

Cahier Technique N°10

Protection des générateurs électriques



MICROENER

SOMMAIRE

AVANT PROPOS.....	4
RAPPEL.....	5
Flux tournant triphasé.....	5
Machines Synchrones.....	7
Machines Asynchrones.....	7
MACHINE ASYNCHRONE.....	8
MACHINE SYNCHRONE.....	10
Introduction.....	10
Rappels 13	
Les axes 13	
Décomposition du courant statorique.....	13
Caractéristique à vide.....	14
Caractéristique en charge.....	14
Le diagramme des flux.....	16
Machine à vide.....	16
Machine en charge.....	16
Les réactances.....	18
Décomposition des réactances.....	18
Le diagramme de Potier d'un alternateur.....	19
Le diagramme de stabilité générale.....	20
Diagramme de Behn-Eschenburg.....	21
Diagramme de Blondel.....	23
Grandeurs caractéristiques des machines.....	24
Réactances.....	24
Constantes de temps électriques.....	26
Exemples de réactances et de constantes de temps électriques.....	27
Forme du courant de défaut (sens direct et transversal).....	28
Mode de fonctionnement des alternateurs.....	30
Principaux types d'excitation.....	31
Diagramme PQ de fonctionnement de l'alternateur.....	34
Machine à pôles saillants.....	34
Machine à pôles lisses.....	34
Technologie des alternateurs.....	35
COMPARAISON MACHINE ASYNCHRONE – MACHINE SYNCHRONE.....	39
Machine asynchrone.....	39
Machine synchrone.....	40
DEFAUTS SUR LES ALTERNATEURS.....	41
Nature des défauts.....	41
Incidences des défauts.....	42
Actions suite à un défaut.....	43
Stabilité de l'alternateur.....	44
Généralités.....	44
La stabilité dynamique.....	44
La stabilité transitoire.....	46

Exemple de courant de défaut aux bornes d'un alternateur de centrale	48
Méthode à employer pour le calcul des courants de défauts triphasés et à la terre (complète ou simplifiée) 49	
Calcul de défaut triphasé aux bornes de GR1	52
PROTECTION DES ALTERNATEURS	56
Choix des protections selon la puissance de la machine	56
Choix des protections selon la nature du défaut	57
Présentation des protections	58
Protection de surcharge thermique (F49 – F26)	58
Protection de surintensité (F51 – F51V – F51/27 – F21)	60
Protection ampèremétrique temporisée	61
Protection ampèremétrique temporisée à retenue de tension	62
Protection ampèremétrique temporisée à contrôle de tension	62
Protection à minimum d'impédance à temps constant	63
Protection contre les déséquilibres de courant (F46)	63
Protection de retour de puissance active (F32)	65
Protection à minimum de tension (F27)	66
Protection à maximum de tension (F59)	67
Protection à maximum et minimum de fréquence (F81O/81U)	68
Protection de surexcitation (F24 correspondant à F59/81)	69
Protection masse stator (F64S)	71
Choix du régime de neutre	72
Protection	75
Protection de rupture de champ (F40)	80
Protection de rupture de champ	81
Détection de puissance réactive	83
Protection de masse rotor (F64R)	84
Injection de courant alternatif 50 Hz	85
Injection de courant alternatif TBF (4 à 20 Hz)	85
Protections différentielles (F87G/F87N)	86
Protection différentielle longitudinale basse impédance	86
Protection différentielle longitudinale basse impédance à pourcentage	86
Protection différentielle longitudinale haute impédance	88
Protection différentielle homopolaire dite de «TERRE RESTREINTE»	90
Détection défaut diodes (F58)	92
Protection directionnelle (F67/F67N)	93
PROTECTIONS GENERATRICES ASYNCHRONES	95
Protection	95
Protection de séquence de phase (F47)	96
PROTECTIONS COMPLEMENTAIRES	97
Protection défaillance disjoncteur (F51BF)	97
Détection de fusion fusible (F60)	98

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10 Rev. A Page 4 sur 98
---	---	---

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).

RAPPEL**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° .

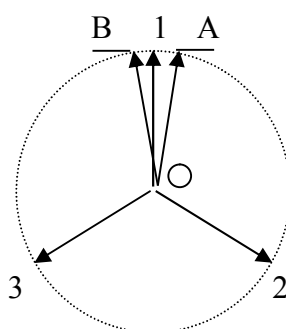
- Les expressions algébriques sont :

$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

Au même instant, chaque vecteur induction est représenté par les graphiques ci-dessous :

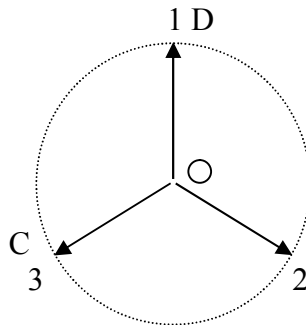


b_1 à l'instant $t = \pi/2\omega$

$$b_1 = B_m \sin \omega t = B_m \sin \pi/2 = B_m$$

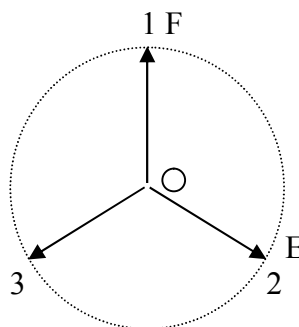
On peut remplacer b_1 par 2 vecteurs circulaires OB et OA d'amplitude $B_m/2$ (vecteurs en phase à l'instant $t = \pi/2\omega$) et de vitesse angulaire ω .

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 $B_m/2$

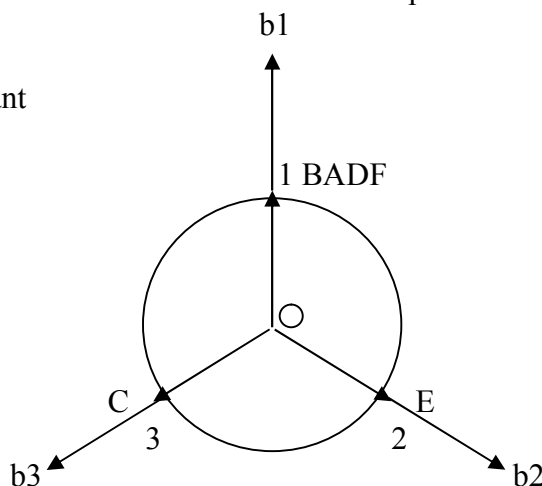
Les 3 inductions au même instant

$$b_1 = B_m \sin \omega t$$

$$b_2 = B_m \sin \omega t - 2\pi/3$$

$$b_3 = B_m \sin \omega t - 4\pi/3$$

b_1, b_2, b_3 à l'instant $t = \pi/2\omega$
(au même instant)



 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 7 sur 98

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:

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).

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:

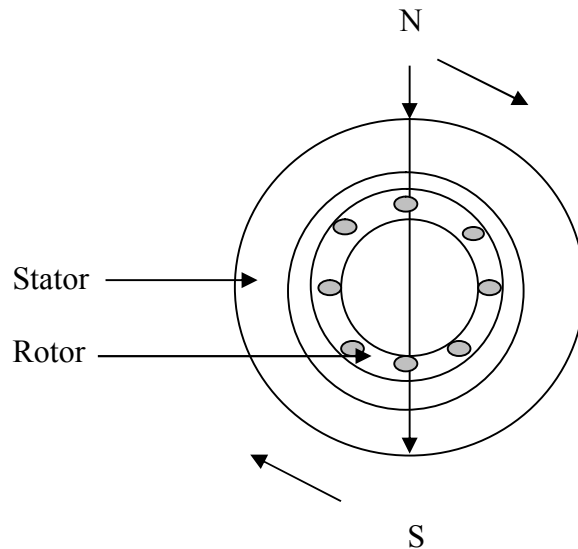
$$g_l = (n_s - n_r) / n_s \quad \text{ou} \quad n_s = \text{vitesse de synchronisme.}$$

$$n_r = \text{vitesse du rotor.}$$

- Le rotor est du type à cage d'écureuil (puissance $S_n < 0.5$ MVA) ou bobiné en court-circuit.

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.

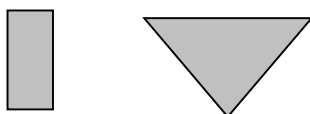
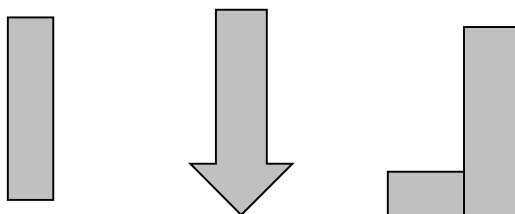
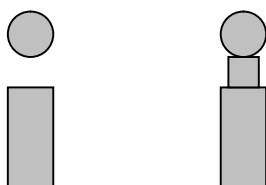
nr = vitesse du rotor.

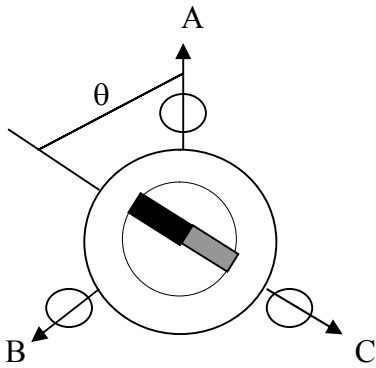
Le glissement d'un moteur asynchrone étant de l'ordre de 2%, le rotor devra donc tourner à une vitesse de 1.02 ns pour que le stator produise une tension de fréquence Fn.

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:**

MACHINE SYNCHRONE**Introduction**

θ = angle entre rotor et stator Flux \varnothing

$\theta = 0$ $\varnothing = \text{max}$

$\theta = \pi / 2$ $\varnothing = 0$

$\theta = \pi$ $\varnothing = - \text{max}$

$\theta = 3 \pi / 2$ $\varnothing = 0$

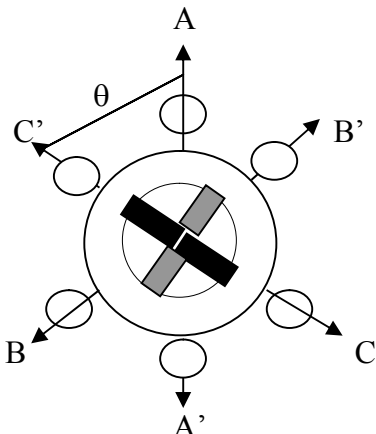
Le flux \varnothing induit une tension $V = - (d\varnothing / dt)$ où $\varnothing = \varnothing_{\text{max}} \cos\theta$.

$V = \Omega \varnothing_{\text{max}} \sin(\Omega t + \theta_0)$ 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).

