réglée au minimum à $2 s$.



8.8.4 Protection à maximum de tension(F59/F59d) :

Cette protection est chargée de détecter les anomalies d'alimentation du réseau et de protéger le matériel.

Le seuil $U>$ sera réglé de 1.1 à 1.15 Un.

La temporisation $tU>$ sera réglée au minimum à 3 s.

8.8.5 Protection à minimum de fréquence (F81U) :

Cette protection est chargée de détecter les anomalies d'alimentation du réseau et de protéger le matériel.

Le seuil $F<$ sera réglé de 48 à 48.5 Hz.

La temporisation $tF<$ sera réglée au minimum à 4 s.

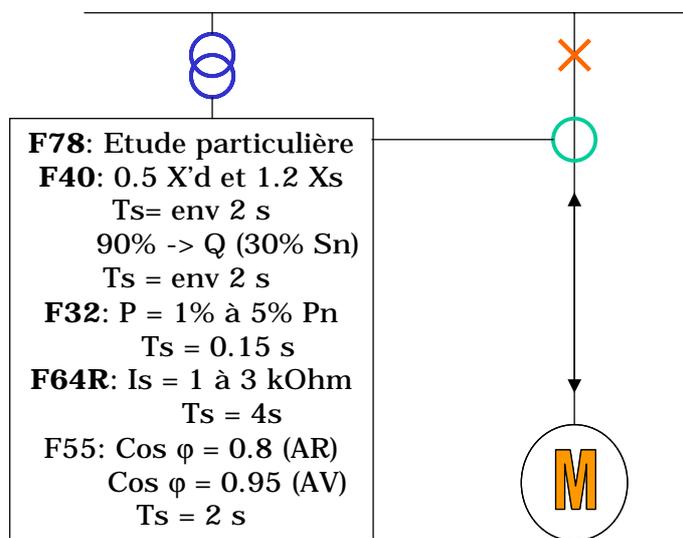
8.8.6 Protection à maximum de fréquence (F81U) :

Cette protection est chargée de détecter les anomalies d'alimentation du réseau et de protéger le matériel.

Le seuil $F>$ sera réglé de 51.5 à 52 Hz.

La temporisation $tF>$ sera réglée au minimum à 4 s.

8.9 Protections spécifiques au moteur synchrone :



La puissance des moteurs synchrones justifie, à elle seule, des fonctions supplémentaires :

8.9.1 Protection contre les pertes de synchronisme (F78) :

La perte de synchronisme (F78) par rapport au réseau (soit par une mesure angulaire des tensions, soit par une mesure d'oscillation de fréquence, soit par la variation du vecteur impédance stator qui en cas de perte de synchronisme décrit un parcours particulier régulier) fera l'objet d'une étude particulière.

8.9.2 Protection contre la perte d'excitation (F40) :

La détection de perte d'excitation (d'où risque de fonctionnement en régime asynchrone) sera réalisée :

a) Par une fonction de mesure à réactance capacitive :

(diagramme de «Blondel»)

Le relais vérifie que le moteur synchrone ne fonctionne pas en machine asynchrone : surveillance en fonction des impédances transitoire et synchrone (qui devront être impérativement connues).

Les réglages préconisés pour le cercle centré sur l'axe des X (côté - X) sont pour les 2 points extrêmes : 0.5 X'd et 1.2 Xs.

X'd = réactance directe transitoire du moteur synchrone (non saturée).

Xs = réactance synchrone (non saturée).

Une temporisation de l'ordre de 2 s sera associée, pour éviter les déclenchements intempestifs qui pourraient avoir lieu au moment des oscillations de puissance du réseau.

b) Par une fonction de mesure de puissance réactive :

Elle suivra le diagramme d'excitation (en P, Q) de la machine (ce diagramme devra être impérativement connu).

Le relais sera réglé pour un fonctionnement à 90% de la zone d'instabilité (en - Q), soit sensiblement 30% de S_n .

Une temporisation de l'ordre de 2 s sera associée, pour permettre le fonctionnement du régulateur d'excitation.

Nota:

Il n'a pas été traité précédemment du démarrage des moteurs synchrones.

Ceux-ci étant de très fortes puissances, il est rarement possible de les démarrer en direct.

Les moteurs asynchrones de fortes puissances sont de type à rotor bobiné (le rotor étant en court-circuit).

Les moteurs synchrones sont à rotor bobiné et excité.

Une solution de démarrage, pour le moteur synchrone, est le démarrage en asynchrone dont le principe simplifié est le suivant :

- rotor non excité,
- dans les enroulements sont sortis sur bagues, insertion de résistances ou tout moyen compatible avec le «démarrage rotorique».
- après le lancement du moteur, et de la phase séquentielle, court-circuitage du rotor jusqu'à la vitesse en asynchrone du moteur (98 % de la vitesse de synchronisme). retrait du court-circuitage du rotor et excitation de celui-ci.

8.9.3 Protection contre un fonctionnement en alternateur (F32) :

Cette protection est chargée de détecter un fonctionnement anormal du moteur :

Lorsque coupé de son alimentation, il est entraîné par sa charge (effet de volant) et produit de l'énergie à la partie du réseau encore sous tension.

Le seuil $<P$ sera réglé de 1 à 5% de P_n .

La temporisation $t_{<P}$ sera réglée au minimum à 0.15 s.

8.9.4 Protection contre la mise à la masse du rotor (F64R) :

Le circuit d'excitation, alimenté en courant continu, est normalement isolé de la masse de la machine.

Un seul défaut d'isolement sur une polarité et la masse ne sera donc pas dangereux, par contre un deuxième défaut d'isolement sur l'autre polarité et la masse provoquera un court-circuit très dangereux pour le moteur.

L'isolement doit donc être contrôlé en permanence, par l'intermédiaire de l'injection d'une tension de fréquence < 20 Hz, et une mesure du courant de cette même fréquence ou par la mesure du courant de fuite à la terre (injection au travers d'un diviseur potentiométrique).

Généralement une platine d'injection, assurant le découplage des différents circuits est nécessaire.

Le seuil $I_{roto<}$ sera réglé de 1 à 3 k Ω .

La temporisation $t_{Iroto<}$ sera réglée à 4 s.

8.9.5 Protection contre $\cos \varphi$ incorrect (F55) :

La surveillance du bon fonctionnement du régulateur d'excitation du moteur (et lorsque le moteur synchrone est utilisé en pompe pour détecter un désamorçage) sera assurée par le contrôle du facteur de puissance.

Le seuil φ arrière sera $\cos \varphi = 0.8$ (AR).

Le seuil φ avant sera $\cos \varphi = 0.95$ (AV).

La temporisation $t_{\cos\varphi}$ sera réglée à 2 s.

8.10 Problèmes liés aux permutations de source (réseau avec des moteurs)

A la coupure de l'alimentation, les moteurs sont magnétisés et continuent à produire une tension qui décroît et perd le synchronisme avec la tension préalable d'alimentation.

Une remise sous tension, sans précautions (tension propre du moteur non amortie), peut entraîner un appel de courant important qui risque d'imposer des efforts importants sur l'arbre.

Pour éviter ce risque il faut :

* que la remise sous tension soit suffisamment rapide pour que la tension résiduelle du moteur soit peu amortie (étude nécessaire).

* rendre impossible le réenclenchement du moteur tant qu'une grandeur électrique, mesurée au niveau du moteur, ne soit pas inférieure à une valeur minimum :

- relais à minimum de fréquence $F_r = 20$ Hz instantané.
- relais à minimum de tension $U_s = 0.2 U_n$ instantané.

-F-

LE SOUTIRAGE



SOMMAIRE

1	AVANT PROPOS :	5
2	RAPPEL :	6
3	PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :	7
4	PROTECTION DU GROUPE DE DEMARRAGE :	8
4.1	Puissance maximum de 3 MVA :	8
4.2	Puissance maximum de 10 MVA :	9
5	PROTECTION DES LIAISONS :	10
5.1	Schéma type de Centrale :	10
5.2	Liaison en antenne (alimentation radiale) :	12
5.3	Liaison en boucle ouverte (alimentation avec secours) :	13
5.4	Liaison en boucle fermée (alimentation par 2 voies) :	14
5.4.1	Protections directionnelles :	14
5.4.2	Protections différentielles :	16
5.4.3	Protections ampèremétriques :	21





1 AVANT PROPOS :

Dans ce chapitre, on considère comme «Auxiliaires de centrale», tous les périphériques, à l'alternateur et au transformateur de groupe, nécessaires au fonctionnement.

* Matériel nécessaire au démarrage de la centrale:

- Transformateur de démarrage.
- Groupe de démarrage.

* Matériel nécessaire au fonctionnement de la centrale:

- Transformateur de soutirage.
- Transformateur d'excitation.

Ces différents auxiliaires devront fournir la puissance nécessaire au réseau BT & MT à savoir:

- Eclairage.
- Air comprimé.
- Ventilation.
- Moteurs.
- Redresseurs.
- Matériel périphérique (bureau, calculateur, automates etc.).

2 RAPPEL :

a) Centrale hydraulique :

Pour une centrale de puissance S_n , on a :

* Soutirage: $< 1 \% S_n$.

* Excitation: $< 1 \% S_n$.

donc

Transformateur de démarrage: $< 2 \% S_n$.

Groupe de démarrage: $< 2 \% S_n$.

b) Centrale thermique

Pour une centrale de puissance S_n , on a :

Soutirage: $< 5 \text{ à } 10 \% S_n$.

Excitation: $< 1 \% S_n$.

donc

Transformateur de démarrage: $< 5 \text{ à } 10 \% S_n$.

pour petites unités, groupe de démarrage: $< 10 \text{ MW}$.

Nota :

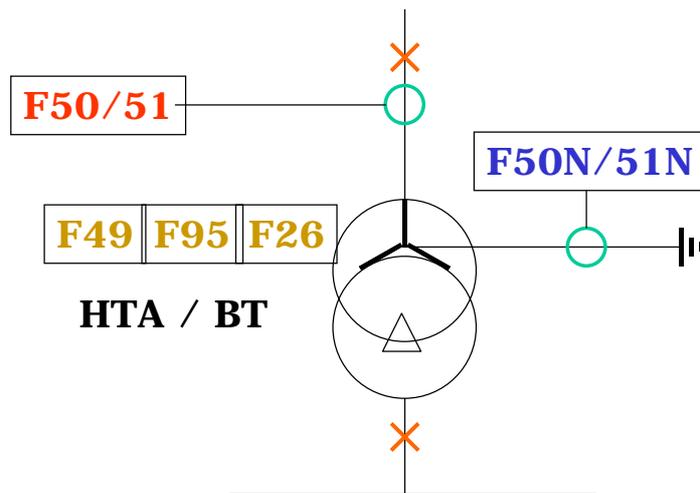
Les groupes de démarrage sont entraînés par Diesel et généralement sous-dimensionnés par rapport au soutirage (mise sous tension des seuls éléments indispensables au démarrage).

En hydraulique = peu de moteurs MT & BT (ventilation, air comprimé).

En thermique = nombreux moteurs MT & BT (en plus moteurs d'entraînement).

Suivant la puissance des centrales et du soutirage, les auxiliaires sont traités partiellement en MT (ex: 5.5 kV) et partiellement en BT (ex: 0.4 kV), ou totalement en BT (ex: 0.4 kV), ceci dépend évidemment de facteurs techniques et économiques.

3 PROTECTION DES TRANSFORMATEURS :



En général les transformateurs de démarrage et de soutirage sont protégés par:

* Protection ampèremétrique (F50-51/F50N-51N).

- détection de court-circuit amont (primaire).
- détection de court-circuit aval (secondaire).
- détection de défaut terre côté secondaire.

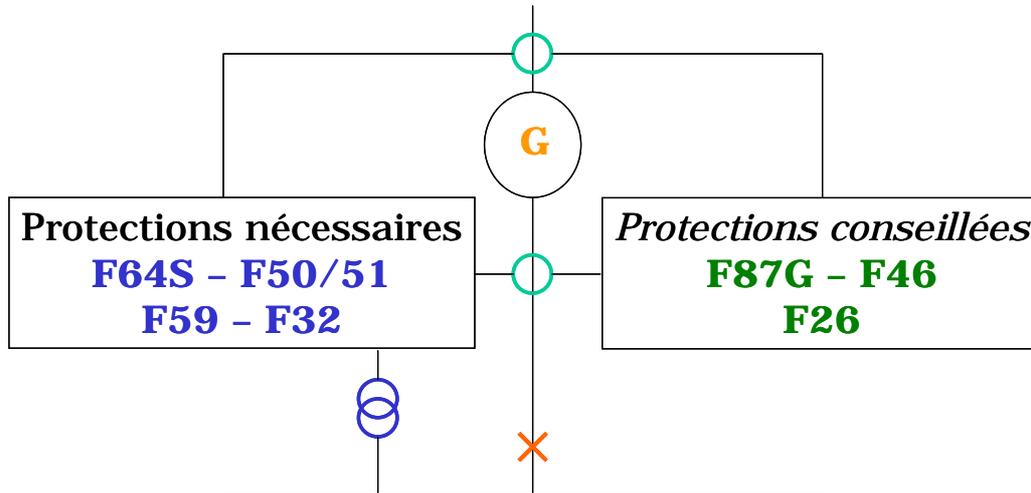
* Relais de détection gazeux dit «BUCHHOLZ» (alarme, déclenchement) très rapide pour défaut interne du transformateur.

* Thermostat pour contrôle d'échauffement (alarme, déclenchement, avec ou sans indicateur de température).

De même le transformateur d'excitation est protégé par une protection ampèremétrique (F50-51/F50N-51N) et la partie excitation étant elle-même protégée par ses propres dispositifs.

4 PROTECTION DU GROUPE DE DEMARRAGE :

4.1 Puissance maximum de 3 MVA :



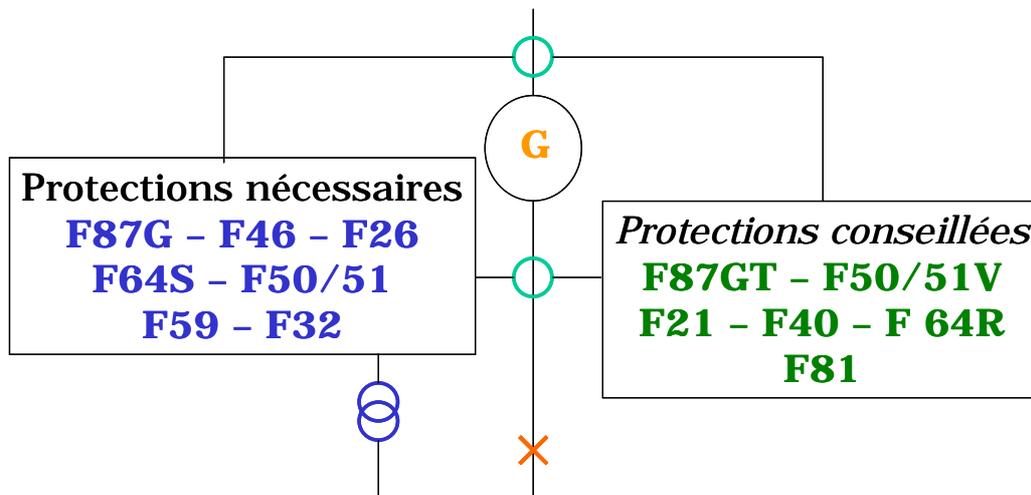
Les protections suivantes sont nécessaires:

- * Retour de puissance (F32).
- * Masse stator (F64S).
- * Défaut entre phases et surcharge (F(50-51)).
- * Maximum de tension (F59).

De plus, il est conseillé :

- * Différentielle de générateur (F87G).
- * Déséquilibre de charge (F46).
- * Contrôle de température (26).

4.2 Puissance maximum de 10 MVA :



Les protections suivantes sont nécessaires:

- * Différentielle de générateur (F87G).
- * Déséquilibre de charge (F46).
- * Contrôle de température (26).
- * Retour de puissance (F32).
- * Masse stator (F64S).
- * Défaut entre phases et surcharge (F(50-51)).
- * Maximum de tension (F59).

De plus, il est conseillé :

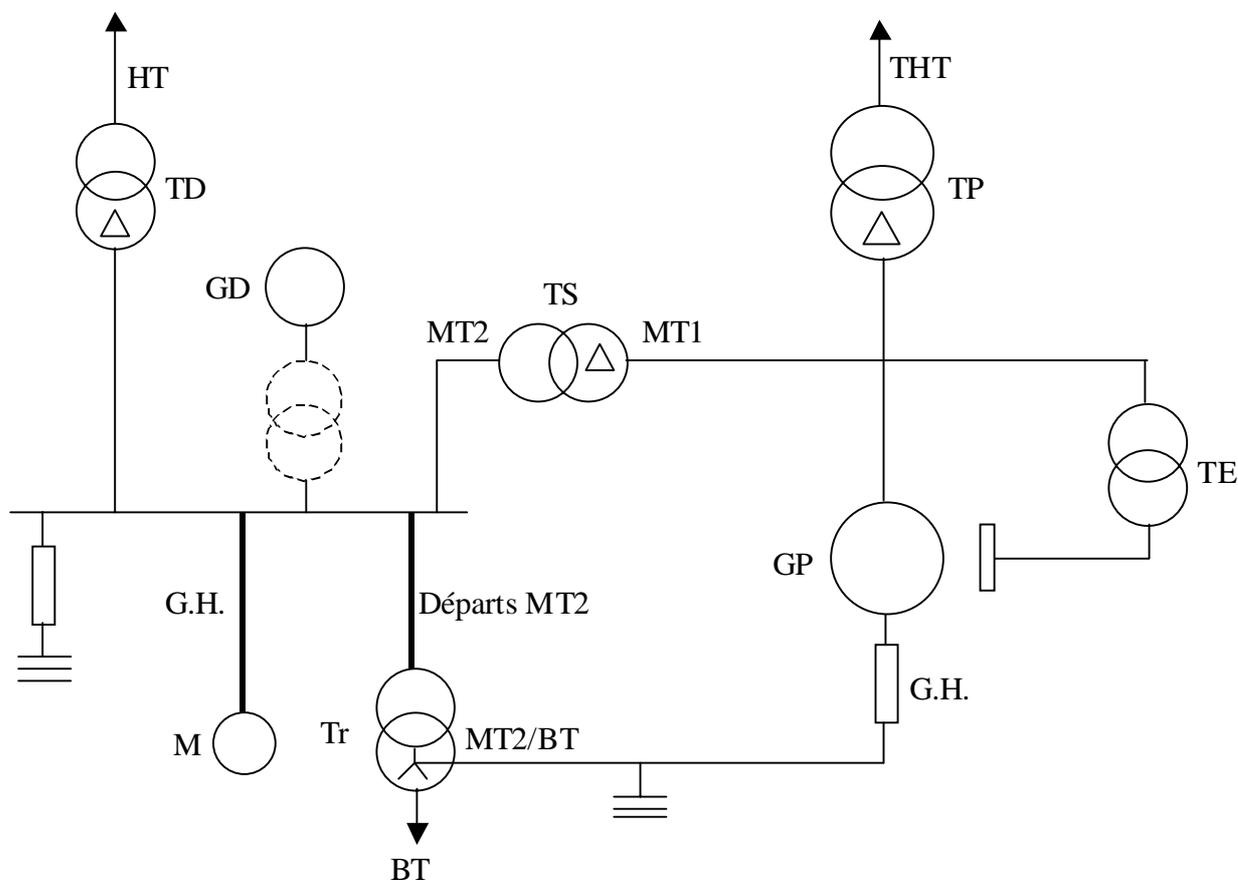
- * Différentielle de bloc si applicable (F87GT).
- * Maximum de courant à tension contrôlée (F50-51V) ou
- * Minimum d'impédance (F21).
- * Perte d'excitation (F40).
- * Masse rotor (F64R).
- * Maximum et minimum de fréquence (F81).
- * Contrôle de température (26).

5 PROTECTION DES LIAISONS :

Dans ce qui suit nous allons nous placer dans le cas le plus complet où la centrale de par la puissance des auxiliaires et sa configuration topologique nécessite plusieurs niveaux de tension MT.

5.1 Schéma type de Centrale :

(avec triangle côté centrale et étoile côté réseau, possibilité de tout inverser sans modification de raisonnement):



- THT = évacuation de puissance de la centrale.
- HT = alimentation du transformateur de démarrage.
- MT1 = Moyenne tension niveau 1.
- MT2 = Moyenne tension niveau 2.
- GP = groupe principal.
- GD = groupe de démarrage.
- G.H. = générateur homopolaire.
- TP = transformateur bloc.
- TE = transformateur d'excitation.
- TS = transformateur de soutirage.
- TD = transformateur de démarrage.
- M = moteur de tension MT2



Le couplage des différents transformateurs est indiqué pour montrer les différentes barrières homopolaires entre:

- * MT1 & THT
- * MT1 & MT2
- * MT2 & HT
- * MT2 & BT

D'autres solutions sont possibles, au niveau des couplages et des modes de mise à la terre.

Les départs MT2 peuvent être en configuration:

- * Antenne.
- * Boucle ouverte.
- * Boucle fermée.

L'alimentation en antenne est radiale et donc sans possibilité de secours d'alimentation, donc réservée aux liaisons ne présentant pas de caractères particuliers.

L'alimentation en boucle ouverte est radiale par l'intermédiaire de 2 alimentations l'une venant en secours de l'autre.

Ces 2 alimentations ne pouvant être en fonctionnement permanent couplées.

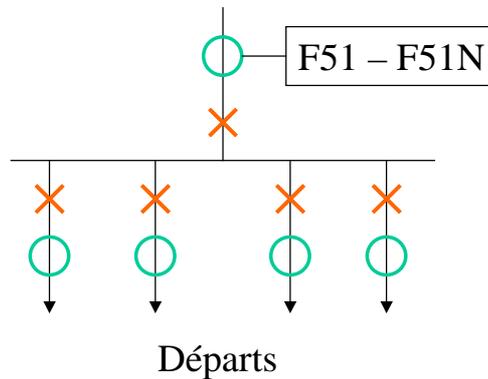
En cas d'anomalie sur le réseau il y a permutation de source (ceci permet une rapide reprise de service et une maintenance facilitée).

L'alimentation en boucle fermée se fait par l'intermédiaire de 2 alimentations en permanence couplées (ex: 2 départs en parallèle).

En cas d'anomalie sur le réseau la seule partie en défaut est éliminée.

Cette solution permet une meilleure continuité de service, mais est évidemment plus onéreuse.

5.2 Liaison en antenne (alimentation radiale) :



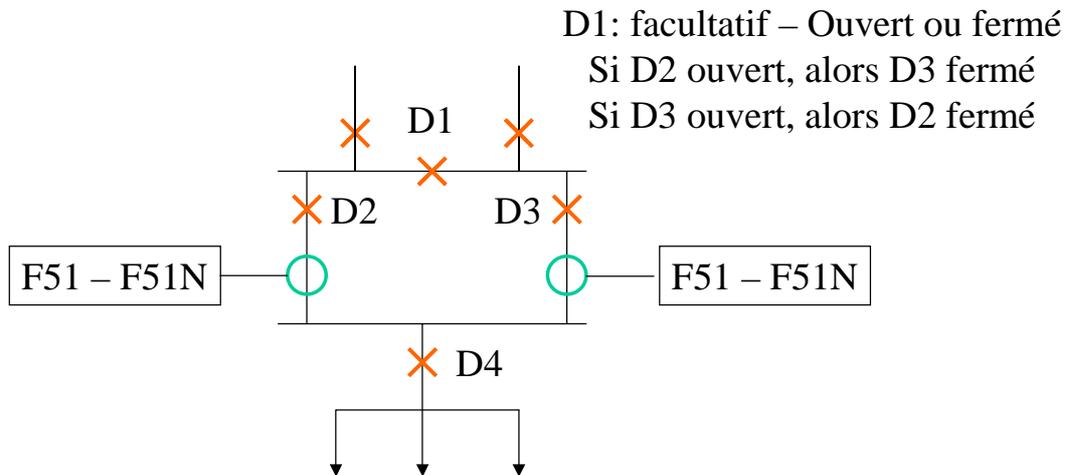
La liaison sera protégée par une protection ampèremétrique temporisée.

Le réglage en surintensité sera au minimum de la moitié du courant de défaut biphasé en extrémité du départ le plus long dans le cas le plus défavorable à savoir mise sous tension à partir du seul transformateur de démarrage ou groupe de démarrage (ce réglage doit permettre une surcharge passagère de 60 % des départs, en cas contraire il sera nécessaire d'utiliser une protection à minimum d'impédance).

Le réglage de la protection de terre sera de 10 % du courant nominal des TC, avec une valeur minimum de la moitié du courant de défaut terre I_t .

La temporisation est celle de l'étage immédiatement inférieur (en aval) majorée d'un écart sélectif (+ 0.3 s).

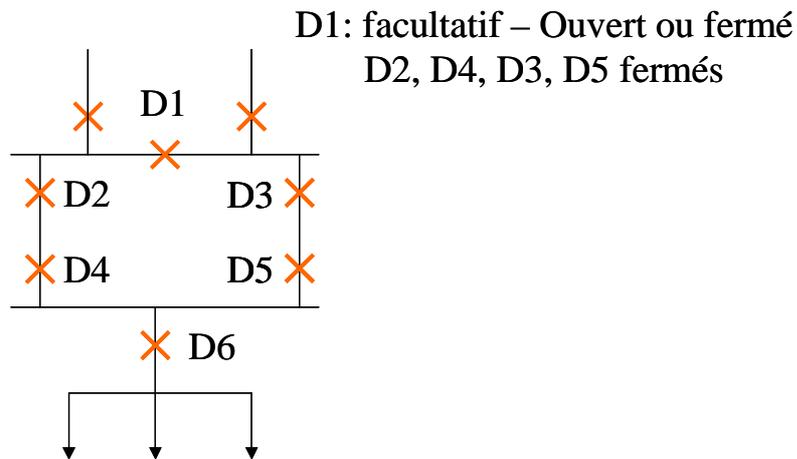
5.3 Liaison en boucle ouverte (alimentation avec secours) :



Les 2 alimentations ne peuvent être sous tension au même moment.

Au niveau des protections le schéma est identique à celui du départ en antenne.

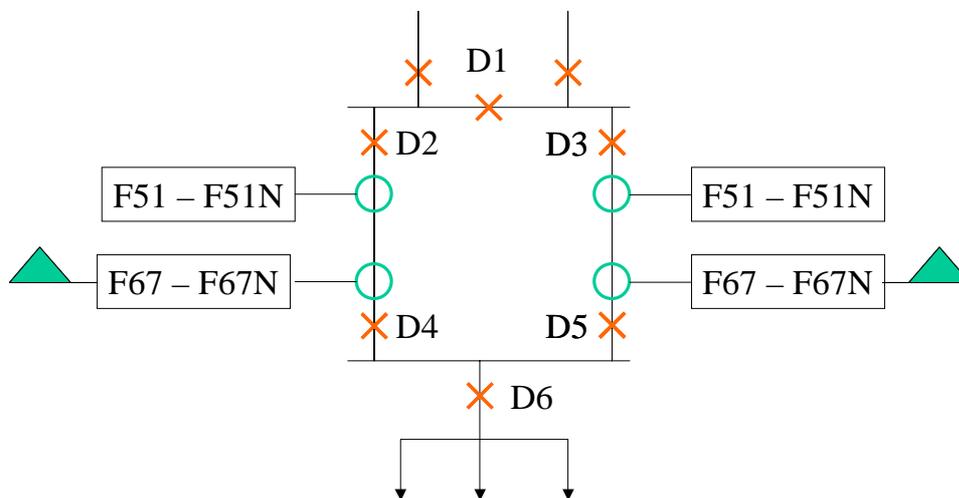
5.4 Liaison en boucle fermée (alimentation par 2 voies) :



En fonctionnement normal D2, D4, D3 & D5 fermés
D1 (facultatif) ouvert ou fermé

En fonctionnement normal les 2 alimentations sont sous tension au même moment. Au niveau des protections 2 solutions sont possibles:

5.4.1 Protections directionnelles :



En cas de défaut entre D2 et D4 :

D4 déclenche instantanément (fonction directionnelle) en un temps t_0 (0.1 s).
Les protections en D3 et D5 retombent.

D2 déclenche en $t_1 = t_b + 0.3$ s

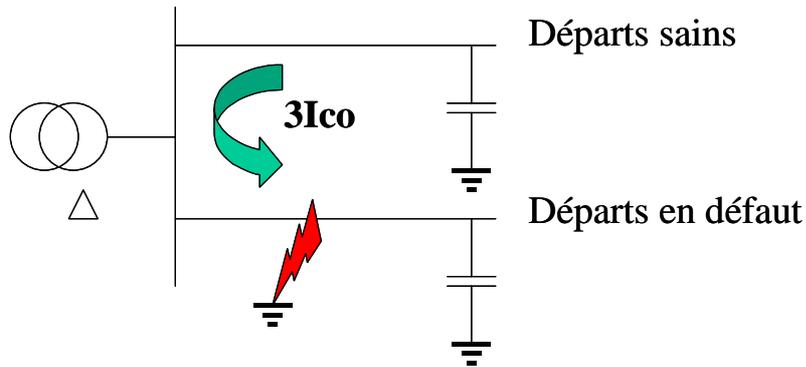
t_b étant le temps de déclenchement de la protection en D6.

Condition impérative l'alimentation ne peut se faire que par un seul côté (D2 et D3).

Nota :

(sur les défauts à la terre)

Si les départs MT2 sont longs et en câbles ils seront générateurs de courant homopolaire. Il est possible de pouvoir s'affranchir d'un générateur homopolaire (G.H.), une étude plus poussée est nécessaire (connaissance de toutes les longueurs, types de câbles etc.).