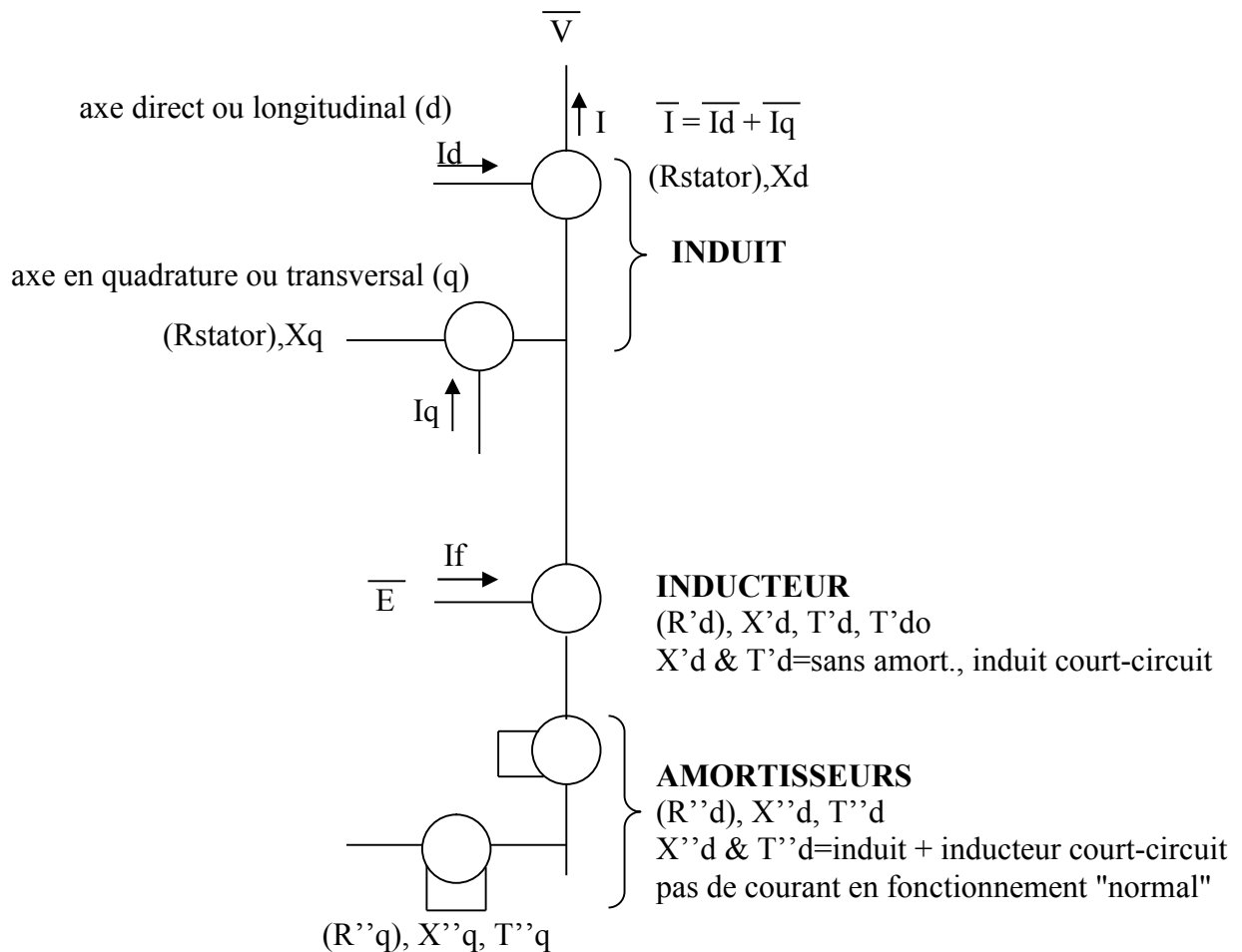
La valeur moyenne de la vitesse est constante et correspond à la vitesse de synchronisme, mais la vitesse instantanée varie par oscillations (autour du point d'équilibre de cette vitesse de synchronisme) d'où la présence d'amortisseurs.

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»).

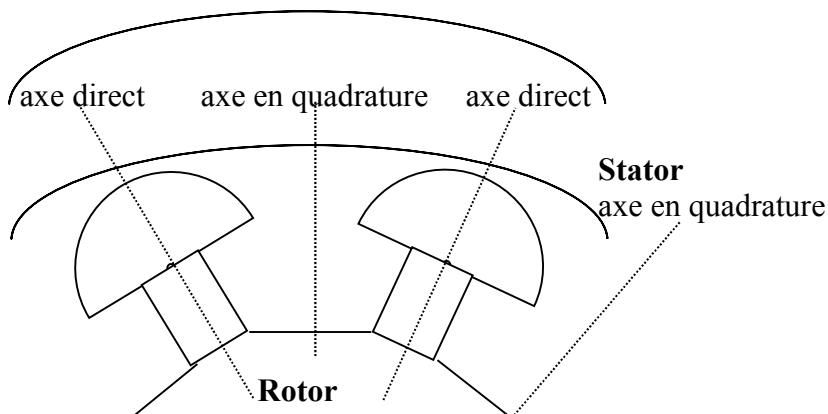


Armature = apériodique et suivant les auteurs on a :

$$T_a = \left(\frac{2}{R_{stator}} \right) * \left[\frac{L''_d * L''_q}{L''_d + L''_q} \right]$$

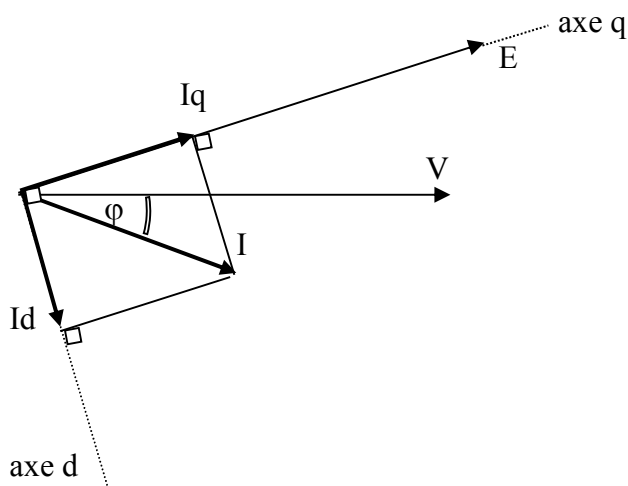
$$\text{ou } T_a = \frac{L''_d + L''_q}{2 * R_{stator}}$$

$$\text{ou } T_a = \frac{\sqrt{L''_d * L''_q}}{R_{stator}} \text{ et comme } L''_q \cong L''_d, \text{ on obtient : } T_a = \frac{\sqrt{L''_d * L''_d}}{R_{stator}} = \frac{L''_d}{R_{stator}} = \frac{X''_d}{\omega * R_{stator}}$$

Rappels**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

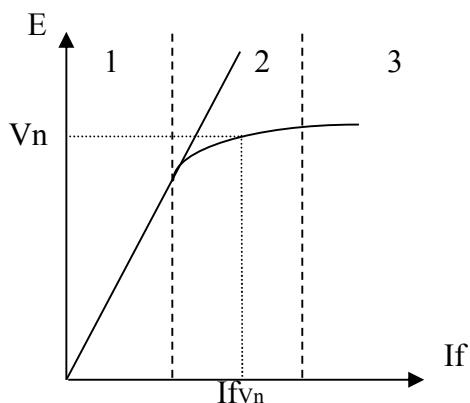
Décomposition du courant statoriqueLe courant I , dans le stator peut être décomposé suivant les axes d et q : $\vec{I} = \vec{I}_d + \vec{I}_q$  I_q est en phase avec la force électromotrice E , I_d est perpendiculaire à E .

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.

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.

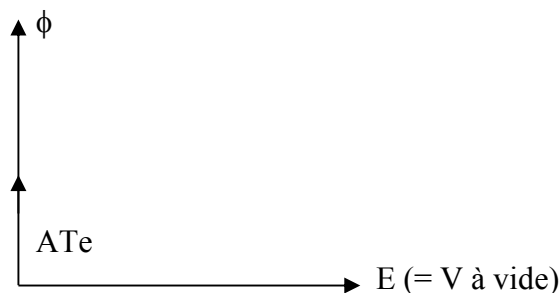
MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 15 sur 98

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.

Le diagramme des flux

Machine à vide

Les ampère-tours d'excitation (ATe) 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.

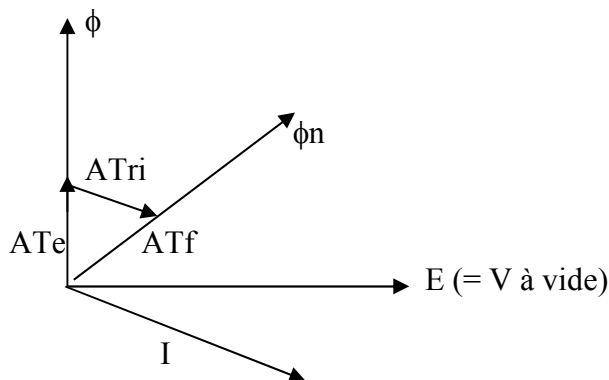


Machine en charge

Les ampère-tours d'excitation (ATe) produisent un flux ϕ au travers de l'entrefer rotor-stator induisant une tension E (V) dans le stator en quadrature avec le flux.

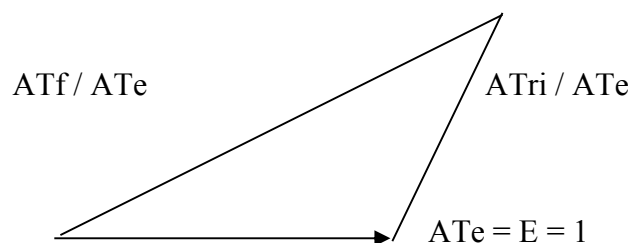
Le courant I , déphasé de φ par rapport à E (à vide), provoque une réaction d'induit soit des ampère-tours de réaction d'induit ($ATri$) en phase avec I .

La résultante $\overline{ATf} = \overline{ATe} + \overline{ATri}$ 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).

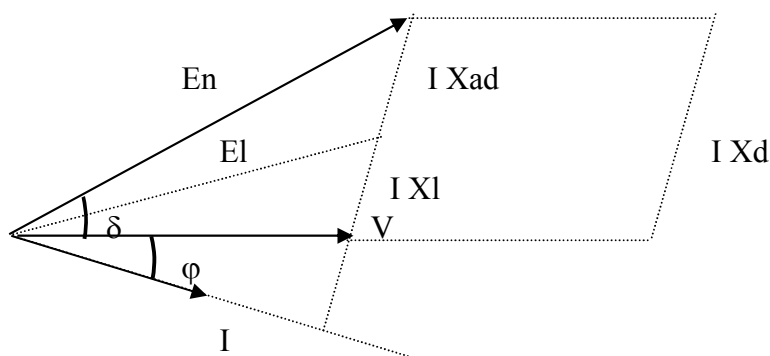
Les réactances

Les réactances X_d & X_q sont des réactances magnétisantes.

Les réactances $X'd$, $X''d$ & $X''q$ sont des réactances de fuites.

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

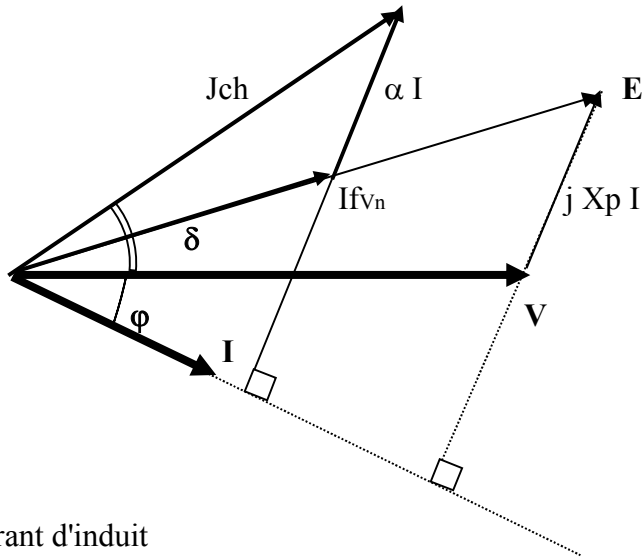
E_n = tension aux bornes de la réactance de fuite de l'alternateur

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

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

IfVn = courant d'excitation à vide correspondant à $E = V_n$

Jch = courant d'excitation en charge

 α = coefficient de réduction d'induit

Xp = réactance de Potier

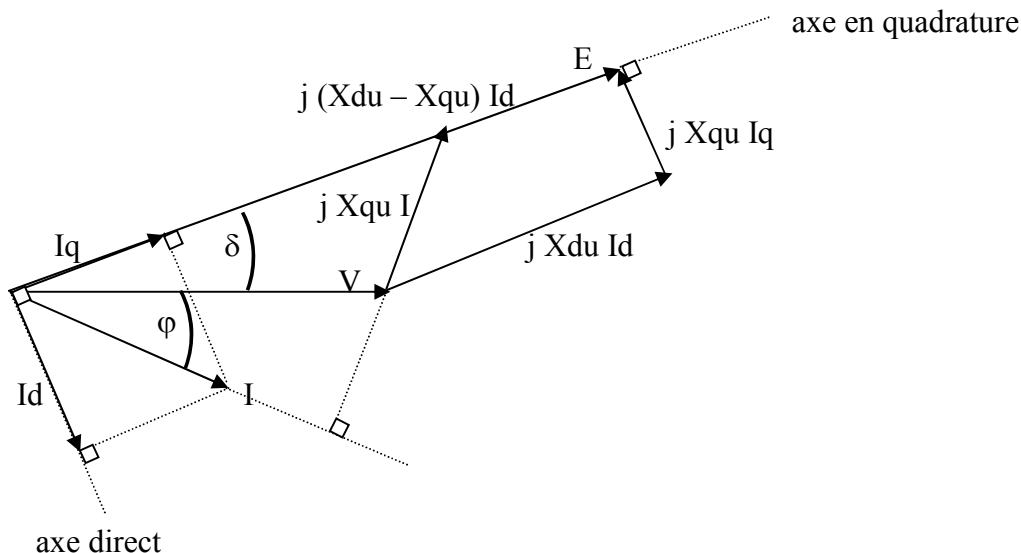
Diagramme de Potier :

Stator : $\bar{E} = \bar{U} + j X_p I$

Rotor : $\bar{J}_{ch} = \bar{I}_{fVn} + \alpha \bar{I}$

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 :

phi = déphasage entre I et V

delta = déphasage entre E et V (angle interne de la machine)

E = force électromotrice (issue du rotor)

V = tension simple (sur le stator)

Xdu = réactance synchrone directe, non saturée, dans l'axe direct

Xqu = réactance synchrone directe, non saturée, dans l'axe quadratique

I = courant de charge de la machine

Id = composante, dans l'axe direct, du courant I

Iq = composante, dans l'axe en quadrature, du courant I (la composante Iq est en phase avec E)

Remarque :

si $X_{qu} \cong X_{du}$ et en négligeant Rstator ($R_{stator} \bar{I}$ 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

Diagramme de Behn-Eschenburg

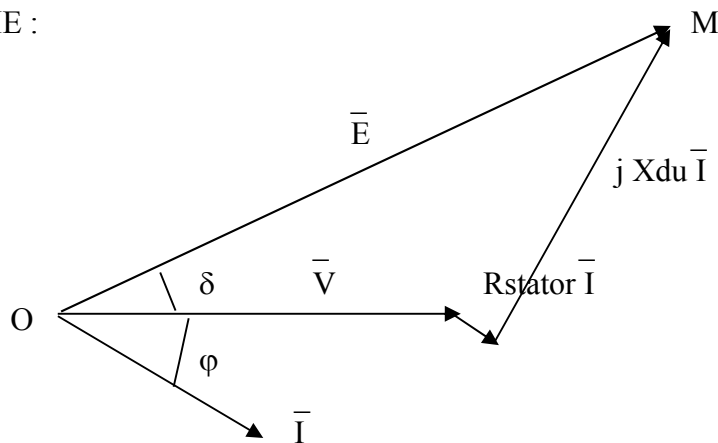
(s'emploie pour les machines à pôles lisses)

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 .

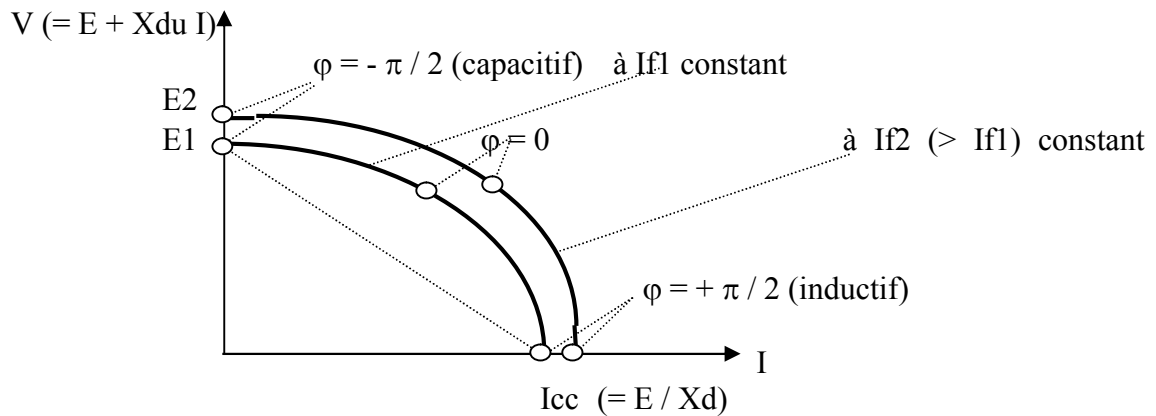
δ = déphasage entre \bar{V} et \bar{E} = angle interne de la machine.

Si l'alternateur n'est pas couplé à un réseau, et en supposant que $R_{\text{stator}} \ll X_d$, le diagramme donne à I_f et vitesse constants :

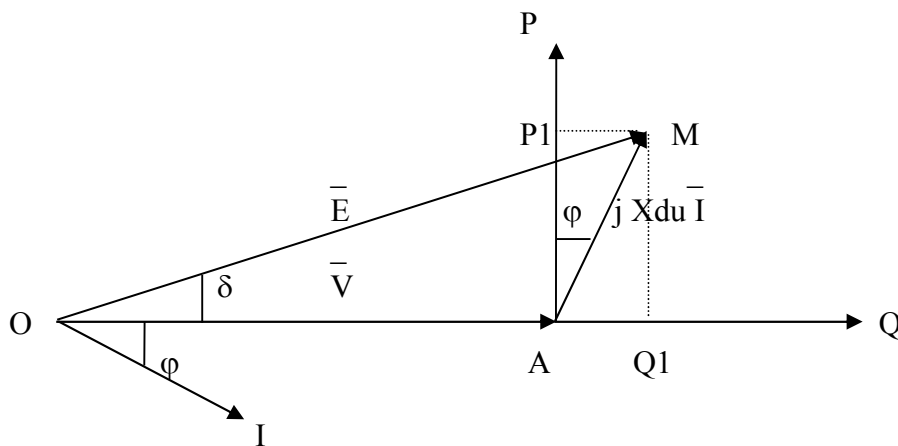
$$E^2 = (V + X_d I \sin \varphi)^2 + (X_d I \cos \varphi)^2$$

$$E^2 = V^2 + (X_d I)^2 + 2 (X_d I) V \sin \varphi$$

➤ 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) :

$$P = 3 V I \cos \varphi = 3 V (AP1 / X_{du})$$

Puissance réactive (provenant de l'alternateur en fonction de l'excitation due au rotor) :

$$Q = 3 V I \sin \varphi = 3 V (AQ1 / X_{du})$$

Diagramme de Blondel

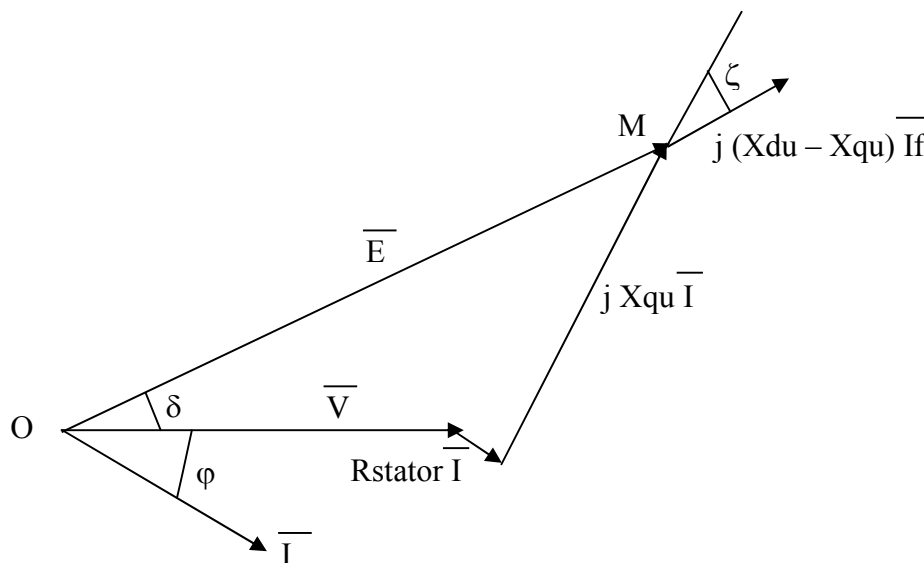
(s'emploie pour les machines à pôles saillants)

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 $R_{stator} \cdot \bar{I}$ (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 $j\bar{I}_d j$)

$$\bar{E} = \bar{V} + R_{stator} \bar{I} + jX_{qu} \bar{I} + j(X_{du} - X_{qu}) \bar{I}_f = \bar{V} + jX_{qu} \bar{I}_q + jX_{du} \bar{I}_d$$

La tension \bar{V} , aux bornes du stator, est imposée par le réseau.