Courant de défaut (I_d) produit par un câble sain:

$$I_d = 3 C_o V \omega$$

C_o = capacité homopolaire du câble

V = tension simple

ω = pulsation = $2 \pi F$

On trouve en pratique 2 types de câbles:

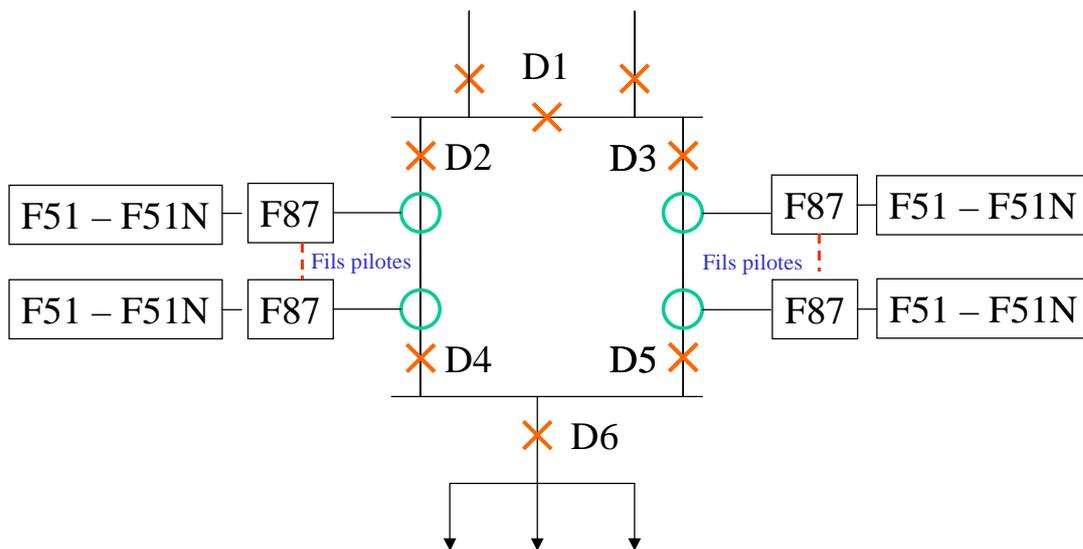
* à champ radial (câble dont le champ électrique en un point quelconque de l'isolant est dirigé perpendiculairement aux couches de papier constituant cet isolant)

à champ non radial

Ordres de grandeur des valeurs de Co ($\mu\text{F}/\text{km}$):

Tension de service entre phases (kV)	Section	Câble à champ radial surface métallisée	Câble tripolaire à champ non radial conducteur rond
5.5	30	*	0.118
5.5	95	*	0.138
5.5	240	*	0.164
10	30	0.32	0.104
10	95	0.52	0.124
10	240	0.79	0.144
15	30	0.24	0.095
15	95	0.44	0.118
15	240	0.65	0.137
20	30	0.21	0.084
20	95	0.36	0.114
20	240	0.58	0.132

5.4.2 Protections différentielles :



Le sens d'écoulement d'énergie est indifférent.

Les courants des 2 extrémités sont comparés par l'intermédiaire d'une grandeur image (tension ou courant).

Chaque extrémité est équipée d'une protection qui compare l'image du courant local à l'image du courant de l'autre extrémité.

Cette image est transitée à l'aide de «fils pilotes» (paires téléphoniques).

La caractéristique de déclenchement est en général de type à pourcentage:

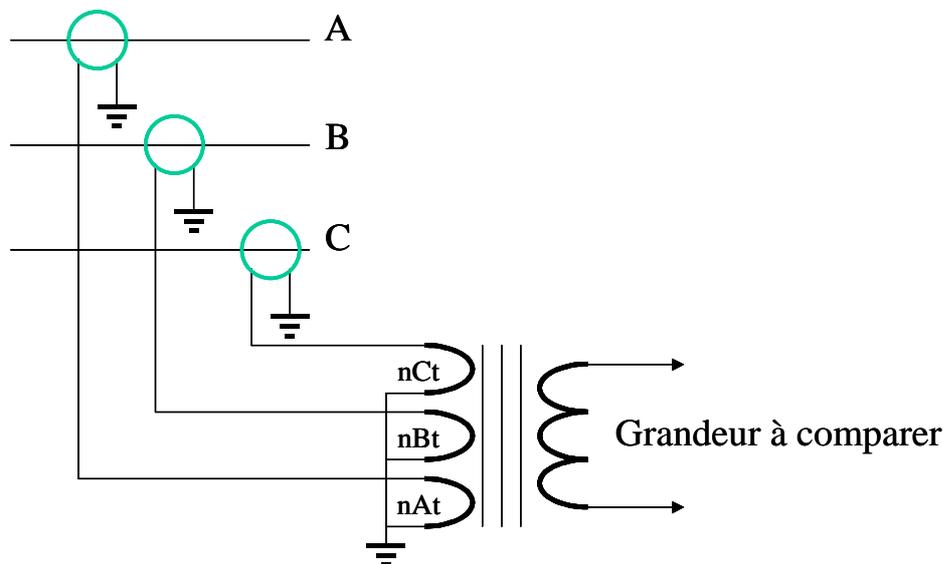
le seuil différentiel est asservi au courant traversant, plus celui-ci est important et plus le seuil différentiel est relevé.

Ceci permet une meilleure sensibilité pour les défauts faibles et une moindre sensibilité pour les défauts violents (avec une meilleure stabilité sur risque de saturation des TC).

Pour réduire le nombre de fils pilotes (donc matériel annexe comme translateurs d'isolement) et compte tenu que le déclenchement est toujours triphasé (impossibilité de faire du déclenchement monophasé qui obligerait à faire du réenclenchement et défauts toujours permanents sur les câbles), il est intéressant d'utiliser un montage à somme dissymétrique.

Comme pour toute protection différentielle comportant plus de un relais, il est impératif que les 2 extrémités soient équipées rigoureusement du même type de relais.

a) Montage à somme dissymétrique :



n_{Ct} = nombre de tours de l'enroulement phase C.

n_{Bt} = nombre de tours de l'enroulement phase B.

n_{At} = nombre de tours de l'enroulement phase A.

Même en régime équilibré la grandeur image à comparer n'est pas nul.

La sensibilité de détection est donc variable suivant la phase en défaut et le type de défaut.

Il suffira de vérifier que le courant de défaut minimum est supérieur à 2 fois (marge de sécurité) le courant maximum de défaut détectable par la protection.

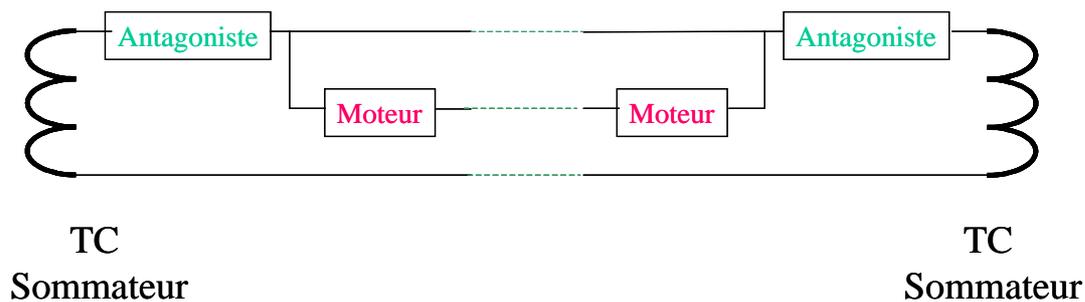
En pratique, la condition la plus contraignante concerne les défauts à la terre (lorsque limitation par une impédance).

La grandeur à comparer (avec l'autre extrémité) peut être faite avec 2 montages:

- * Comparaison à «circulation de courant».
- * Comparaison à «équilibre de tension».

Chaque solution présentant des avantages et des inconvénients sur coupure ou court-circuit des fils pilotes.

b) Montage à circulation de courant :



❖ Avantages :

Capacité des fils pilote sans importance
Court-circuit des fils pilotes entraîne blocage

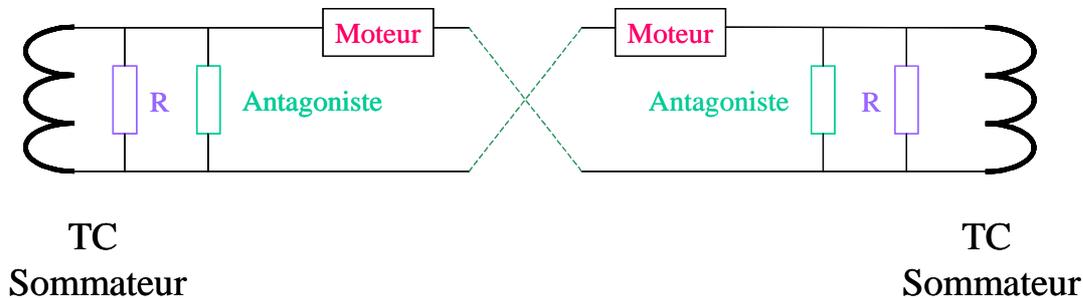
❖ Inconvénients :

Coupure des fils pilote entraîne déclenchement intempestif

Nota :

Courant dans les fils pilotes en fonctionnement normal (même en absence de défaut).

c) Montage à équilibre de tension :



❖ Avantages :

Equilibrage des fils pilote sans importance
Coupure des fils pilotes entraîne blocage

❖ Inconvénients :

Court-circuit des fils pilote entraîne déclenchement intempestif

Nota :

Courant dans les fils pilotes en cas de défaut.

Dispositifs complémentaires :

*** Equilibrage :**

Les fils pilotes présentent une

- résistance (dépendant de la longueur et de la section).
- capacité par rapport à la terre et entre eux (dépendant de la constitution des fils pilotes, de la longueur et de la section).

Un dispositif «image» sera intégré à chaque relais pour simuler les fils pilotes.

Une mesure simple de la résistance et capacité de la liaison, en absence des valeurs de constructeur de fils pilotes, sera effectuée.

*** Translateurs d'isolement :**

Les fils pilotes transitent généralement par le sol et à proximité des câbles de puissance.

En cas de défaut à la terre de ceux-ci, les relais risquent d'être portés à des tensions très différentes (par induction sur les fils pilotes par le courant de défaut).

Le circuit de comparaison (fils pilotes) devra donc comporter à chaque extrémité un translateur d'isolement.

Un isolement de 15 kV est en pratique suffisant.

Ce translateur n'est nécessaire que si la tension induite est supérieure à 3 kV.

Une formule empirique, donc approximative, simple permet de définir ou non la nécessité ou non de ces translateurs:

$$U_i = k * I_t * l$$

U_i = tension maximale induite (en V).

k = coefficient = 50 dans le cas des câbles = 2 dans le cas des lignes aériennes.

I_t = courant maximum de défaut à la terre (en kA).

l = longueur de la liaison (en km).

➤ **Exemple**

$I_t = 12.5$ kA, $l = 8$ km en câble

$$U_i = 50 \times 12.5 \times 8 = 5000 \text{ V}$$

Conclusion :

Translateurs nécessaires, alors que pour une longueur de 0.8 km entraînant $U_i = 500$ V, les translateurs n'auraient pas été nécessaires.

Nota :

Les protections différentielles sont auto-sélectives (ne déclenchent que si le défaut est à l'intérieur de la zone protégée) et ne comportent pas de fonction de secours. Il est nécessaire d'y adjoindre une protection ampèremétrique de secours (F50-51-51N).

5.4.3 Protections ampèremétriques :

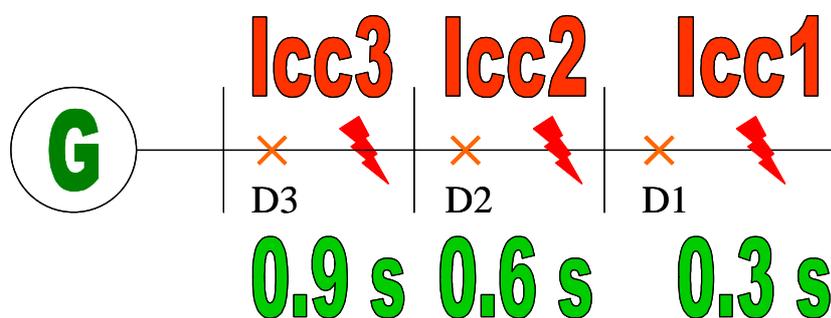
La protection ampèremétrique devra être sélective.

2 possibilités de sélectivité sont offertes:

* sélectivité à temps constant: plus facile à utiliser lorsque incertitude sur les données réseau ou lorsqu'il y a peu de variation sur la valeur du courant de défaut.

* sélectivité à temps dépendant: plus représentative des phénomènes électriques.

a) Principe de la sélectivité à temps constant :



Défaut I_{cc1} éliminé en 0.3 s par D1 (en secours en 0.6 s par D2, en secours de secours en 0.9 s par D3).

Défaut I_{cc2} (non détecté par protection en D1) éliminé en 0.6 s par D2 (en secours en 0.9 s par D3), $I_{cc2} \geq I_{cc1}$.

Défaut I_{cc3} (non détecté par protections en D1 & D2) éliminé en 0.9 s par D3 (en secours par protection générale en amont).

❖ **Avantage :**

Principe simple donc bonne sélectivité assurée.

❖ **Inconvénient :**

Le temps de déclenchement ne tient pas compte de «l'énergie du défaut» en $I_{cc}^2 t_d$.

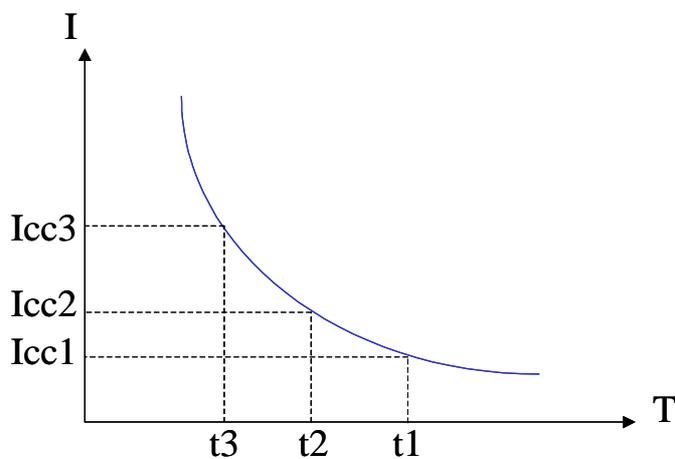
b) Principe de la sélectivité à temps dépendant :

* Sélectivité par le courant :

Elle est possible lorsque :

$I_{cc3} \gg I_{cc2} \gg I_{cc1}$ (\gg signifie très supérieur)
 donc liaison entre D3 et D2 ou D2 et D1 importante.

Les écarts des temps de déclenchement $t1 - t2$, $t2 - t3$ seront égaux ou supérieurs à 0.3 s sur la même courbe de temps dépendant.



Les calculs de I_{cc3} , I_{cc2} , I_{cc1} seront effectués pour les valeurs maximum et minimum de la puissance de court-circuit de source.

❖ Avantages :

Le temps de déclenchement est d'autant plus court que le défaut est violent donc tient compte de $I_{cc}^2 t_d$.

La sélectivité est assurée.

❖ Inconvénient :

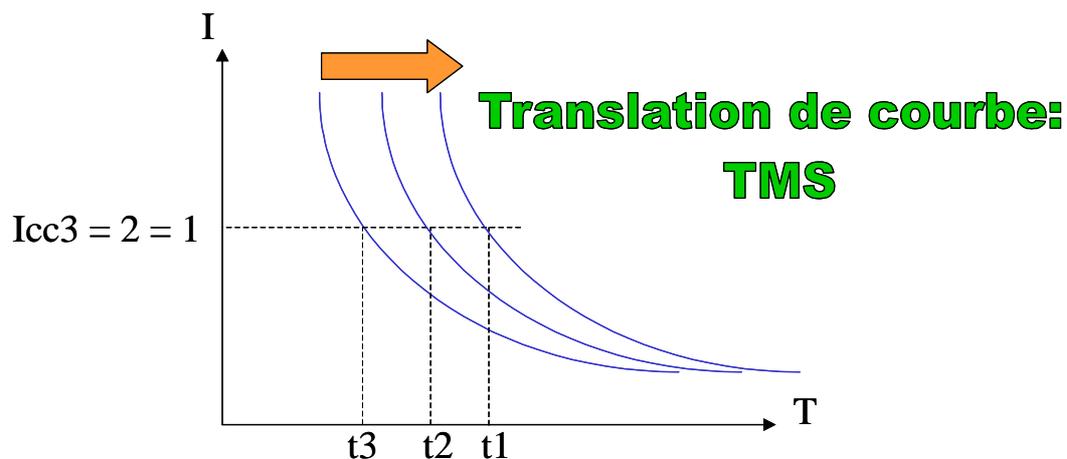
Nombreux calculs nécessaires donc connaissance parfaite des éléments du réseau pour principe et choix de la courbe (inverse, très inverse, extrêmement inverse etc.)

c) Sélectivité par translation de courbe :

La sélectivité par le courant est impossible lorsque :

$I_{cc3} \cong I_{cc2} \cong I_{cc1}$ (\cong signifie du même ordre de grandeur)
 donc liaison entre D3 et D2 ou D2 et D1 faible.