DIAGRAMME :



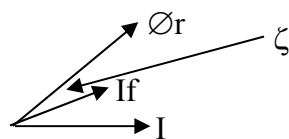
φ = déphasage entre \bar{V} et \bar{I}

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

\varnothing_r = flux créé par le rotor



Si $X_d = X_q$ \implies Diagramme de Behn-Eschenburg (machines à pôles lisses)

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.

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.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 25 sur 98

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.

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES GENERATEURS</p>	<p>Cahier N°10</p> <hr/> <p>Rev. A Page 26 sur 98</p>
--	--	--

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.

Ta = 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.

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:

$$X_{du} = 168.2 \% (\pm 10 \%)$$

$$X_{ds} = 151.4 \% (\pm 10 \%)$$

$$X_{qu} = 98.2 \% (\pm 10 \%)$$

$$X_{qs} = 88.4 \% (\pm 10 \%)$$

$$X''_{du} = 21 \% (\pm 30 \%)$$

$$X''_{ds} = 18.7 \% (\pm 30 \%)$$

$$X''_{qu} = 25 \% (\pm 30 \%)$$

$$X''_{qs} = 19.3 \% (\pm 30 \%)$$

$$X'_{du} = 31.7 \% (\pm 20 \%)$$

$$X'_{ds} = 28.5 \% (\pm 20 \%)$$

$$X_{2u} = 23.5 \% (\pm 20 \%)$$

$$X_{2s} = 19 \% (\pm 20 \%)$$

$$T'_{do} = 13.3 \text{ s}$$

$$T'_d = 2.5 \text{ s}$$

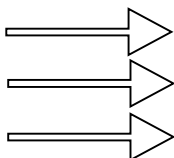
$$T''_{do} = 0.083 \text{ s}$$

$$T''_d = 0.048 \text{ s}$$

$$T''_{qo} = 0.26 \text{ s}$$

$$T''_q = 0.055 \text{ s}$$

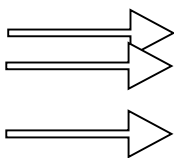
$$T_a = 0.25 \text{ s}$$



$$X_{ds} = 0,9 X_{du}$$

$$X_{qu} = 0,6 X_{du}$$

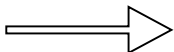
$$X_{qs} = 0,9 X_{qu}$$



$$X''_{ds} = 0,9 X''_{du}$$

$$X''_{qu} = 1,14 X''_{du}$$

$$X''_{qs} = 0,8 X''_{qu}$$



$$X'_{ds} = 0,9 X'_{du}$$

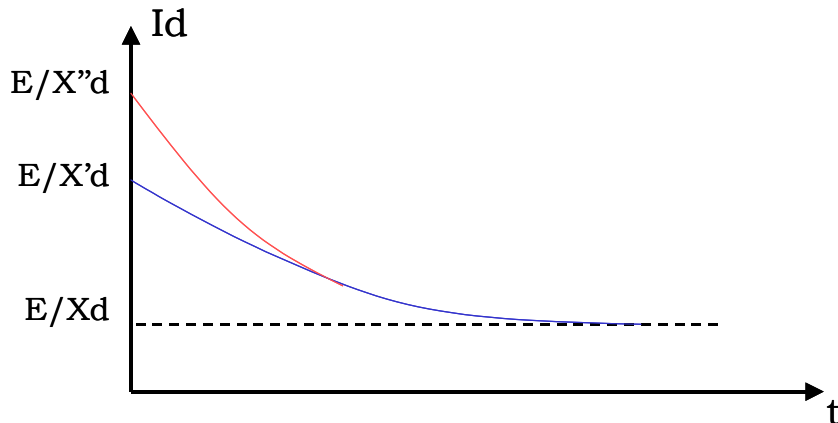
Les valeurs des impédances saturées sont de l'ordre de 10% inférieures aux impédances correspondantes non saturées (machine à pôles saillants & à pôles lisses).

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.

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 apériodique.

$$id(t) = -E \left[1/Xd + (1/X'd - 1/Xd)e^{-t/T'd} + (1/X''d - 1/X'd)e^{-t/T''d} - (1/X''d)e^{-t/Ta} \cos \omega t \right]$$

$$iq(t) = -(E/X''q)e^{-t/Ta} \sin \omega t$$

Pour les machines où $X''q \cong X''d$, la formule utilisée (en PU) devient :

$$i(t) = In \left[1/Xd + (1/X'd - 1/Xd)e^{-t/T'd} + (1/X''d - 1/X'd)e^{-t/T''d} + (1/X''d)e^{-t/Ta} \cos \theta_0 \right]$$

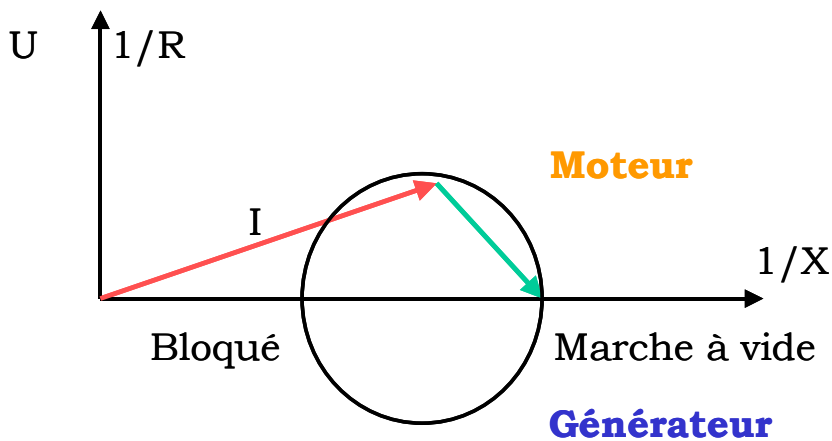
où θ_0 = instant de mise en court-circuit de l'induit, au passage à zéro de la tension.

$\cos \theta_0 = 1$ (pleine asymétrie).

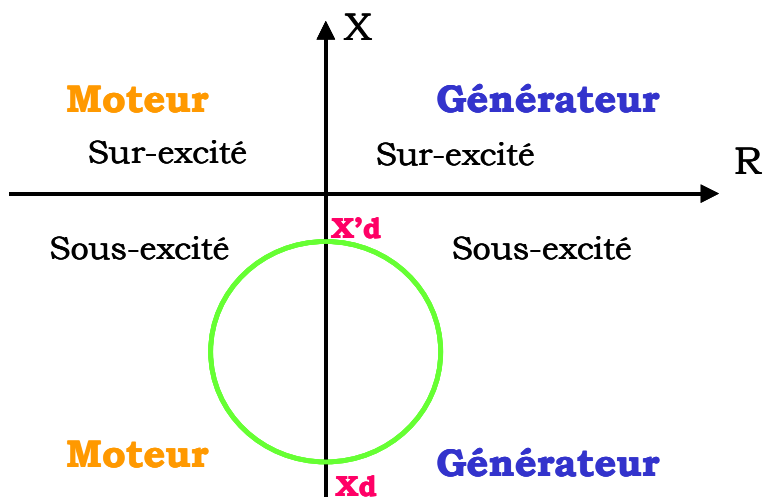
au maximum de la tension $\theta_0 = 90^\circ$, $\cos \theta_0 = 0$ (pas d'asymétrie).

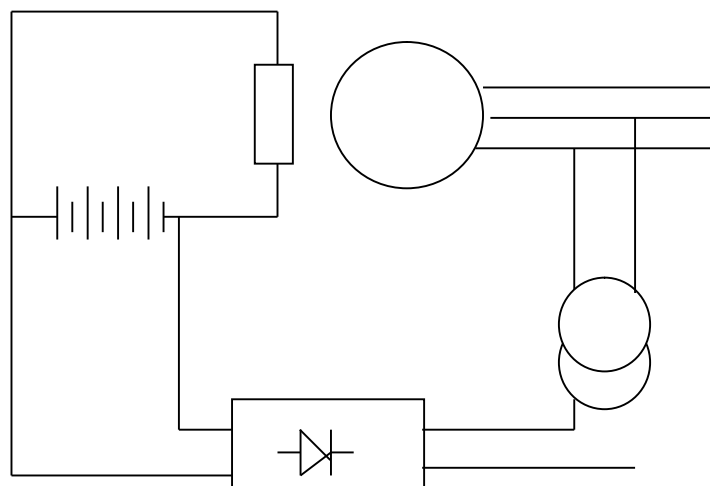
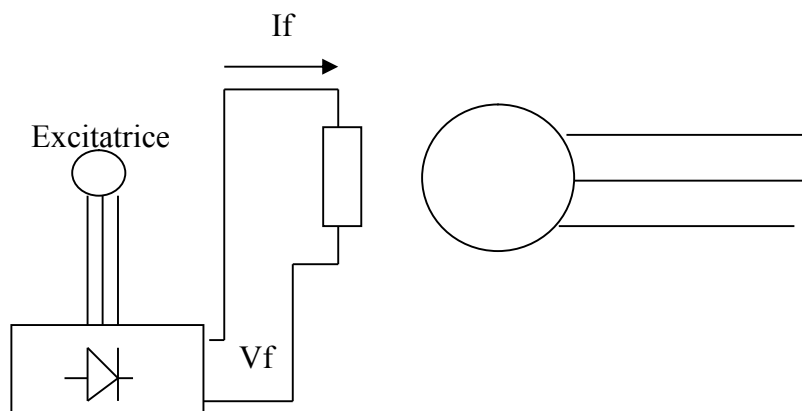
Mode de fonctionnement des alternateurs**a) En asynchrone**

(raisonnement en Admittance): Groupe asynchrone

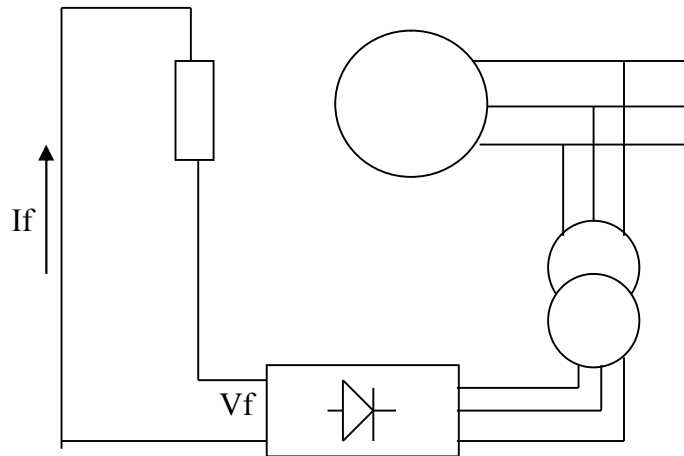
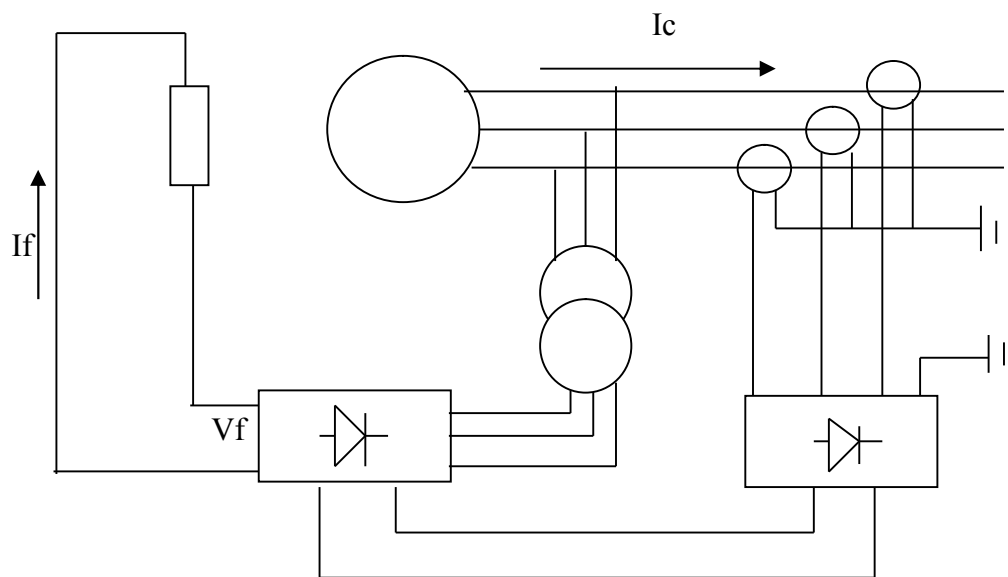
**b) En synchrone**

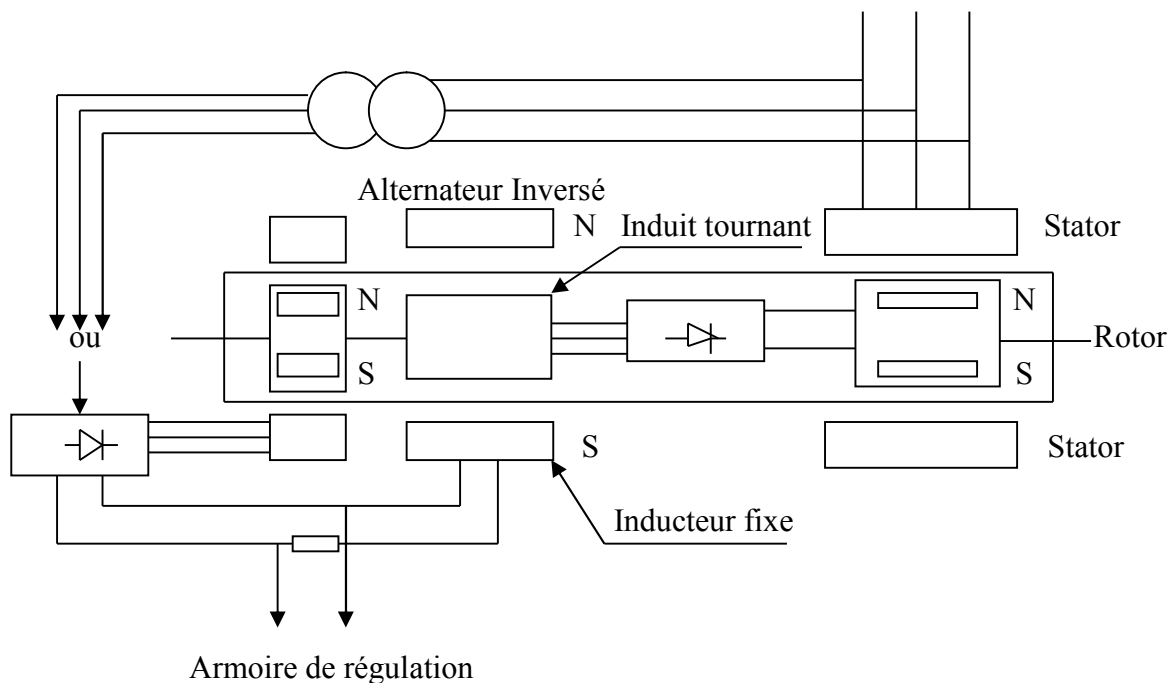
(en fonction excitation)



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 :

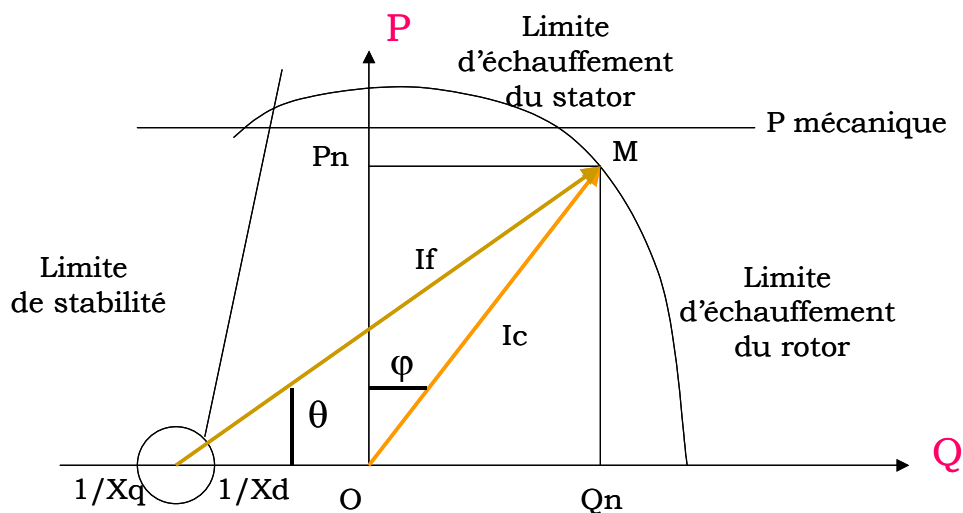
Un «alternateur inversé» est un alternateur dont l'inducteur est fixe (stator) et alimenté en courant continu, l'induit est tournant (calé sur l'arbre du rotor de la machine principale) et produit du courant alternatif qui est redressé par des diodes qui tournent en même temps que le rotor (d'où le nom 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.

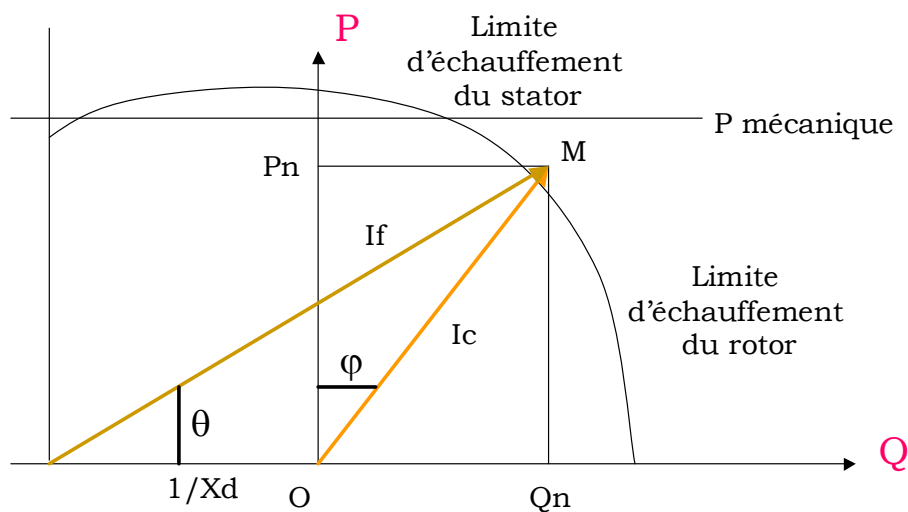
Il est possible en surveillant les variations de U_f et I_f de l'excitation de l'excitatrice de détecter des anomalies sur l'excitation principale.

Diagramme PQ de fonctionnement de l'alternateur**Machine à pôles saillants****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)



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.

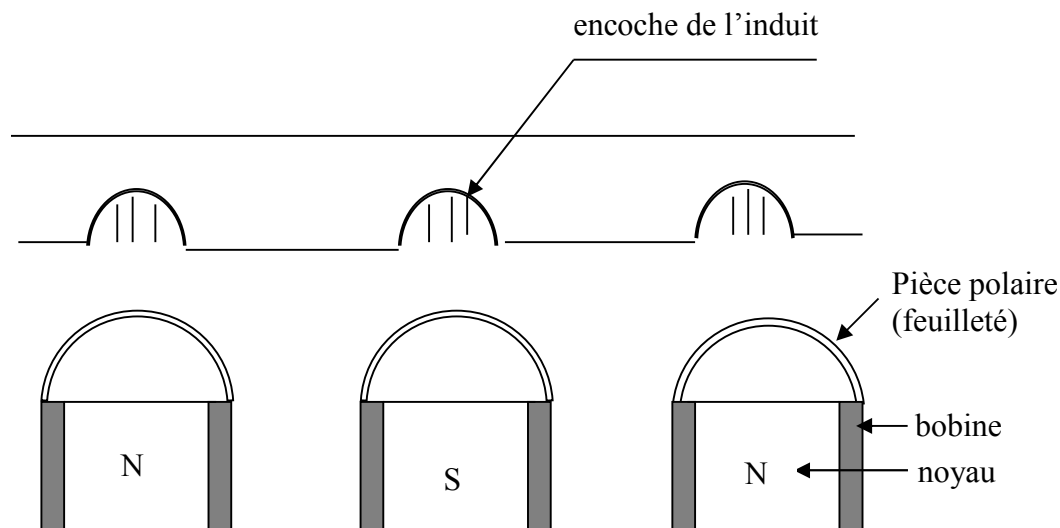
Francis pour vitesse de 100 à 1000 t/mn.

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

$$F = (n \times p) / 60$$



Roue polaire

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.