Les écarts des temps de déclenchement $t1 - t2$, $t2 - t3$ seront égaux ou supérieurs à 0.3 s sur des courbes différentes de temps dépendant (par translation de courbe = réglage du «TMS» (TMS = «Time Multiplier Setting»)).



Les calculs de I_{cc3} , I_{cc2} , I_{cc1} seront effectués pour les valeurs maximum et minimum de la puissance de court-circuit de source.

❖ **Avantages :**

Le temps de déclenchement est d'autant plus court que le défaut est violent donc tient compte de $I_{cc}^2 t_d$.
 Sélectivité assurée

❖ **Inconvénient :**

Nombreux calculs nécessaires donc connaissance parfaite des éléments du réseau pour principe et choix de la courbe (inverse, très inverse, extrêmement inverse etc.).

Nota :

Lorsque les longueurs des liaisons sont très différentes (ex: très courte suivie d'une très longue, il est possible de mixer les 2 solutions).

Conclusion :

Sélectivité à temps constant plus simple à définir.
 Sélectivité à temps dépendant meilleure techniquement.

- G -
ANNEXE



SOMMAIRE

1	COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL.....	5
1.1	Rappel sur la protection de court-circuit :	5
1.2	Schéma du réseau.....	6
1.2.1	Calcul des courants de défaut triphasés.....	7
1.2.2	Rappel des valeurs de courant de défaut (base 5.5 kV) :	8
1.3	Réglage des protections de court-circuit :	9
1.4	Tableau récapitulatif des réglages des protections de court-circuit F50 :	14
2	COMPOSANTE APERIODIQUE DU COURANT DE DEFAUT	15
2.1	Schéma équivalent du réseau :	15
2.2	Rappel :	15
2.3	Court-circuit :	15
3	PROTECTION DEFAILLANCE DISJONCTEUR	17
3.1	Fonctionnement normal	17
3.2	Anomalie de fonctionnement du disjoncteur	17
4	NOTE SUR LA NORME CEI-909	18
5	CONTROLE COMMANDE NUMERIQUE	19
6	CODES ANSI ET CEI	20
7	LES FILTRES	22
7.1	Filtre passe-bas :	22
7.2	Filtre passe-haut :	22
7.3	Filtre coupe-bande :	23
7.4	Filtre passe-bande :	23
8	OSCILLATION DE PUISSANCE ET PERTE DE SYNCHRONISME	24
9	TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	29
9.1	Rappel :	29
9.2	Exemple de tensions et courants de défaut pour un défaut extérieur à la ligne :	29
9.2.1	Cas : disjoncteurs A & B ouverts :	30
9.2.2	Cas : disjoncteur A fermé & Disjoncteur B ouvert :	30
9.2.3	Cas : disjoncteur A & B fermés :	31
9.2.4	Conclusion :	31
9.3	Réglage des détecteurs de défaut :	32
9.3.1	Défaut triphasé :	32
9.3.2	Défaut biphasé isolé :	33
9.3.3	Défaut monophasé à la terre :	36
9.4	Exemple de calcul des détecteurs de défaut :	38



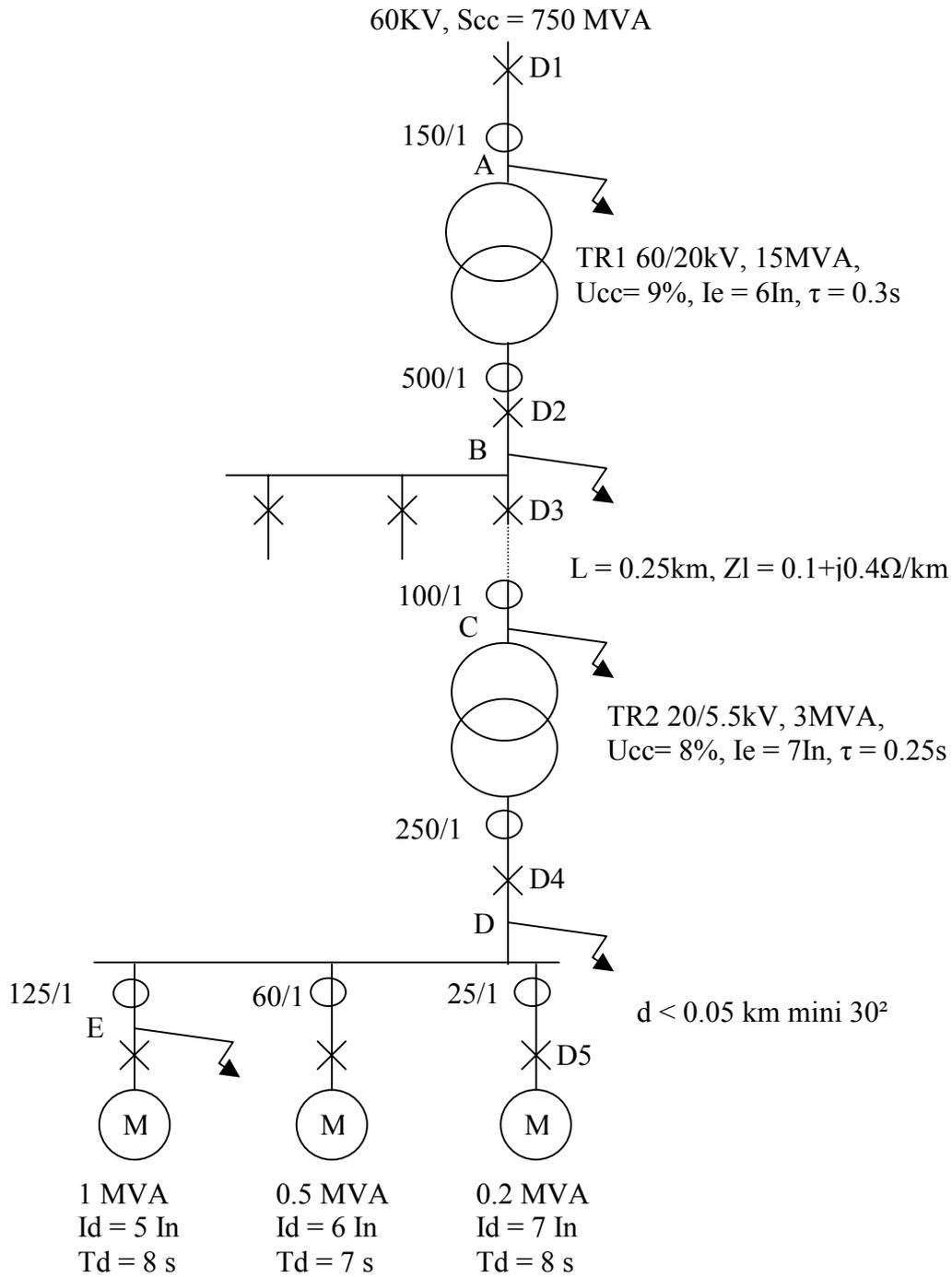
 <p>Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>NOTE TECHNIQUE</p> <p>COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL</p>	<p>Note N°: 020720830</p> <hr/> <p>Rév. : A</p>
--	---	---

1 COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL

1.1 Rappel sur la protection de court-circuit :

- Protection de détection des défauts entre phases dont la temporisation est la plus réduite possible.
- Etre sélective (éliminer la plus petite partie possible du réseau c'est à dire déclenchement du disjoncteur le plus en aval possible).
- Elle doit être insensible aux :
 - * Courants d'enclenchement des transformateurs de puissance.
 - * Courants de démarrage des moteurs.

1.2 Schéma du réseau



 <p>Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>NOTE TECHNIQUE</p> <p>COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL</p>	<p>Note N°: 020720830</p> <hr/> <p>Rév. : A</p>
--	---	---

1.2.1 Calcul des courants de défaut triphasés

TOUS LES CALCULS SERONT EFFECTUES SUR LA BASE 5.5 kV.

❖ Défaut Triphasé en A :

Impédance de source 60 kV (base 5.5 kV) :

$$Z_s = U_n^2 / S_{cc}$$

$$Z_s = 5.5^2 / 750 = 0.04 \Omega$$

Courant de défaut en A (base 5.5 kV) :

$$I_{ccA} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_s$$

$$I_{ccA} = (5.5 / \sqrt{3}) / 0.04 = 79.39 \text{ kA}$$

❖ Défaut Triphasé en B :

Impédance du transformateur TR1 (base 5.5 kV) :

$$Z_{tr1} = U_{cc} (U_n / S_n)$$

$$Z_{tr1} = 0.09 (5.5^2 / 15) = 0.182 \Omega$$

Impédance de limitation de défaut :

$$Z_{dB} = Z_s + Z_{tr1}$$

$$Z_{dB} = 0.04 + 0.182 = 0.222 \Omega$$

Courant de défaut en B (base 5.5 kV) :

$$I_{ccB} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dB}$$

$$I_{ccB} = (5.5 / \sqrt{3}) / 0.222 = 14.3 \text{ kA}$$

❖ Défaut Triphasé en C :

Impédance de la liaison (base 5.5 kV) :

$$Z_l = L_l \times X \times (U_{n1}/U_{n2})^2$$

$$Z_l = 0.25 \times 0.4 \times (5.5 / 20)^2 = 0.008 \Omega$$

Impédance de limitation de défaut :

$$Z_{dC} = Z_s + Z_{tr1} + Z_l$$

$$Z_{dC} = 0.04 + 0.182 + 0.008 = 0.23 \Omega$$

Courant de défaut en C (base 5.5 kV) :

$$I_{ccC} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dC}$$

$$I_{ccC} = (5.5 / \sqrt{3}) / 0.23 = 13.8 \text{ kA}$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

❖ Défaut Triphasé en D :

Impédance du transformateur TR2 (base 5.5 kV) :

$$Z_{tr2} = U_{cc} (U_n / S_n)$$

$$Z_{tr1} = 0.08 (5.5^2 / 3) = 0.807 \Omega$$

Impédance de limitation de défaut :

$$Z_{dD} = Z_s + Z_{tr1} + Z_{l1} + Z_{tr2}$$

$$Z_{dD} = 0.04 + 0.182 + 0.008 + 0.807 = 1.037 \Omega$$

Courant de défaut en D (base 5.5 kV) :

$$I_{ccD} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dD}$$

$$I_{ccD} = (5.5 / \sqrt{3}) / 1.037 = 3.1 \text{ kA}$$

❖ Défaut Triphasé en E :

Impédance de la liaison (base 5.5 kV) :

$$Z_{l2} = L_{km} \times (20/S_{mm^2})$$

$$L = 2d$$

$$L = 2 \times 0.05 = 0.1 \text{ km}$$

$$Z_{l2} = 0.1 \times (20/30) = 0.067 \Omega$$

Impédance de limitation de défaut :

$$Z_{dE} = Z_s + Z_{tr1} + Z_{l1} + Z_{tr2} + Z_{l2}$$

$$Z_{dE} = 0.04 + 0.182 + 0.008 + 0.807 + 0.067 = 1.104 \Omega$$

Courant de défaut en E (base 5.5 kV) :

$$I_{ccE} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dE}$$

$$I_{ccE} = (5.5 / \sqrt{3}) / 1.104 = 2.9 \text{ kA}$$

1.2.2 Rappel des valeurs de courant de défaut (base 5.5 kV) :

Défaut en A : $I_{ccA} = 79.4 \text{ kA}$

Défaut en B : $I_{ccB} = 14.3 \text{ kA}$

Défaut en C : $I_{ccC} = 13.8 \text{ kA}$

Défaut en D : $I_{ccD} = 3.1 \text{ kA}$

Défaut en E : $I_{ccE} = 2.9 \text{ kA}$

La sélectivité entre A & B pourra être ampèremétrique (différence importante entre 2 courants de défaut, rapport $I_{cc} = 5.55$) d'où $t_A = t_B$.

La sélectivité entre B & C devra être chronométrique (différence faible entre 2 courants de défaut, rapport $I_{cc} = 1.04$) d'où $t_B = t_C + 0.3 \text{ s}$.

La sélectivité entre C & D pourra être ampèremétrique (différence importante entre 2 courants de défaut, rapport $I_{cc} = 4.45$) d'où $t_C = t_D$.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

La sélectivité entre D & E devra être chronométrique (différence faible entre 2 courants de défaut, rapport $I_{cc} = 1.07$) d'où $t_D = t_E + 0.3$ s.

0.3 s = écart sélectif (peut être réduit à 0.25 s).

1.3 Réglage des protections de court-circuit :

Règles de base :

La protection sera réglée au plus à la moitié du courant de défaut amont (côté HT) du transformateur.

Ce réglage devra être au moins le double du courant de défaut aval (côté MT) du transformateur.

Ce réglage devra être au moins le double du courant d'enclenchement maximum du transformateur.

❖ Réglage de la Protection D1 (détection défaut en A) :

$$(I_{ccA} / 2) \geq I_{rD1} \geq 2 I_{ccB}$$

$$I_{rD1} \geq 2 I_{eTr1}$$

Base 5.5 kV :

$$(79.4 / 2) \geq I_{rD1} \geq 2 \times 14.3 \text{ kA}$$

$$39.7 \geq I_{rD1} \geq 28.6 \text{ kA}$$

$$I_e = 6 \times [15000 / (5.5 \times \sqrt{3})] = 9.5 \text{ kA}$$

$$I_{rD1} \geq 2 \times 9.5 \geq 19 \text{ kA}$$

Nota :

A 0.1 s avec $\tau = 0.3$ s, le courant d'enclenchement ne sera plus que de 4.3 In

Un réglage de l'ordre de 30 kA (base 5.5 kV) pourra être retenu correspondant à :

$$30 \times (5.5/60) = 2.75 \text{ kA (base 60 kV), avec un TC rapport 150/1 A,}$$

le réglage sera de $2.75 / 0.15 = 18.3$ In.

La sélectivité avec IrD2 étant ampèremétrique, la temporisation tD1 sera pratiquement instantanée = tA = 0.1 s

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

❖ **Réglage de la Protection D2 (détection défaut en B) :**

La sélectivité avec D3 ne pouvant être ampèremétrique (I_{ccB} du même ordre de grandeur que I_{ccC}), la protection D2 aura le même réglage I_{rD2} que la protection D3, la temporisation t_{D2} sera égale à $t_{D3} + 0.3$ s soit = $0.1 + 0.3 = 0.4$ s

$$(I_{ccC} / 2) \geq I_{rD2} \geq 2 I_{ccD}$$

$$I_{rD2} \geq 2 I_{eTr2}$$

$$I_{rD2} \geq 1.5 \Sigma I_d$$

Base 5.5 kV :

$$(13.8 / 2) \geq I_{rD2} \geq 2 \times 3.1 \text{ kA}$$

$$6.9 \geq I_{rD2} \geq 6.2 \text{ kA}$$

$$I_e = 7 \times [3000 / (5.5 \times \sqrt{3})] = 2.2 \text{ kA}$$

$$I_{rD2} \geq 2 \times 2.2 \geq 4.4 \text{ kA}$$

Nota :

A 0.4 s avec $\tau = 0.25$ s, le courant d'enclenchement ne sera plus que de 1.4 In

Somme des puissances de démarrage ΣS_d :

$$(5 \times 1) + (6 \times 0.5) + (7 \times 0.2) = 9.4 \text{ MVA correspondant à}$$

Somme des courants de démarrage :

$$\Sigma I_d = \Sigma S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$\Sigma I_d = 9400 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 1 \text{ kA}$$

$$I_{rD2} \geq 1.5 \times 1 \geq 1.5 \text{ kA}$$

Un réglage de l'ordre de 6.2 kA (base 5.5 kV) pourra être retenu correspondant à :

$$6.2 \times (5.5/20) = 1.7 \text{ kA (base 20 kV), avec un TC rapport 500/1 A,}$$

le réglage I_{rD2} sera de $1.7 / 0.5 = 3.4$ In.

La temporisation t_{D2} sera égale à $t_{D3} + 0.3$ s soit = $0.1 + 0.3 = 0.4$ s

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

❖ **Réglage de la Protection D3 (détection défaut en C) :**

La sélectivité avec D2 ne pouvant être ampèremétrique (I_{ccB} du même ordre de grandeur que I_{ccC}), la protection D3 aura le même réglage I_{rD3} que la protection D2, la temporisation t_{D3} sera égale à 0.1 s

$$(I_{ccC} / 2) \geq I_{rD3} \geq 2 I_{ccD}$$

$$I_{rD3} \geq 2 I_{eTr2}$$

$$I_{rD3} \geq 1.5 \Sigma I_d$$

Base 5.5 kV :

$$(13.8 / 2) \geq I_{rD3} \geq 2 \times 3.1 \text{ kA}$$

$$6.9 \geq I_{rD3} \geq 6.2 \text{ kA}$$

$$I_e = 7 \times [3000 / (5.5 \times \sqrt{3})] = 2.2 \text{ kA}$$

$$I_{rD3} \geq 2 \times 2.2 \geq 4.4 \text{ kA}$$

Nota :

A 0.1 s avec $\tau = 0.25$ s, le courant d'enclenchement ne sera plus que de 4.7 In

Somme des puissances de démarrage ΣS_d :

$$(5 \times 1) + (6 \times 0.5) + (7 \times 0.2) = 9.4 \text{ MVA correspondant à}$$

Somme des courants de démarrage :

$$\Sigma I_d = \Sigma S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$\Sigma I_d = 9400 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 1 \text{ kA}$$

$$I_{rD3} \geq 1.5 \times 1 \geq 1.5 \text{ kA}$$

Un réglage de l'ordre de 6.2 kA (base 5.5 kV) pourra être retenu correspondant à :

$$6.2 \times (5.5/20) = 1.7 \text{ kA (base 20 kV), avec un TC rapport 100/1 A,}$$

le réglage I_{rD3} sera de $1.7 / 0.1 = 17 I_n$.

La temporisation $t_{D3} = 0.1$ s

 <p>Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>NOTE TECHNIQUE</p> <p>COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL</p>	<p>Note N°: 020720830</p> <hr/> <p>Rév. : A</p>
--	---	---

❖ **Réglage de la Protection D4 (détection défaut en D) :**

La sélectivité avec D5 ne pouvant être ampèremétrique (I_{ccD} du même ordre de grandeur que I_{ccE}), la protection D4 aura le même réglage I_{rD4} que la protection D5, la temporisation t_{D4} sera égale à $t_{D5} + 0.3$ s soit $= 0.1 + 0.3 = 0.4$ s

$$(I_{ccD} / 2) \geq I_{rD4}$$

$$I_{rD4} \geq 1.5 \Sigma Id$$

Base 5.5 kV :

$$(3.1 / 2) \geq I_{rD4}$$

$$1.6 \geq I_{rD4}$$

Somme des puissances de démarrage ΣS_d :

$$(5 \times 1) + (6 \times 0.5) + (7 \times 0.2) = 9.4 \text{ MVA correspondant à}$$

Somme des courants de démarrage :

$$\Sigma Id = \Sigma S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$\Sigma Id = 9400 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 1 \text{ kA}$$

$$I_{rD3} \geq 1.5 \times 1 \geq 1.5 \text{ kA}$$

Un réglage de l'ordre de 1.6 kA (base 5.5 kV), avec un TC rapport 250/1 A, le réglage I_{rD4} sera de $1.6 / 0.25 = 6.4$ In.

La temporisation t_{D4} sera égale à $t_{D5} + 0.3$ s soit $= 0.1 + 0.3 = 0.4$ s

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

❖ **Réglage de la Protection D5 (détection défaut en E) :**

La sélectivité avec D4 ne pouvant être ampèremétrique (I_{ccE} du même ordre de grandeur que I_{ccD}), la protection D5 aura le même réglage I_{rD5} que la protection D4, la temporisation t_{D5} sera égale à 0.1 s

$$(I_{ccE} / 2) \geq I_{rD5}$$

$$I_{rD5} \geq 1.5 I_d$$

Base 5.5 kV :

$$(2.9 / 2) \geq I_{rD5}$$

$$1.45 \geq I_{rD4}$$

Courants de démarrage :

Moteur 1 MVA, $I_d = 5 I_n$, TC = 125/1 A

$$I_d = S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$I_d = 5000 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 525 \text{ A}$$

Moteur 0.5 MVA, $I_d = 6 I_n$, TC = 60/1 A

$$I_d = S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$I_d = 3000 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 315 \text{ A}$$

Moteur 0.2 MVA, $I_d = 7 I_n$, TC = 25/1 A

$$I_d = S_d / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$I_d = 1400 / (5.5 \times \sqrt{3}) = 147 \text{ A}$$

Un réglage de l'ordre de 1 kA (base 5.5 kV) correspondant au double du courant de démarrage du moteur le plus puissant, avec un TC rapport 125/1 A,

le réglage I_{rD5} sera de $1 / 0.125 = 8 I_n$, avec un TC rapport 60/1 A,

le réglage I_{rD5} sera de $1 / 0.06 = 16.7 I_n$, avec un TC rapport 25/1 A,

le réglage I_{rD5} sera de $1 / 0.025 = 40 I_n$.

La temporisation T_{d5} sera égale à 0.1 s

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COURANT DE COURT-CIRCUIT (F50) DANS UN RESEAU INDUSTRIEL	Note N°: 020720830
		Rév. : A

1.4 Tableau récapitulatif des réglages des protections de court-circuit F50 :

DISJONCTEUR	Réglage courant IrD	Réglage temporisation tD
D1	IrD1 = 18.3 In	tD1 = 0.1 s
D2	IrD1 = 3.4 In	tD2 = 0.4 s
D3	IrD1 = 17 In	tD3 = 0.1 s
D4	IrD1 = 6.4 In	tD4 = 0.4 s
D5, TC = 125/1 A	IrD5 = 8 In	tD5 = 0.1 s
D5, TC = 60/1 A	IrD5 = 16.7 In	tD5 = 0.1 s
D5, TC = 25/1 A	IrD5 = 40 In	tD5 = 0.1 s

NOTA :

Le réglage de la protection de surcharge (F51) du transformateur TR2 devra tenir compte du démarrage des moteurs et éventuellement du courant de réaccélération.

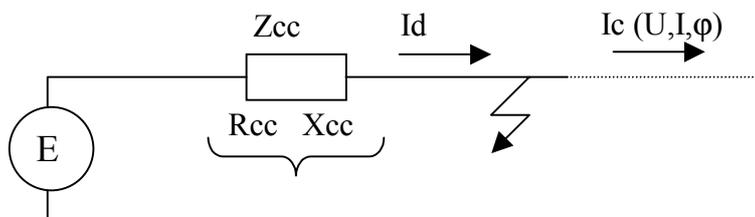
Le transformateur devra pouvoir supporter (9.4 x 1.5) MVA pendant (10 x 1.5) s soit 4.7 In pendant 15 s.

Dans le cas contraire tous les moteurs ne pourront être démarrés en direct, ou en même temps ou réaccéléérés (la protection à minimum de tension provoquant l'arrêt des moteurs).

MicroEner Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE COMPOSANTE APERIODIQUE DU COURANT DE DEFAUT	Note N°: 020720900
		Rév. : A

2 COMPOSANTE APERIODIQUE DU COURANT DE DEFAUT

2.1 Schéma équivalent du réseau :



2.2 Rappel :

L'impédance Z_{cc} amont du réseau, qui limite le courant de défaut I_d , comporte une partie résistive R_{cc} et une partie réactive X_{cc} .

Pour les calculs de courant de défaut, par simplification, il n'est tenu compte que de la partie réactance. Pour les calculs d'établissement du courant de défaut il n'est pas possible de retenir cette simplification.

2.3 Court-circuit :

Lorsqu'il se produit un court-circuit avec une tension $e = E \sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha)$ α étant l'angle d'établissement du défaut sur la sinusoïde

Le courant de défaut a comme expression :

$$I_d = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R_{cc}}{X_{cc}} \omega t} \right]$$

I_d est la somme d'un courant sinusoïdal

$$I_d = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} [\sin(\omega t + \alpha - \varphi)]$$

et d'un courant apériodique (qui tend vers 0 en fonction du temps)

$$I_d = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R_{cc}}{X_{cc}} \omega t} \right]$$

La valeur efficace de I_d en régime établi (après amortissement du courant apériodique) est :

$$I_{d\text{eff}} = E / Z_{cc}$$

 <p>Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p align="center">NOTE TECHNIQUE</p> <p align="center">COMPOSANTE APERIODIQUE DU COURANT DE DEFAUT</p>	<p>Note N°: 020720900</p> <hr/> <p>Rév. : A</p>
--	--	---

❖ **Cas extrêmes :**

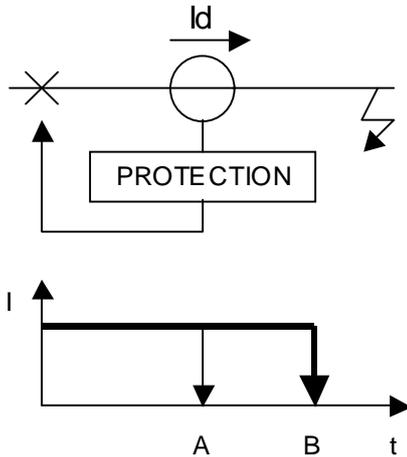
SI $(\alpha - \varphi) = \pi / 2$ (défaut se produisant au passage à zéro de la tension) la composante apériodique est maximum.

SI $(\alpha - \varphi) = 0$ (défaut se produisant au passage à la pleine tension) la composante apériodique est nulle.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE PROTECTION DEFAILLANCE DISJONCTEUR	Note N°: 020721000
		Rév. : A

3 PROTECTION DEFAILLANCE DISJONCTEUR

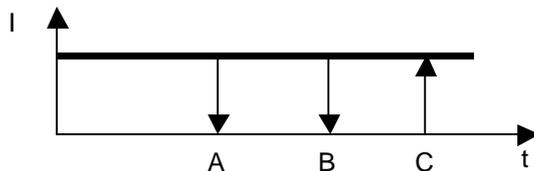
3.1 Fonctionnement normal



A = temps de protection (ordre à disjoncteur).

B = temps de fonctionnement du disjoncteur (coupure du courant de défaut y compris extinction d'arc).

3.2 Anomalie de fonctionnement du disjoncteur



A = temps de protection (ordre à disjoncteur et validation protection défaillance disjoncteur).

B = temps de fonctionnement théorique du disjoncteur (coupure du courant de défaut).

C = temps de vérification d'absence de courant de défaut (coupure du courant de défaut par disjoncteur)

temps AC = temps AB + temps BC (temps de sécurité de 0.1 à 0.2 s).

temps détection défaillance disjoncteur = temps de fonctionnement disjoncteur + temps de sécurité de 0.1 à 0.2 s.

ACTION : ORDRE AUX DISJONCTEURS ADJACENTS.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE NOTE SUR LA NORME CEI-909	Note N°: 020721100
		Rév. : A

4 NOTE SUR LA NORME CEI-909

La norme s'applique aux réseaux 45, 63, 90, 150, 225 kV, exclusion du niveau 400 kV.

Elle s'utilise pour la tenue du matériel (valeurs maxi de I_{cc}).

Le calcul s'effectue sur un réseau à vide avec un plan de tension égal à $1.1 U_n$. Ce coefficient tient compte de l'exploitation du réseau en général à + 5% et de l'apport des charges qui augmente le courant de court-circuit.

Il faut prendre en compte tous les éléments du réseau :

- lignes (réactances et résistances),
- câbles (réactances et résistances),
- transformateurs (U_{cc} pour la valeur moyenne des prises),
- groupes (réactances transitoires directes).

On calcule les valeurs donnant le courant de court-circuit maximum (tolérances inférieures des impédances, saturées dans le cas des groupes).

Pour le réglage des protections, les valeurs nominales sont retenues (non saturées dans le cas des groupes). Dans les configurations de réseaux extrêmes un coefficient de sécurité de 1.2 à 2 est appliqué.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE CONTROLE COMMANDE NUMERIQUE	Note N°: 020721130
		Rév. : A

5 CONTROLE COMMANDE NUMERIQUE

Il remplace le synoptique traditionnel de poste qui permettait :

- La visualisation des éléments du poste (jeux de barres, départs, transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs).
- Le changement de configuration du poste commande des organe de coupure du poste (TPL, verrouillage par relayage logique).
- La mesure sur les différents éléments par indicateurs analogiques ou numériques.
- La signalisation par blocs d'alarmes lumineux.
- L'enregistrement éventuel de l'historique du poste sur appareils séparés (enregistreur d'événements et perturbographie).

Il permet la même fonctionnalité sous forme différente et présente de nombreux avantages :

- Autocontrôle permanent du système.
- Commande sur PC permettant via un modem la remontée des informations (en vue de la télécommande éventuelle) et traitement locale (architecture > 16 bits). Ce PC permet par ailleurs, le paramétrage des protections numériques (via la communication série), un archivage plus aisé (disquette, CD, impression papier).
- Possibilité d'agrandir la section intéressante (position du disjoncteur, des sectionneurs).
- Possibilité d'appeler les mesures du seul élément souhaité (U, I, w, VAR, kVA, Varh, MAX, $\cos\phi$).
- Possibilité d'interroger à distance les protections (valeurs de paramétrage).
- Possibilité de consulter l'historique : alarmes en cours, causes des derniers déclenchements, valeurs des grandeurs de défaut lors des derniers déclenchements ..
- Possibilité de l'extension du schéma du poste qui peut être réalisée par le client (plus convivial grâce au bibliothèque).