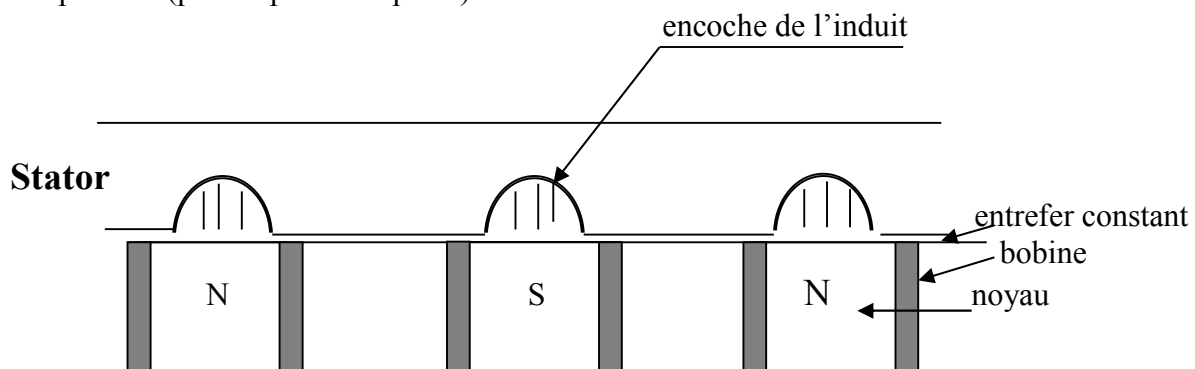
ou à des Diesels rapides (vitesse de 1000 à 3000 t/mn).

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):



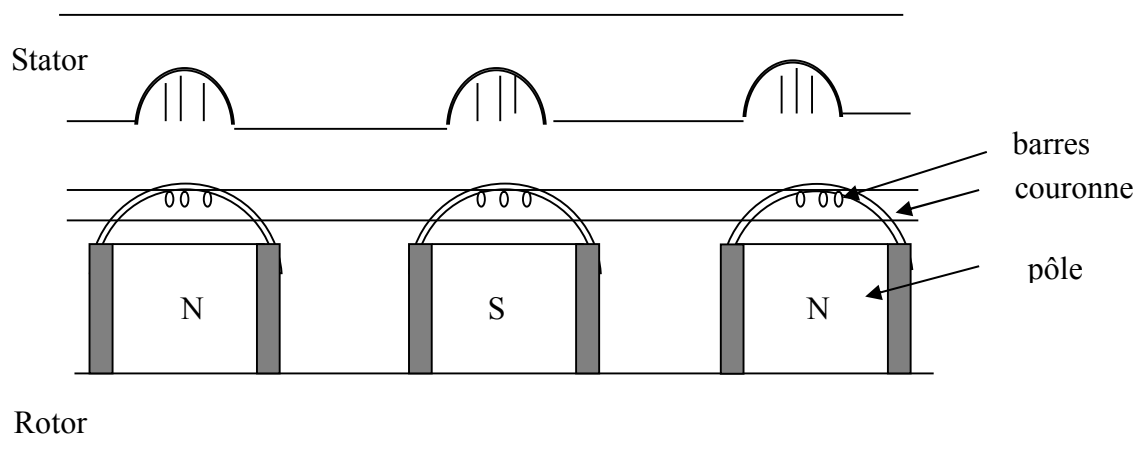
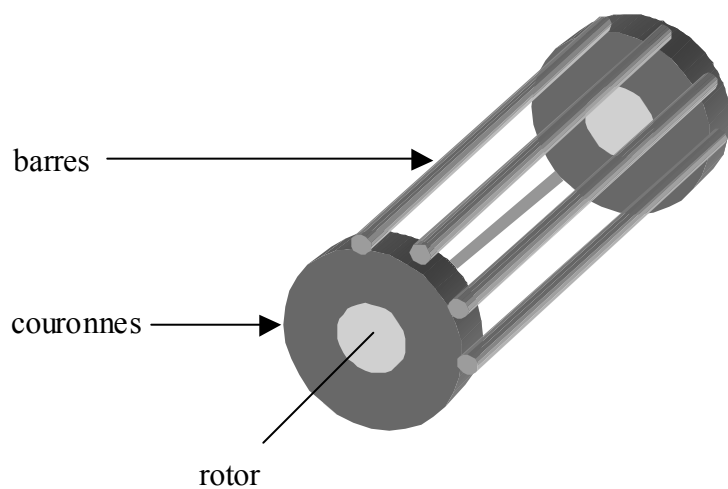
Roue polaire

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:**

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 39 sur 98

COMPARAISON MACHINE ASYNCHRONE – MACHINE SYNCHRONE

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 : $Q_{\text{capa}} \leq 0.35 P_{\text{ngéné.asyn}}$.

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:

$$I_{\text{ac}} = \sqrt{2} V_n \times (1 / \sqrt{X_r \times X_b}) = \sqrt{2} (U_n / \sqrt{3}) \times (1 / \sqrt{X_r \times X_b})$$

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).

$$I_{\text{ac}} = \sqrt{2} I_b \times (\sqrt{P_{\text{cc}} / P_b}) \quad \text{où } I_b = \text{courant absorbé par la batterie.}$$

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 40 sur 98

Machine synchrone

❖ Avantages :

- * Tourne au synchronisme.
- * Bon rendement à cosφ.
- * 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.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 41 sur 98

DEFAUTS SUR LES ALTERNATEURS

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.)

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 INSTANTANEEES = ARRET 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 TEMPORISEES = ARRET D'URGENCE DE LA MACHINE (A.U.) OU ARRET NORMAL (A.N.), DECISION DEPEND DE L'EXPLOITANT ET DE LA DUREE DU CYCLE D'ARRET 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 DECLENCHEMENT

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		

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES GENERATEURS</p>	<p>Cahier N°10</p> <hr/> <p>Rev. A Page 43 sur 98</p>
--	--	--

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.

Stabilité de l'alternateur**Généralités****La stabilité d'exploitation :**

C'est un fonctionnement sans anomalies c'est à dire avec une absence de défauts :

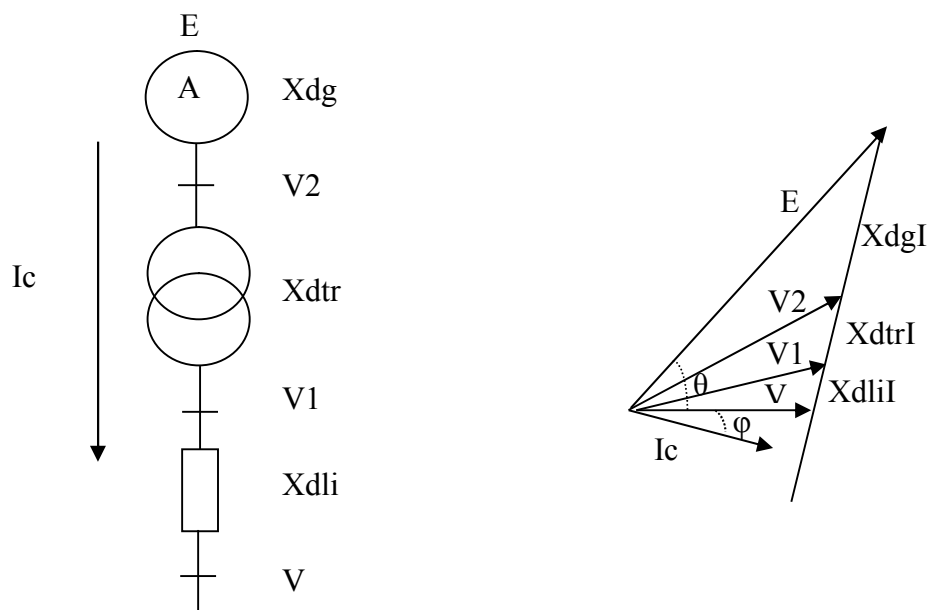
- * d'origine interne
- * d'origine externe

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).

La stabilité dynamique

La puissance fournie par l'alternateur au réseau est : $P_a = (EV/X_d) \sin\theta$

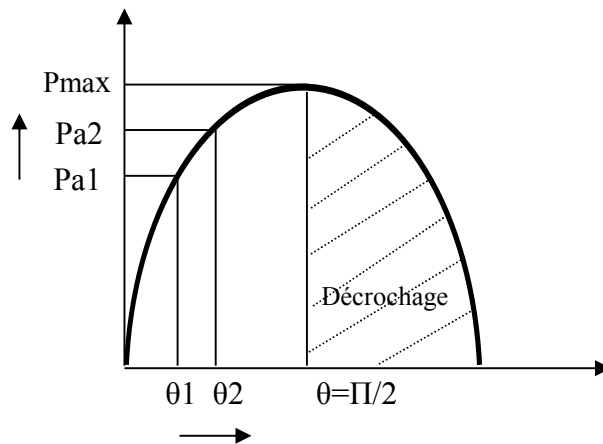
Où : Angle θ entre tension et courant

E = Force électromotrice de l'alternateur (rotor)

V = Tension du réseau de puissance infinie (stator)

θ = angle interne (déphasage entre E et V)

$X_d = X_{dg} + X_{dtr} + X_{dli}$



$$P_{\max} = (E \cdot V) / X_d$$

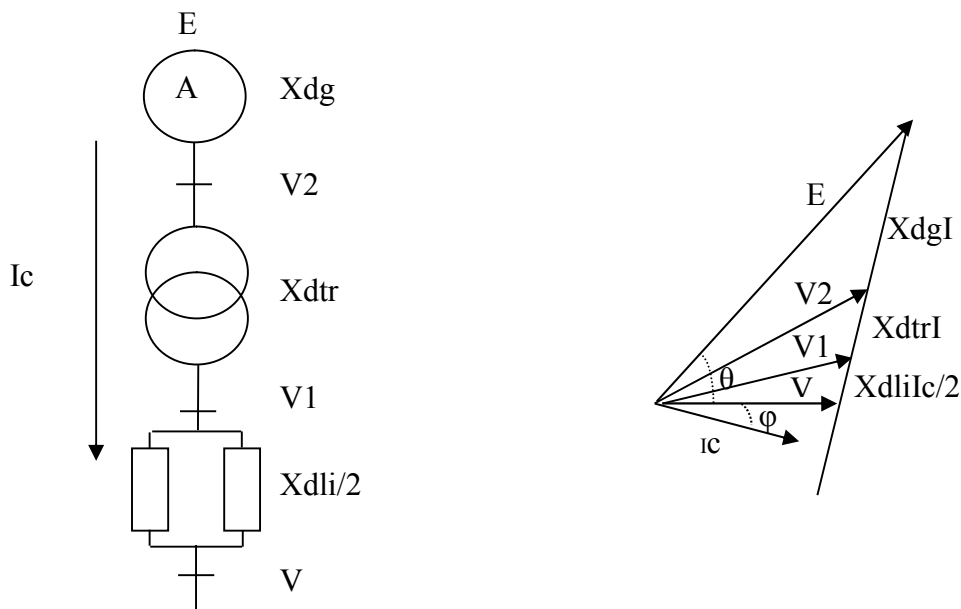
$$\text{à } \theta = \pi/2$$

Limite de stabilité dynamique

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

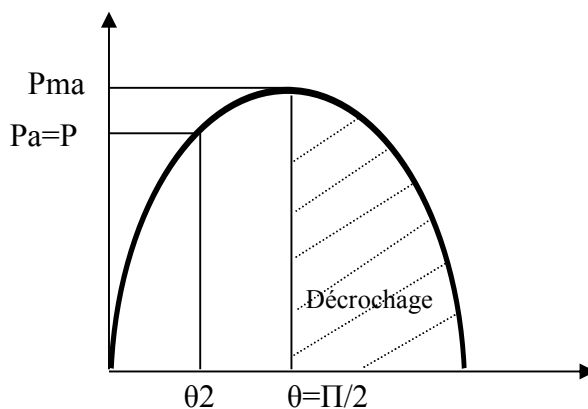
Tant que $\theta < \pi / 2$ la puissance fournie par la turbine augmente (dans la mesure où la puissance mécanique fournie à la turbine augmente) et la puissance P_a fournie au réseau augmente, la machine tourne en synchronisme avec le réseau.