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE CODES ANSI ET CEI	Note N°: 020721200
		Rév. : A

6 CODES ANSI ET CEI

Code ANSI	Code CEI	Descriptif
F12	n>	Relais de survitesse(vitesse supérieure à un seuil)
F13	n	Dispositif de contrôle de vitesse de synchronisme
F14	n<	Relais de vitesse inférieure à un seuil
F21	Z<	Relais de distance (minimum d'impédance, d'admittance, de réactance)
F23	θ	Dispositif de contrôle de température
F24	Uf>	Relais de surexcitation (mesure du rapport U/Hz)
F25	$U \approx \varphi \approx f \approx$	Relais de contrôle de synchronisme
F27	U<	Relais à minimum de tension
29		Sectionneur
F30		Relais de signalisation (annonceur)
F32	P, Q \leftarrow, \leftarrow	Relais à retour de puissance active (P) ou puissance réactive (Q)
F37	I<, P<	Relais à minimum de courant (I<) ou minimum de puissance (P<)
F38		Dispositif de protection température paliers d'une machine
F40	β <	Relais de champ (minimum de courant d'excitation, de rupture de champ, maximum de puissance réactive)
41		Disjoncteur d'excitation
F46	Ii>	Relais de déséquilibre (courant inverse)
F47	U	Relais d'ordre de phases
F48		Relais de séquence incomplète (fonction non réalisée dans un temps donné)
F49		Relais thermique
F50	I>>>, I>>	Relais de surintensité instantané de phase (interprétation: court-circuit)
F50N	IN>>>, IN>>	Relais de surintensité instantané de défaut terre
F51	I> I—I	Relais de surintensité temporisé de phase à temps constant
F51	I> I— —I	Relais de surintensité temporisé de phase à temps dépendant (inverse, très inverse etc...)
F51N	IN> I—I	Relais de surintensité temporisé de terre à temps constant
F51N	IN> I— —I	Relais de surintensité temporisé de terre à temps dépendant (inverse, très inverse etc...)
F51V	I>/U> I—I	Relais de surintensité temporisé de phase, à retenue de tension ou contrôle de tension, à temps constant
F51V	I>/U> I— —I	Relais de surintensité temporisé de phase, à retenue de tension ou contrôle de tension, à temps dépendant(inverse, très inverse etc...)

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE CODES ANSI ET CEI	Note N°: 020721200
		Rév. : A

52		Disjoncteur pour courant alternatif
F55	$\cos \varphi$	Relais de facteur de puissance
57		Sectionneur de terre
F59	U>	Relais à maximum de tension
F59N	UN>	Relais à maximum de tension résiduelle (défaut terre)
F59/81	Uf>	Ancien code, non normalisé, voir 24
F60	Ud	Relais de comparaison de 2 tensions ou 2 courant
62	I—I	Relais temporisé
F64	\perp ///	Relais de détection d'isolement (s'applique normalement en place de 51N lorsque impossibilité)
F67	I> →	Relais de surintensité de phase (courant alternatif) directionnel
F67N	IN> →	Relais de surintensité de terre (courant alternatif) directionnel
68		Relais de blocage
72		Disjoncteur courant continu
74		Relais d'alarme
F76		Relais de surintensité courant continu
F78	ψ	Relais de perte de synchronisme (ou mesure d'angle de phase)
79		Réenclencheur pour courant alternatif
F81	f	Relais de fréquence (maximum ou minimum)
85		Relais de réception de signal par fil pilote ou courant porteur
86	→	Relais de blocage définitif (« lock out »)
F87	ΔI	Relais différentiel (s'applique généralement aux courants)
F87N	ΔIN	Relais différentiel résiduel (défaut terre)
90		Régulateur de tension d'un transformateur à réglage de tension par prises en charge
à partir 94 disponible		
ex: 94		Relais de déclenchement
ex: 95		Relais dégagement gazeux Buchholz

La norme ANSI autorise l'adjonction de lettres pour une meilleure compréhension:

BB pour Jeu de Barres («BusBar») ex: 87BB

G pour Générateur ou Terre («Ground») ex: 87G ou 51G

GT pour Groupe Générateur-Transformateur ex: 87GT

N pour Neutre ex: 51G

O pour Maximum («Over») ex: 81O

R pour Réactance ex: 87R

REF pour Différentielle homopolaire restreinte (« Restricted Earth Fault ») ex: 87REF

T pour Transformateur ex: 87T

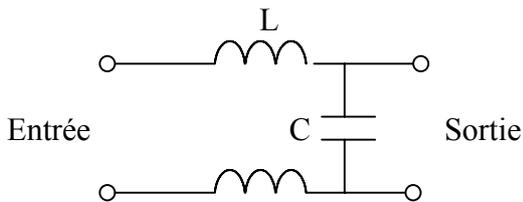
U pour Minimum («Under») ex: 81U

La définition rigoureuse doit être prise dans la norme ANSI, IEEE C37.2-1991, ou la norme CEI 617.

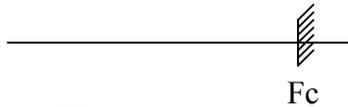
7 LES FILTRES

C'est l'association de selfs (L) et capacités (C) pour «sélectionner une fréquence».

7.1 Filtre passe-bas :



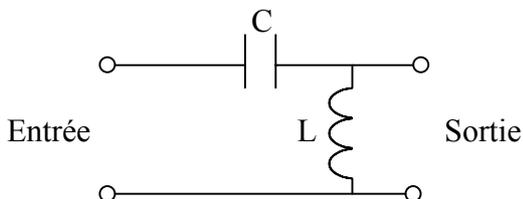
Fréquence sélectionnée :



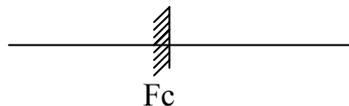
$$F_c = 1 / \pi\sqrt{LC}$$

But : Eliminer les fréquences supérieures à la fréquence de coupure.

7.2 Filtre passe-haut :



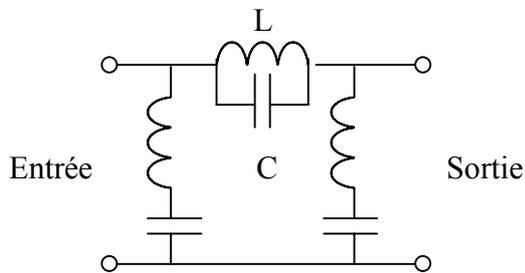
Fréquence sélectionnée :



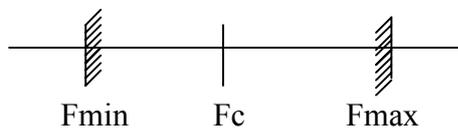
$$F_c = 1 / 4\pi\sqrt{LC}$$

But : Eliminer les fréquences inférieures à la fréquence de coupure.

7.3 Filtre coupe-bande :



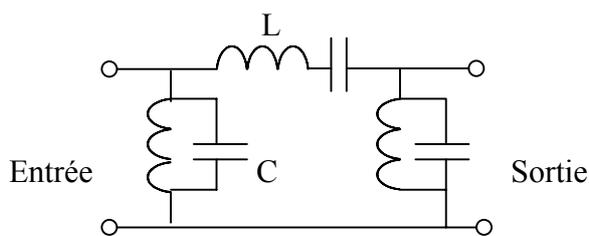
Fréquence sélectionnée :



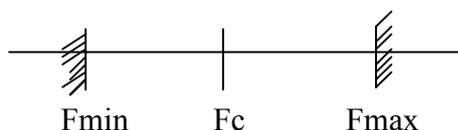
$$F_c \text{ (centrale)} = 1 / 2\pi\sqrt{LC}$$

But : Eliminer les fréquences dans la bande Fmin et Fmax (centrées sur la fréquence de coupure Fc).
La largeur de la bande éliminée dépend du facteur de qualité Q du filtre :
largeur de la bande éliminée = fc / Q

7.4 Filtre passe-bande :



Fréquence sélectionnée :

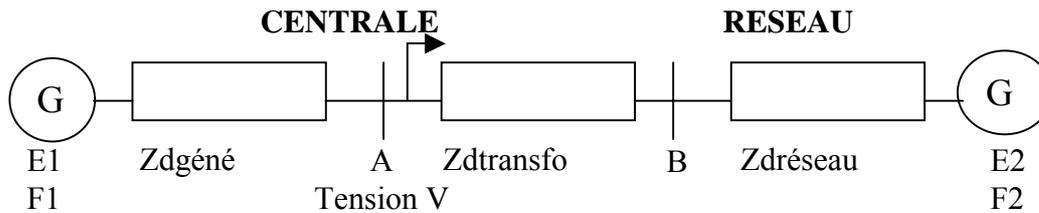


$$F_c \text{ (centrale)} = 1 / 2\pi\sqrt{LC}$$

But : Permettre les fréquences dans la bande Fmin et Fmax (centrées sur la fréquence de coupure Fc).
La largeur de la bande passante dépend du facteur de qualité Q du filtre :
largeur de la bande passante = fc / Q

8 OSCILLATION DE PUISSANCE ET PERTE DE SYNCHRONISME

Une centrale débitant sur un réseau comporte des sources de chaque côté qui peuvent être schématisées par :



En fonctionnement sain :

les forces électromotrices sont égales $E1 = E2$

et les fréquences sont aussi égales $F1 = F2$

Il peut arriver que suite à une modification du Réseau il se produise une perte de synchronisme passagère entre les sources $E1(F1)$ et $E2(F2)$, les régulateurs de vitesse des 2 sources rétabliront le synchronisme, durant la phase intermédiaire il y aura vu de A, oscillation de puissance.

La fréquence d'oscillation Fp

$$Fp = F1 - F2$$

Le courant d'oscillation Ip

$$Ip = \frac{E1 - E2}{Zdgéné + Zdtransfo + Zdréseau}$$

La tension V au point de mesure de la protection A

$$V = E1 - Ip \times Zdgéné = E1 - \frac{(E1 - E2)Zdgéné}{Zdgéné + Zdtransfo + Zdréseau}$$

L'impédance d'oscillation $Zp = V/Ip$

$$Zp = \frac{E1 - (Zdgéné \times Ip)}{Ip} = \left(\frac{E1}{E1 - E2} \right) (Zdtransfo + Zdgéné + Zdréseau - Zdgéné)$$

$$Zp = \left(\frac{E1}{E1 - E2} \right) (Zdréseau + Zdtransfo)$$

MicroEner Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE OSCILLATION DE PUISSANCE ET PERTE DE SYNCHRONISME	Note N°: 020721800
		Rév. : A

L'impédance mesurée est Z_p

$$Z_p = \left(\frac{E_1}{E_1 - E_2} \right) (Z_{dréseau} + Z_{dtransfo})$$

Si E_2 est pris comme référence et E_1 est en avance par rapport à E_2 d'un angle θ et si on prend $E_1 / E_2 = n$

$$\frac{E_1}{E_1 - E_2} = \frac{n(\cos\theta + j\sin\theta)}{n(\cos\theta + j\sin\theta) - 1} = \frac{n[(n\cos\theta) - j\sin\theta]}{(n - \cos\theta)^2 + \sin^2\theta}$$

Dans le cas où $n = 1$ ($E_1 = E_2$ correspondant à un réseau puissant)

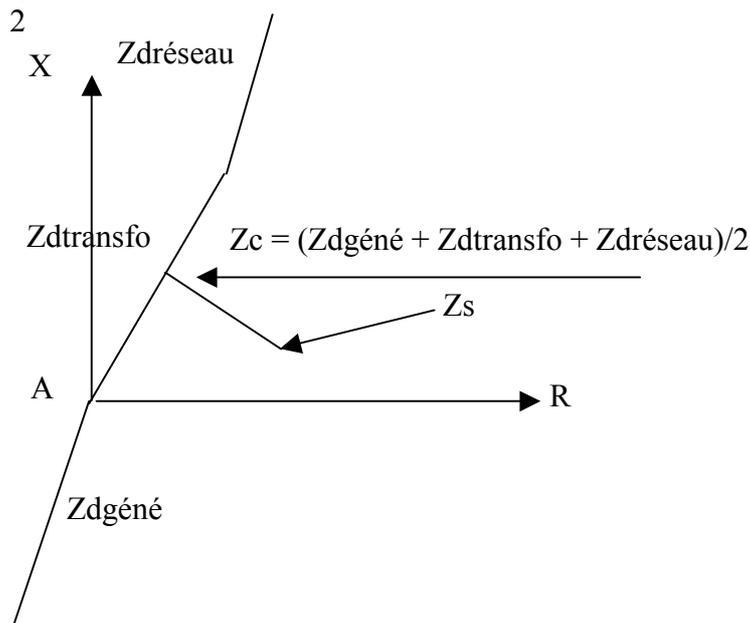
$$\frac{E_1}{E_1 - E_2} = \frac{1}{2} \left(1 - j \cot \frac{\theta}{2} \right)$$

L'impédance suivra un parcours Z à partir de l'impédance de service Z_s

$$Z = \frac{Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}}{2} (1 - j \cot\theta) - Z_{dgéné}$$

et traversera perpendiculairement l'impédance $\overline{Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}}$ au centre électrique (centre des impédances) situé au point

$$Z_c = \frac{Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}}{2}$$



La fréquence d'oscillation de puissance est de F_p 4 Hz

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE OSCILLATION DE PUISSANCE ET PERTE DE SYNCHRONISME	Note N°: 020721800
		Rév. : A

La perte de synchronisme correspond au même phénomène mais d'une manière irréversible (défaillance d'un régulateur de vitesse par exemple).

Dans les réseaux puissants comportant des générateurs très puissants, les centres électriques sont situés dans le générateur ou le transformateur - bloc.

➤ **Exemple :**

Groupe de 50 MVA, $U_n = 13.8$ kV, réactance longitudinale $X'd = 20\%$
Transformateur de 50 MVA, tension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$
Réseau : $S_{cc\ maxi} = 1.5$ GVA, $S_{cc\ mini} = 0.7$ GVA

Le calcul sera effectué en 13.8 kV, les impédances confondues avec les réactances.

$$Z_{dgéné} = 0.2 \times (13.8^2 / 50) = 0.762 \ \Omega$$

$$Z_{dtransfo} = 0.12 \times (13.8^2 / 50) = 0.457 \ \Omega$$

$$Z_{dtréseau\ maxi\ (1)} = 13.8^2 / 700 = 0.272 \ \Omega$$

$$Z_{dtréseau\ mini\ (2)} = 13.8^2 / 1500 = 0.127 \ \Omega$$

Centre électrique 1 :

$$(0.762 + 0.457 + 0.272) / 2 = 0.746 \ \Omega$$

Centre électrique 1 :

$$(0.762 + 0.457 + 0.127) / 2 = 0.673 \ \Omega$$

Dans cet exemple avec les 2 valeurs de S_{cc} , le centre électrique est pratiquement aux bornes du générateur.