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).

$$P_m = P_a = (EV / X_d) \sin \theta_1 \text{ avec } X_d = X_{dg} + X_{dtr} + (X_{dli} / 2)$$

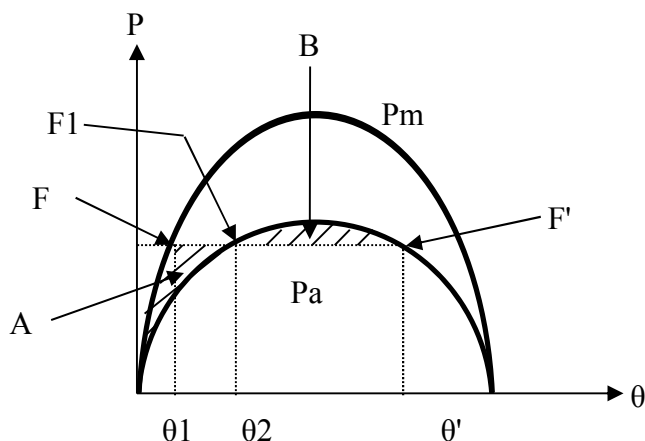


$$P_{max} = (E \cdot V) / X_d$$

$$\text{à } \theta = \pi/2$$

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.

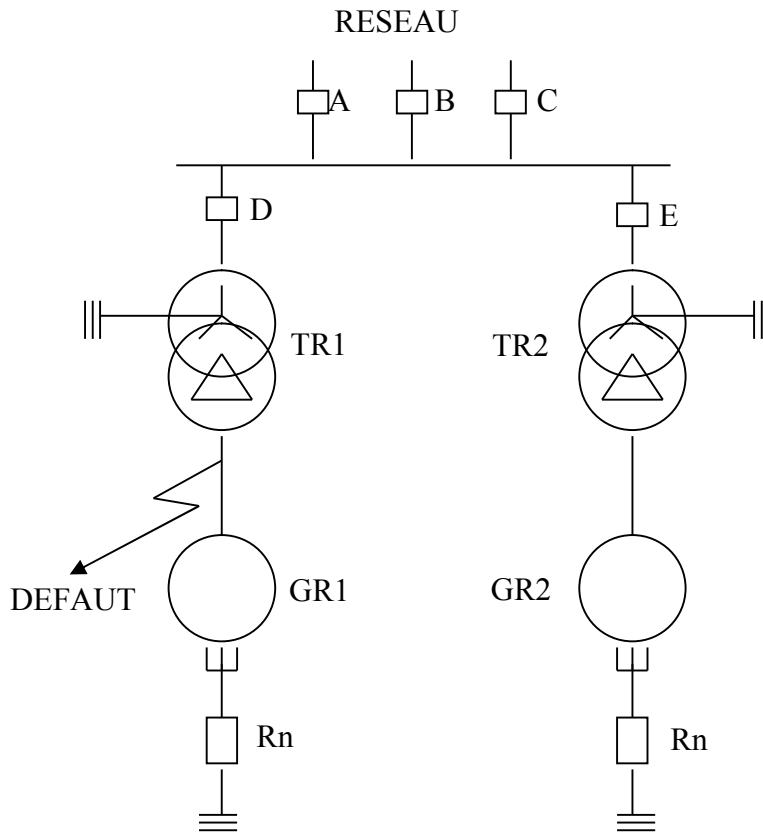
L'alternateur (de par l'accélération du rotor) dépasse θ_2 , l'alternateur produit plus de puissance P_a qu'il ne reçoit de puissance P_m , il va ralentir et revenir à une position stable si la puissance susceptible d'être restituée (partie hachurée B, F_1-F') est plus grande que la partie hachurée A ($F-F_1$).

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.

Exemple de courant de défaut aux bornes d'un alternateur de centrale**Caractéristiques des éléments:****Réseau**Tension nominale $Un = 220$ kVCourant de court-circuit triphasé $Icc = 3$ kA**Alternateurs GR1 & GR2**Tension nominale $Un = 10$ kVPuissance nominale $Sn = 50$ MVAValeur 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 $R_{s} = 0.014$ OhmValeur de résistance de mise à la terre du stator $R_{n} = 577$ OhmValeur de constante de temps subtransitoire directe $T'_{d} = 0.04$ sValeur de constante de temps transitoire directe $T_{d} = 2$ s

Transformateurs TR1 & TR2

Couplage Etoile à la terre (HT) / Triangle (MT)

Tension nominale HT $U_n = 220$ kVTension nominale MT $U_n = 10$ kVPuissance nominale $S_n = 50$ MVATension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$ **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 :

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

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**

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

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 :

$$I_{cbbi} = 10 / (0.6 + 0.5) = 9.1 \text{ kA}$$

Nota :

Le courant de défaut biphasé peut être du même ordre de grandeur que le défaut triphasé, la formule $I_{cbbi} = 0.866 I_{cctri}$ ne s'applique pas pour les défauts aux bornes des machines.

Résumé :DEFAUT TRIPHASE : $I_{cctri} = V_n / X'd$ DEFAUT BIPHASE : $I_{ccb1} = U_n / (X'd + X_i)$ 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 :

$$T_p = (0.4 / 314.16) / 0.014 = 0.091 \text{ s}$$

Calcul de défaut triphasé aux bornes de GR1

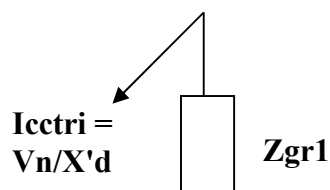
Hypothèse générale :

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 :

$$X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

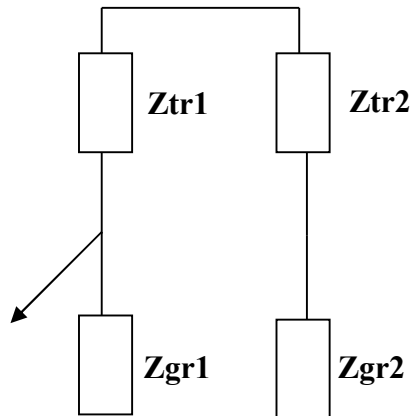
$$X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.6 = 9.6 \text{ kA}$$

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} :

$$Z = (Z_{gr2} + Z_{tr2} + Z_{tr1}) // Z_{gr1}$$

$$Z = (0.6 + 0.24 + 0.24) // 0.6$$

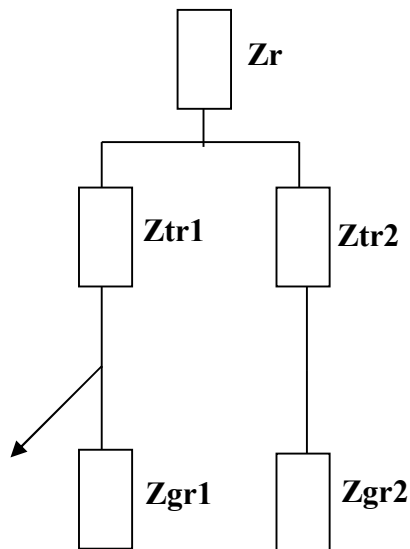
$$Z = (1.08 // 0.6) = 0.386 \Omega$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.386 = 14.96 \cong 15 \text{ kA}$$

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 :

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (Un^2 / Sn)$$

$$Z_{gr1} = Z_{gr2} = X'd = 0.3 \times (10^2 / 50) = 0.6 \text{ Ohm}$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} (\Omega) = U_{cc} (\%) \times (Un^2 / Sn)$$

$$Z_{tr1} = Z_{tr2} = X_{tr} = 0.12 \times (10^2 / 50) = 0.24 \text{ Ohm}$$

Zr en valeur 10 kV

$$S_{cc} = (Un \times \sqrt{3}) \times I_{cc}$$

$$S_{cc} = (220 \times \sqrt{3}) \times 3 = 1143.15 \text{ MVA}$$

$$Z_r = Un^2 / S_{cc}$$

$$Z_r = (10^2 / 1143.15) = 0.087 \Omega$$

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 :

$$Z = [(Z_{gr2} + Z_{tr2}) // Z_r] + Z_{tr1} // Z_{gr1}$$

$$Z = [(0.6 + 0.24) // 0.087] + 0.24 // 0.6$$

$$[(0.6 + 0.24) // 0.087] = 0.079$$

$$0.079 + 0.24 = 0.319$$

$$(0.319 // 0.6) = 0.208$$

$$Z = 0.208 \Omega$$

$$I_{cctri} = (10 / \sqrt{3}) / 0.208 = 27.76 \cong 28 \text{ kA}$$

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 55 sur 98

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 Ztr1, 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.

PROTECTION DES ALTERNATEURS**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).

 <p>Scé Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24</p>	<p>Les Cahiers Techniques de MICROENER</p> <p>PROTECTION DES GENERATEURS</p>	<p>Cahier N°10</p> <hr/> <p>Rev. A Page 57 sur 98</p>
--	--	--

Choix des protections selon la nature du défaut

Défauts Extérieurs (Réseau):

- * Surcharge (F49G-260).
- * Déséquilibre (F46).