Réglage de la détection de perte de synchronisme

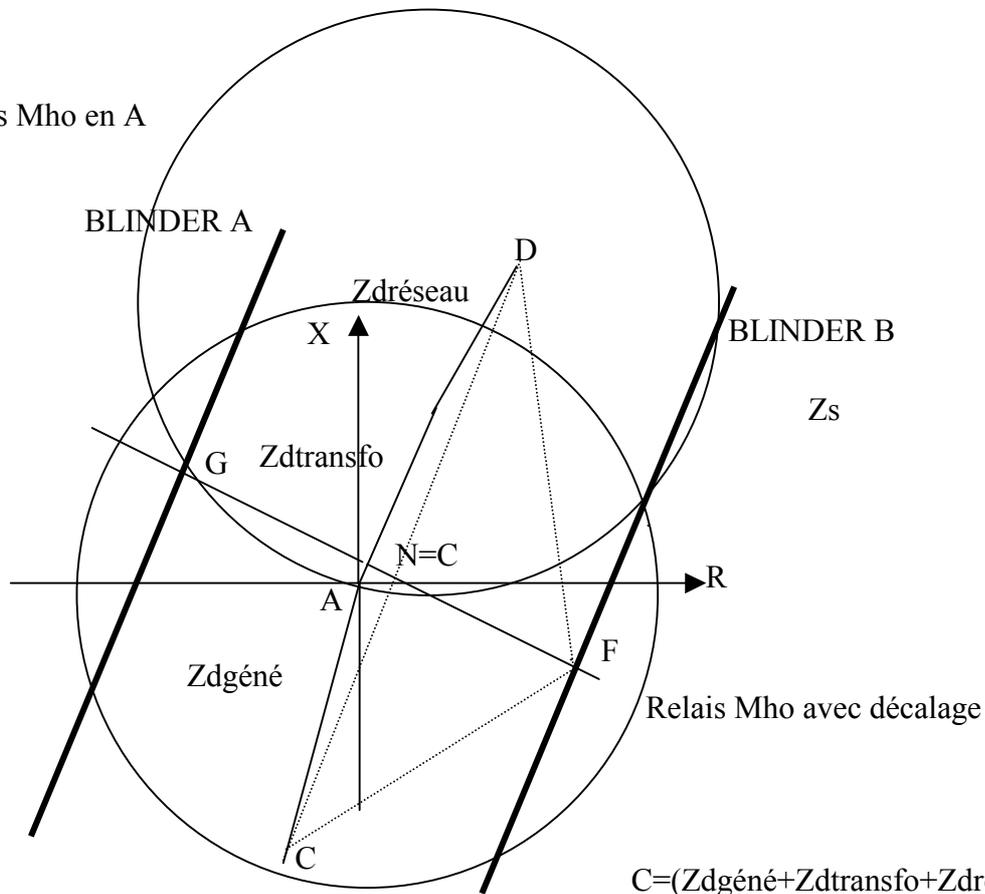
Lorsqu'un défaut se produit, l'impédance mesurée par les réducteurs de mesure passe instantanément du point d'impédance de service Z_s au point d'impédance de défaut.

Une oscillation de puissance ou une perte de synchronisme est un phénomène relativement lent (fréquence de glissement de l'ordre de 4 Hz).

Le principe de la détection est de mesurer le temps de variation de l'impédance mesurée pour traverser 2 caractéristiques.

Les 2 caractéristiques sont des «blinders» (droites parallèles à l'impédance directe équivalente (générateur + transformateur + réseau), distinctes et perpendiculaires à la droite décrite par l'impédance mesurée lors d'une oscillation de puissance, de chaque côté de l'impédance équivalente.

Relais Mho en A



En cas d'oscillation de puissance ou de perte de synchronisme, l'impédance mesurée traversera le blinder B en F (droite perpendiculaire au vecteur $Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}$ et passant par le centre électrique C). Ce point F forme avec les points D & C du vecteur $Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}$ un angle θ .

Le passage à gauche du blinder B (avec limitation par le relais Mho) provoque le démarrage de la fonction F78, toute position du vecteur mesuré à droite du blinder A (avec limitation par le relais Mho) provoque le démarrage de la fonction F78.

Un relais Mho décalé (avec offset) supervise la fonction F78.

Les blinders B & A sont parallèles au vecteur $Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}$ l'angle α permet le réglage dans le plan R - X.

La position des blinders est définie en fonction de l'angle θ choisi. Par exemple si l'on choisit $\theta = 90^\circ$, la position du blinder B par rapport à F sera de $Z_b = + (Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}) / 2$ la position du blinder A par rapport à F sera de $Z_b = - (Z_{dgéné} + Z_{dtransfo} + Z_{dréseau}) / 2$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE OSCILLATION DE PUISSANCE ET PERTE DE SYNCHRONISME	Note N°: 020721800
		Rév. : A

Lorsqu'il y a oscillation de puissance le vecteur mesuré peut entrer dans la zone de fonctionnement du blinder B et ressortir par n'importe quel trajet (y compris traverser le blinder A) mais une oscillation de puissance sera temporaire.

Lorsqu'il y a perte de synchronisme le vecteur mesuré entre dans la zone de fonctionnement du blinder B et ressort par le trajet au travers du blinder A, une perte de synchronisme est en général définitive (anomalie du régulateur de vitesse).

Pour s'assurer de la réelle perte de synchronisme, il peut être intéressant de compter plusieurs passages (EDF préconise pour sa part de valider sur 3 cycles).

Une fréquence de glissement maximum (ou oscillation de puissance) de 4 Hz donne une vitesse angulaire de
 $360 \times 4 = 1440 \text{ r / s}$.

Il suffit de mesurer le temps pour passer de $+\theta$ à $-\theta$

Ex : $\theta - \theta = 2 \times 90^\circ = 180^\circ$, $t = 180 / 1440 = 0.125 \text{ s}$

$\theta = 120^\circ$ correspond dans la majorité des cas à l'angle critique du système.

Pour $\theta = 90^\circ$, la stabilité du système est assurée.

Pour $\theta > 90^\circ$, l'instabilité du système est accrochée.

Pour une fréquence minimum d'oscillation de puissance de 0.1 Hz l'impédance mesurée restera entre les caractéristiques pendant un temps t : vitesse angulaire de $360 \times 0.1 = 36 \text{ r / s}$.

Le temps pour passer de θ à θ' sera $t = (\theta - \theta') / \text{vitesse angulaire}$.

Dans l'exemple ci-dessus la temporisation serait réglée à
 $\theta - \theta' = 180^\circ$, $t = 180 / 36 = 5 \text{ s}$.

❖ Conclusion :

Pour le réglage de déclenchement sur perte de synchronisme, il faut impérativement connaître la réactance transitoire du générateur, la résistance du stator, la tension de court-circuit et les pertes wattées en charge du transformateur de puissance et les valeurs maximales et minimales d'impédances directes du réseau, prendre les valeurs EDF comme référence :

Fréquence maximum d'oscillation de puissance : 4 Hz

Fréquence minimum d'oscillation de puissance : 0.1 Hz

9 TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE

9.1 Rappel :

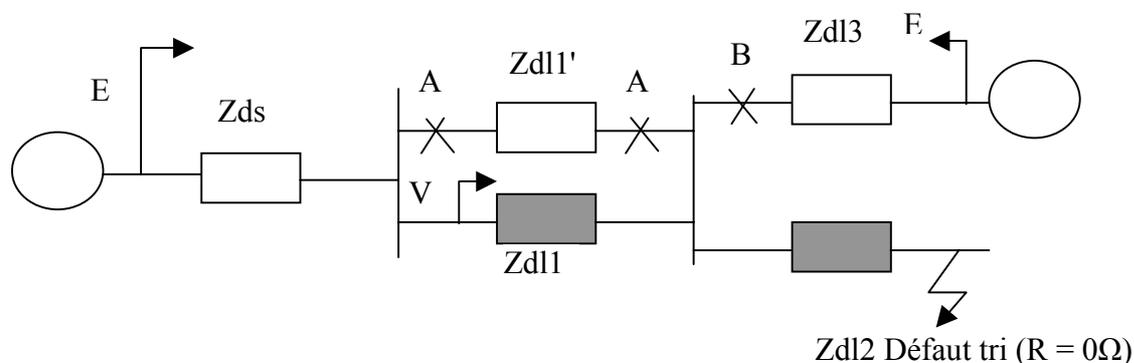
La protection de distance pour effectuer sa mesure dispose des seules grandeurs locales tensions et courants.

Pour le réglage de détecteurs de défaut, dans certaines protections, il est nécessaire de connaître les grandeurs de tensions et courants en composante symétrique (V_d , V_i , V_o , I_d , I_i , I_o) au point de mesure.

Les détecteurs de défaut seront réglés pour des défauts extérieurs à la ligne, mais compatibles avec l'utilisation de la protection de distance.

Les seules mesures de distance correctes sont pour des défauts internes à la ligne (erreur de mesure due au coefficient d'injection notamment), un réglage typique pour les détecteurs de défaut est un défaut à 250% de l'impédance de ligne.

9.2 Exemple de tensions et courants de défaut pour un défaut extérieur à la ligne :



Soit à protéger la ligne Zl1 (en parallèle avec Zl1') avec une protection de distance (Zone 1 & Zone 2) :

$$E = 100 \text{ V}$$

$$Z_{ds} = 10 \text{ } \Omega$$

$$Z_{dl1} = 100 \text{ } \Omega$$

$$Z_{dl1'} = 100 \text{ } \Omega$$

$$Z_{dl2} = 20 \text{ } \Omega \text{ (réglage théorique Zone 2)}$$

$$Z_{dl3} = 200 \text{ } \Omega$$

$$A = \text{Disjoncteur } Z_{l1'}$$

$$B = \text{Disjoncteur } Z_{l3}$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

9.2.1 Cas : disjoncteurs A & B ouverts :

Calcul du courant de court-circuit triphasé mesuré I_{ccm} :

$$I_{ccm} = E / (Z_{ds} + Z_{dl1} + Z_{dl2}) = 100 / (10 + 100 + 20) = 0.769 \text{ A}$$

Tension V_m mesurée :

$$V_m = [E \times (Z_{dl1} + Z_{dl2})] / (Z_{ds} + Z_{dl1} + Z_{dl2}) = [100 \times (100 + 20)] / (10 + 100 + 20) = 92.3 \text{ V}$$

Impédance Z_m mesurée :

$$Z_m = V_m / I_{ccm} = 92.3 / 0.769 = 120 \Omega$$

Le défaut étant situé à $Z_{l1} + Z_{l2} = 100 + 20 = 120 \Omega$, la mesure est correcte.

9.2.2 Cas : disjoncteur A fermé & Disjoncteur B ouvert :

Calcul du courant de court-circuit triphasé I_{cc} :

$$I_{cc} = E / [Z_{ds} + (Z_{dl1} // Z_{dl1}') + Z_{dl2}] = 100 / [10 + (100 // 100) + 20] = 1.25 \text{ A}$$

Calcul du courant de court-circuit triphasé mesuré I_{ccm} :

$$I_{ccm} = I_{cc} / [Z_{dl1}' / (Z_{dl1} // Z_{dl1}')] = 1.25 / [100 / (100 // 100)] = 0.625 \text{ A}$$

Tension V_m mesurée :

$$V_m = [(Z_{dl1} \times I_{ccm}) + (Z_{dl2} \times I_{cc})] = [(100 \times 0.625) + (20 \times 1.25)] = 87.5 \text{ V}$$

Impédance Z_m mesurée :

$$Z_m = V_m / I_{cc} = 87.5 / 0.625 = 140 \Omega$$

Le défaut étant situé à $Z_{l1} + Z_{l2} = 100 + 20 = 120 \Omega$, la mesure est incorrecte, l'erreur étant de 16.7% (un défaut situé réellement à 120% ne sera pas détecté).

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

9.2.3 Cas : disjoncteur A & B fermés :

Calcul du courant de court-circuit triphasé I_{cc} :

$$I_{cc} = E / [(Z_{ds} + (Z_{d11} // Z_{d11'})) // (Z_{d13} + Z_{d12})] = 100 / [((10 + (100 // 100)) // 200) + 20] = 1.512 \text{ A}$$

Calcul du courant de court-circuit triphasé mesuré I_{ccm} :

$$I_{ccm} = I_{cc} / [Z_{d11}' / (Z_{d11} // Z_{d11}')] = 1.25 / [100 / (100 // 100)] = 0.625 \text{ A}$$

Tension V_m mesurée :

$$V_m = [(Z_{d11} \times I_{ccm}) + (Z_{d12} \times I_{cc})] = [(100 \times 0.625) + (20 \times 1.512)] = 92.74 \text{ V}$$

Impédance Z_m mesurée :

$$Z_m = V_m / I_{cc} = 92.74 / 0.625 = 148.4 \text{ } \Omega$$

Le défaut étant situé à $Z_{11} + Z_{12} = 100 + 20 = 120 \text{ } \Omega$, la mesure est incorrecte, l'erreur étant de 23.7% (un défaut situé réellement à 120% ne sera pas détecté).

9.2.4 Conclusion :

Les défauts hors lignes ne sont pas mesurés correctement lorsqu'il y a «injection» de courant de défaut (ligne parallèle ou ligne interconnectée).

Les démonstrations de calcul se font sur des lignes à distribution radiale, ce qui n'est pas le reflet de la réalité, mais permettent d'appréhender les calculs.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

9.3 Réglage des détecteurs de défaut :

E1, E2, E3 sont les forces électromotrices.

V1, V2, V3 sont les tensions simples (phase-terre).

J1, J2, J3 sont les courants de défaut.

Vd, Vi, Vo sont les composantes symétriques des tensions (directe, inverse, homopolaire).

Jd, Ji, Jo sont les composantes symétriques des courants (directe, inverse, homopolaire).

Zds, Zis, Zos sont les composantes symétriques de l'impédance de source (directe, inverse, homopolaire).

Zdl, Zil, Zol sont les composantes symétriques de l'impédance de liaison poste - défaut (directe, inverse, homopolaire).

9.3.1 Défaut triphasé :

Au point de défaut :

$$V1 = V2 = V3 = 0 \text{ donc}$$

$$Vd = Vi = Vo = 0$$

$$J1 = J2 = J3 = Jd = Ic_{tri} = E / (Zds + Zdl)$$

C'est le cas du défaut, sur la ligne, pratiquement au poste.

➤ Exemple :

$$E = 90000 / \sqrt{3}, Zds = 30.25 \text{ Ohm}, Zdl = 4.5 \text{ Ohm}$$

$$Jd = Ic_{tri} = (90000 / \sqrt{3}) / (30.25 + 4.5) = 1495 \text{ A } (\cong 1.5 \text{ kA})$$

Au point de mesure :

Les courants ne sont pas modifiés et $J1 = J2 = J3 = Jd = Ic_{tri} = E / (Zds + Zdl)$

Le système étant équilibré :

$$V1 = V2 = V3 = Vm = Vd$$

$$Vi = Vo = 0$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

Détermination de V_m :

❖ **Méthode du «SIR» :**

$$V_m = (E \times Z_{dl}) / (Z_{ds} + Z_{dl})$$

➤ **Exemple :**

$$E = 90000 / \sqrt{3}, Z_{ds} = 30.25 \text{ Ohm}, Z_{dl} = 4.5 \text{ Ohm}$$

$$V_m = (90000 / \sqrt{3} \times 4.5) / (30.25 + 4.5) = 6729 \text{ V } (\cong 6.7 \text{ kV})$$

Nota :

Rappelons que pour une mesure correcte de la protection de distance le SIR doit être < 30 soit $V_m > 1732 \text{ V}$.

❖ **Méthode de la "CHUTE DE TENSION" :**

$$V_m = Z_{dl} \times J_d$$

$$V_m = 4.5 \times 1495 = 6729 \text{ V } (\cong 6.7 \text{ kV})$$

9.3.2 Défaut biphasé isolé :

Le défaut est supposé être entre les phases 2 & 3.

Le défaut étant isolé on a : $V_o = 0, J_o = 0$

Au point de défaut :

$$V_1 = E_1$$

$$V_2 = V_3 = [(Z_{is} + Z_{il}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il})] \times E = - (E_1 / 2)$$

$$V_d = V_i = (E_1 / 2)$$

$$J_2 = J_3 = (E \sqrt{3}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il}) = \sqrt{3} J_d$$

$$J_d = - J_i$$

J_2 est perpendiculaire à J_d

J_3 est opposé à J_2

MicroEner Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

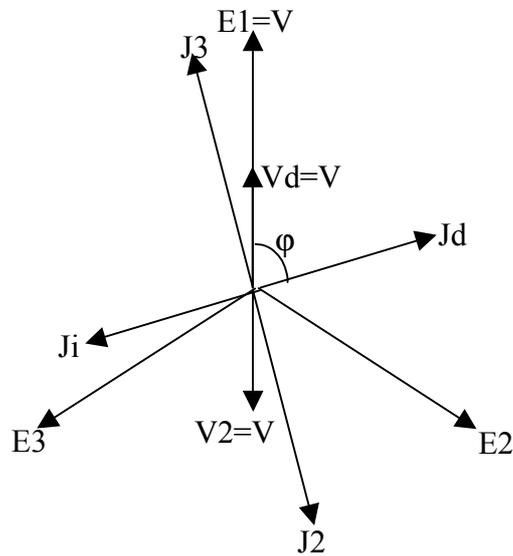
Ji est opposé à Jd

Jd fait un angle φ avec E1 (ou V1 ou Vd)

$$\text{tg } \varphi = (X_{ds} + X_{dl}) / (R_{ds} + R_{dl})$$

C'est le cas du défaut, sur la ligne, pratiquement au poste.

❖ **Résumé du défaut biphasé isolé au point de défaut :**



➤ **Exemple :**

$$E = 90000 / \sqrt{3}, Z_{ds} = Z_{is} = 30.25 \text{ Ohm } T_p = 0.06 \text{ s}, Z_{dl} = Z_{il} = 4.5 \text{ Ohm } T_p = 0.013 \text{ s}$$

$$J_2 = J_3 = I_{cbbi} = 90000 / (30.25 + 4.5 + 30.25 + 4.5) = 1295 \text{ A } (\cong 1.3 \text{ kA})$$

Au point de mesure :

Les courants ne sont pas modifiés et $J1 = 0, J2 = J3 = I_{ccbi}$

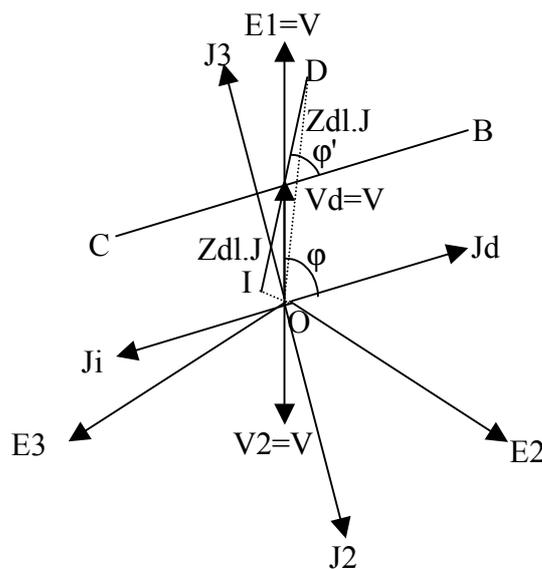
$$I_{ccbi} = (E \sqrt{3}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il})$$

Au fur et à mesure que l'on s'éloigne du point de défaut, le système équilibré se reconstitue, la tension directe augmente et la tension inverse diminue.

La méthode graphique permet de mesurer les composantes directes et inverses de la tension :

Par le point V_d, V_i tracer une parallèle à J_d, J_i soit C, B , tracer une droite faisant avec cette parallèle C, B un angle φ' tel que $\tan \varphi' = X_{dl} / R_{dl}$, sur cette droite tracer de part et d'autre du point V_d, V_i des segments correspondant au produit $Z_{dl}.J_d$.

La jonction des 2 extrémités de ces segments au point O correspond à la tension directe (segment DO) et à la tension inverse (segment IO).



Simplification : lorsque $\varphi \cong \varphi'$ (cas des lignes THT & HT)

➤ **Exemple :**

Réseau 90 kV ligne HT : source $T_p = 0.06$ s soit $X_{ds} / R_{ds} = 18.85$ entraîne $\varphi = 87^\circ$,

une ligne de caractéristique $Z_{dl} = 0.1 + j 0.4$ soit $X_{dl} / R_{dl} = 4$ entraîne $\varphi = 76^\circ$.

Le segment ID se rapproche de la droite $O, E1, V1$ et la simplification sans graphique peut être retenue :

$$V_d = (E1 / 2) + Z_{dl}.J_d$$

$$V_i = (E1 / 2) - Z_{di}.J_i$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

9.3.3 Défaut monophasé à la terre :

Le défaut est supposé être entre la phase 1 & la terre.

Au point de défaut :

❖ Cas du défaut franc

$$V1 = 0$$

$$Vd = [(Zis + Zil + Zos + Zol) / (Zds + Zdl + Zis + Zil + Zos + Zol)] \times E$$

$$Vd = (Zis + Zil + Zos + Zol) \times Jd$$

$$Vi = [-(Zis + Zil) / (Zds + Zdl + Zis + Zil + Zos + Zol)] \times E$$

$$Vi = -(Zis + Zil) \times Ji$$

$$Vo = [-(Zos + Zol) / (Zds + Zdl + Zis + Zil + Zos + Zol)] \times E$$

$$Vo = -(Zos + Zol) \times Jo$$

$$J2 = J3 = 0$$

$$J1 = 3 E / (Zds + Zdl + Zis + Zil + Zos + Zol) = 3 Jo$$

$$Jo = E / (Zds + Zdl + Zis + Zil + Zos + Zol)$$

$$Jd = Ji = Jo$$

❖ Cas du défaut résistant (résistance de défaut R)

$$V1 = RJ$$

où

J est le courant traversant le défaut (il provient de la ligne, qui est mesurée, de l'apport par injection éventuel et éventuellement du poste opposé).

La résistance de défaut R prise en compte est en général comprise entre 50 et 150 Ohms, une valeur typique de 100 Ohms peut être retenue.

La détection d'un défaut de 100 Ohms pourra être assurée par la fonction complémentaire, pour défaut résistant, de la protection de distance.

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

Le calcul ci-après doit être effectué en tenant compte de la partie résistance et inductance (nombre complexe).

$$V_d = [(Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)] \times E$$

$$V_d = (Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol}) \times J_d$$

$$V_i = [-(Z_{is} + Z_{il}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)] \times E$$

$$V_i = -(Z_{is} + Z_{il}) \times J_i$$

$$V_o = [-(Z_{os} + Z_{ol}) / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)] \times E$$

$$V_o = -(Z_{os} + Z_{ol}) \times J_o$$

$$J_2 = J_3 = 0$$

$$J_1 = 3 E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)$$

$$J_1 = 3 J_o$$

$$J_o = E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)$$

$$J_d = J_i = J_o$$

Au point de mesure :

Les courants ne sont pas modifiés et $J_2 = J_3 = 0$. Seules les grandeurs homopolaires sont significatives d'un défaut à la terre.

❖ Cas du défaut franc

$$J_1 = 3 E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol})$$

$$J_o = E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol})$$

❖ Cas du défaut résistant (résistance de défaut R) :

$$J_1 = 3 E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)$$

$$J_o = E / (Z_{ds} + Z_{dl} + Z_{is} + Z_{il} + Z_{os} + Z_{ol} + 3R)$$

Au fur et à mesure que l'on s'éloigne du point de défaut, la tension homopolaire diminue, tout se passe comme si le générateur homopolaire se trouvait au point de défaut.

La formule de tension homopolaire : $V_o = -(Z_{os} + Z_{ol}) \times J_o$ devient au point de mesure :

$$V_o = -Z_{os} \times J_o$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

9.4 Exemple de calcul des détecteurs de défaut :

Jd, Vd à partir du courant de défaut triphasé.

Ji, Vi à partir du courant de défaut biphasé.

Jo, Vo à partir du courant de défaut monophasé.

Un poste (90 kV, 50 Hz, Scc = 700 MVA, Tp = 0.06 s, courant de défaut terre It = 3.6 ka), alimente un réseau radial par l'intermédiaire d'une ligne de longueur 50 km et de caractéristiques :

Zd = 0.1 + j 0.4 Ohm/km, Zo = 0.25 + j 1.1 Ohm/km

Le rapport de TC est 500/1 A, le rapport de TP est (90000/V3) / (100/V3).

Les détecteurs de défaut seront réglés pour une distance correspondant à 250% de la longueur de ligne et une résistance de défaut de 100 Ohms.

Calcul de Jd, Vd à partir du courant de défaut triphasé :

❖ Source :

$$Zds = U^2 / Scc = 90^2 / 700 = 11.571 \text{ Ohms}$$

$$\text{Avec } Tp = 0.06 \text{ s, } Xds / Rds = 0.06 \times 314.16 = 18.85 \text{ d'où } Xds = 11.555 \text{ Ohms \&}$$

$$Rds = 0.613 \text{ Ohms}$$

❖ Liaison :

$$Zdl = 50 \times (0.1 + j 0.4) \times 2.5 = 12.5 + j 50 \text{ Ohms d'où } Xdl = 50 \text{ Ohms \&}$$

$$Rdl = 12.5 \text{ Ohms}$$

❖ Détecteurs de défaut de la liaison :

$$Xd = Xds + Xdl = 11.555 + 50 = 61.555 \text{ Ohms}$$

$$Rd = Rds + Rdl = 0.613 + 12.5 = 13.113 \text{ Ohms}$$

❖ Valeurs au point de mesure :

$$Zd = \sqrt{13.113^2 + 61.555^2} = 62.931 \text{ Ohms}$$

$$Jd = (90000 / \sqrt{3}) / 62.931 = 825.7 \text{ A}$$

$$Vd = Zdl \times Jd = \sqrt{12.5^2 + 50^2} \times 825.7 = 42556 \text{ V}$$

En valeurs BT on a :

$$Jd = 825.7 / (500/1) = 1.65 \text{ A}$$

$$Vd = 42556 / (90000/100) = 47.3 \text{ V}$$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

Calcul de Ji, Vi à partir du courant de défaut biphasé :

❖ Source :

$Z_{ds} = Z_{is} = U^2 / S_{cc} = 90^2 / 700 = 11.571 \text{ Ohms}$
Avec $T_p = 0.06 \text{ s}$, $X_{ds} / R_{ds} = X_{is} / R_{is} = 0.06 \times 314.16 = 18.85$ d'où
 $X_{ds} = X_{is} = 11.555 \text{ Ohms}$ & $R_{ds} = R_{is} = 0.613 \text{ Ohms}$

❖ Liaison :

$Z_{dl} = Z_{il} = 50 \times (0.1 + j 0.4) \times 2.5 = 12.5 + j 50 = 51.54 \text{ Ohms}$ d'où
 $X_{dl} = X_{il} = 50 \text{ Ohms}$ & $R_{dl} = R_{il} = 12.5 \text{ Ohms}$

Détecteurs de défaut de la liaison :

$X_d = X_i = X_{ds} + X_{dl} = X_{is} + X_{il} = 11.555 + 50 = 61.555 \text{ Ohms}$
 $R_d = R_i = R_{ds} + R_{dl} = R_{is} + R_{il} = 0.613 + 12.5 = 13.113 \text{ Ohms}$

❖ Valeurs au point de mesure :

$Z_d = Z_i = \sqrt{13.113^2 + 61.555^2} = 62.931 \text{ Ohms}$

$J = 90000 / (62.931 + 62.931) = 715 \text{ A}$

$J_i = J / \sqrt{3} = 413 \text{ A}$

$\text{tg } \varphi = 61.555 / 13.113 = 4.69$, $\varphi = 78^\circ$

$\text{tg } \varphi' = 50 / 12.5 = 4$, $\varphi' = 76^\circ$

φ & φ' sont pratiquement en phase (écart 2°) d'où simplification utilisable.

$V_i = (E / 2) - (Z_{il} \cdot J_i) = (90000 / 2 \times \sqrt{3}) - (51.54 \times 413) = 4696 \text{ V}$

En valeurs BT on a :

$J_i = 413 / (500/1) = 0.83 \text{ A}$

$V_i = 4696 / (90000/100) = 5.2 \text{ V}$

 Tél : 01 48 15 09 09 Fax : 01 43 05 08 24	NOTE TECHNIQUE TENSIONS ET COURANTS AU POINT DE MESURE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	Note N°: 021360940
		Rév. : A

Calcul de Jo, Vo à partir du courant de défaut monophasé :

❖ **Source :**

$Z_{ds} = Z_{is} = U^2 / S_{cc} = 90^2 / 700 = 11.571 \text{ Ohms}$
Avec $T_p = 0.06 \text{ s}$, $X_{ds} / R_{ds} = X_{is} / R_{is} = 0.06 \times 314.16 = 18.85$ d'où
 $X_{ds} = X_{is} = 11.555 \text{ Ohms}$ & $R_{ds} = R_{is} = 0.613 \text{ Ohms}$
 $Z_{os} = [(U \times \sqrt{3}) / I_t] - (Z_{ds} + Z_{is}) = [(90 \times \sqrt{3}) / 3.6] - (11.571 + 11.571) = 20.159 \text{ Ohms}$
Avec $T_p = 0.06 \text{ s}$, $X_{os} / R_{os} = 0.06 \times 314.16 = 18.85$ d'où
 $X_{os} = 20.131 \text{ Ohms}$ & $R_{os} = 1.068 \text{ Ohms}$

❖ **Liaison :**

$Z_{dl} = Z_{il} = 50 \times (0.1 + j 0.4) \times 2.5 = 12.5 + j 50 = 51.54 \text{ Ohms}$ d'où
 $X_{dl} = X_{il} = 50 \text{ Ohms}$ & $R_{dl} = R_{il} = 12.5 \text{ Ohms}$
 $Z_{ol} = 50 \times (0.25 + j 1.1) \times 2.5 = 31.25 + j 137.5 \text{ Ohms}$ d'où
 $X_{ol} = 137.5 \text{ Ohms}$ & $R_{ol} = 31.25 \text{ Ohms}$
 $R = 100 \text{ Ohms}$

❖ **Détecteurs de défaut de la liaison :**

$X_d = X_i = X_{ds} + X_{dl} = X_{is} + X_{il} = 11.555 + 50 = 61.555 \text{ Ohms}$
 $R_d = R_i = R_{ds} + R_{dl} = R_{is} + R_{il} = 0.613 + 12.5 = 13.113 \text{ Ohms}$
 $X_o = X_{os} + X_{ol} = 20.131 + 137.5 = 157.631 \text{ Ohms}$
 $R_o = R_{os} + R_{ol} + R = 1.068 + 31.25 + 100 = 132.318 \text{ Ohms}$

$$J_1 = (U \times \sqrt{3}) / \sqrt{(X_d + X_i + X_o)^2 + (R_d + R_i + R_o)^2}$$

$$J_1 = (90000 \times \sqrt{3}) / \sqrt{(61.555 + 61.555 + 157.631)^2 + (13.113 + 13.113 + 132.318)^2}$$

$$J_1 = 483.5 \text{ A}$$

❖ **Valeurs au point de mesure :**

$$J_o = J_1 / 3 = 483.5 / 3 = 161 \text{ A}$$

$$V_o = - Z_{os} \times I_o = - 20.159 \times 161 = 3246 \text{ V}$$

En valeurs BT on a :

$$J_o = 161 / (500/1) = 0.32 \text{ A}$$

$$V_o = 3246 / (90000/100) = 3.6 \text{ V}$$