Défauts Extérieurs ou Intérieurs:

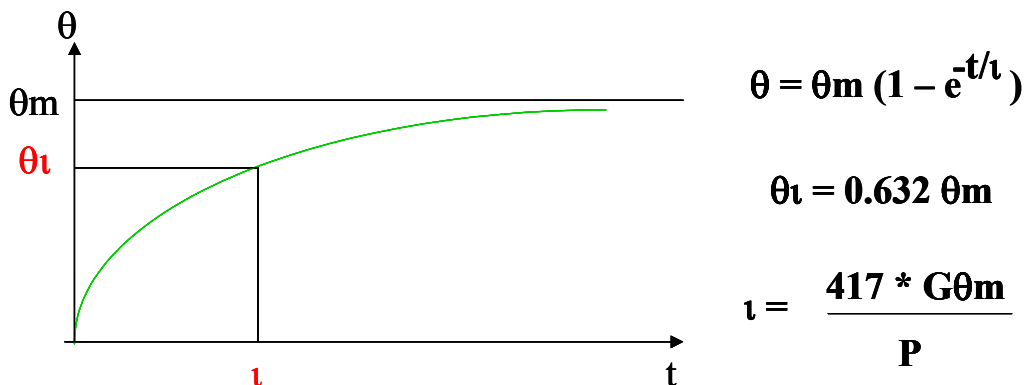
- * Maximum de courant (F50-F51-F50/27-F51V-F21).
- * Variations de tension (F27-F59).
- * Variations de fréquence (F81M-F81U).
- * Surexcitation (F24).

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.

Présentation des protections**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 ($P\tau$) avec mémoire des états précédents. Cette protection se précise en «constante de temps thermique moyenne», (système thermique complexe à plusieurs éléments: cuivre + fer + refroidissement).

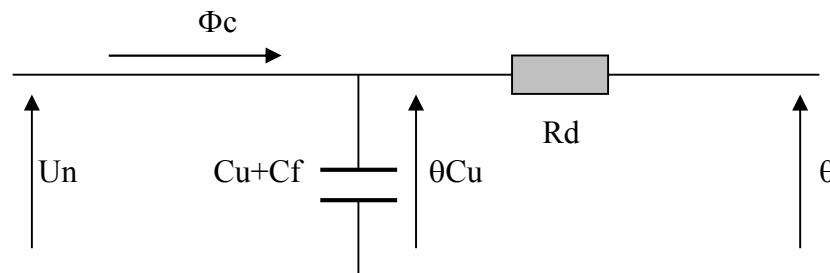
Un seuil de pré-alarme (à 90-95% de θ_m) doit être prévue pour action.

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

où :

θ = température à l'instant t

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

t = temps de calcul

Te = 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%).

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:

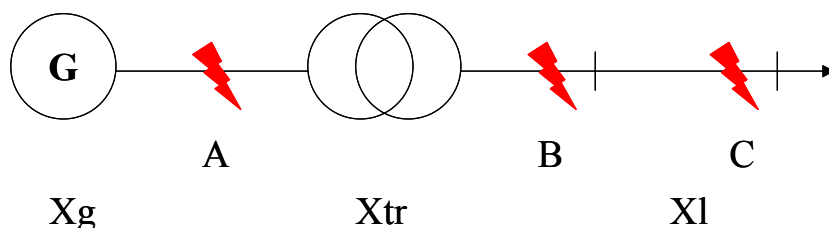
Aux bornes de la machine.

Sur le jeu de barres HT.

En extrémité de ligne (minimum 20% de la longueur de ligne).

Calculs des courants de court-circuit:

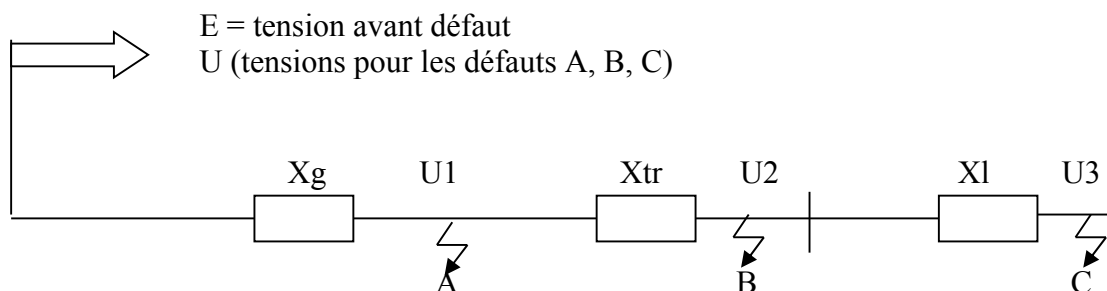
Utilisation des formules pour court-circuit triphasé avec un temps moyen de 1.5 s, la tension à prendre en compte est la tension avant défaut (tension nominale).



Le courant de défaut définit 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:

$$U1 = (X_{tr} + X_l) / (X_g + X_{tr} + X_l) \text{ en \% } U$$

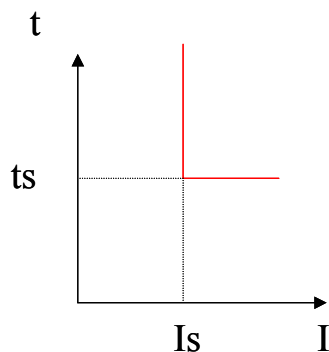
Des résultats ci-dessus on choisira un type de protection en se rappelant le principe des seuils de fonctionnement des protections:

Protection ampèremétrique temporisée

Les variations de courant pouvant être faibles (du fait de l'importance de l'impédance Xg) 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).

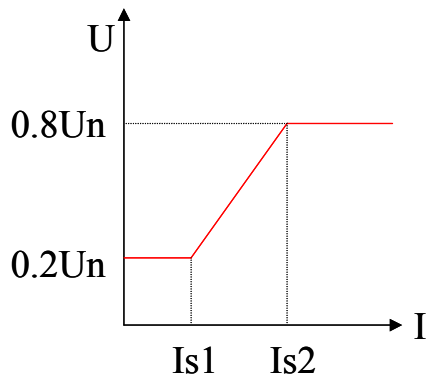
La temporisation étant réglée à + 0.3 s par rapport à la protection dont elle vient en secours (en général protections de lignes).



$$t_s = T_{\text{protection Aval}} + 0.3s$$

$$I_s = \text{Coefficient de sécurité de } 2$$

Action : ARRET URGENCE.

Protection ampèremétrique temporisée à retenue de tension

Le seuil de détection en courant est fonction de la tension :

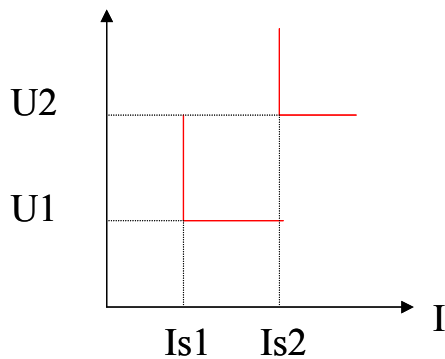
Pour $0,2U_n$, le seuil sera I_{s1}

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.

Protection ampèremétrique temporisée à contrôle de tension

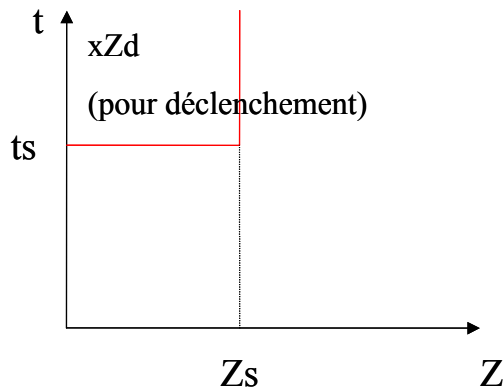
Pour $U_1 < U < U_2$ le seuil de détection est I_{s1} .

Pour $U > U_2$ le seuil de détection est I_{s2} .

Action : ARRET URGENCE

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.

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 $(I_2/IN)^2 \times t$ 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.

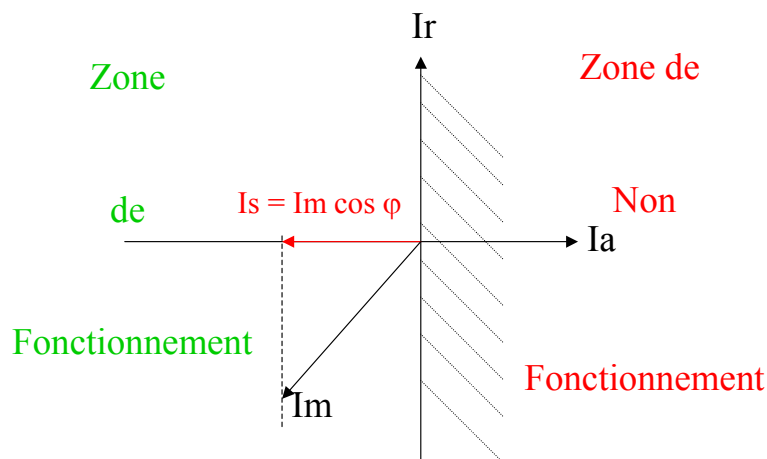
Action : A DEFINIR PAR L'EXPLOITANT.

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.

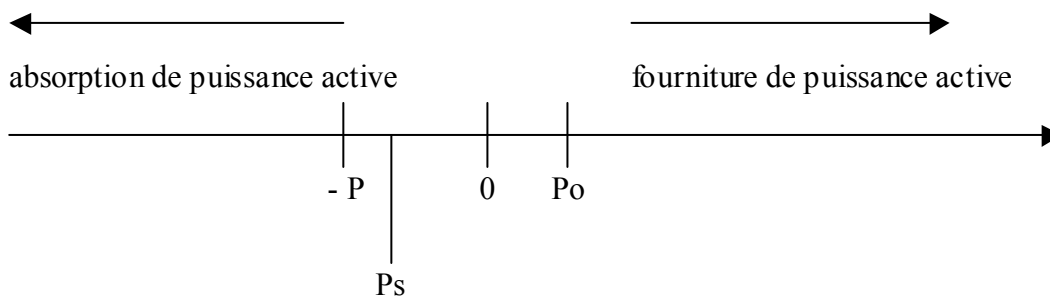
La machine fonctionnera donc en Moteur.



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).
Ps	=	seuil en puissance active du relais (- 0.5 P).
Po	=	seuil de puissance nulle nécessaire au découplage du groupe dans le cas d'un Arrêt Normal.

Le seuil Ps 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 : ARRET URGENCE.

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 .

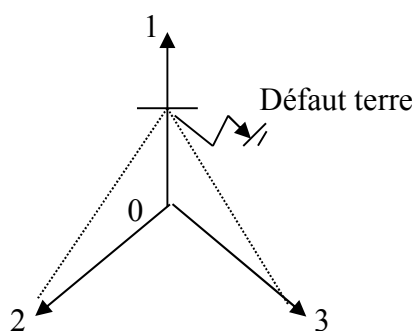
La temporisation sera de l'ordre de 2 s (minimum 1 s pour permettre le fonctionnement du régulateur).

Action : ARRET URGENCE.

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 If 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.

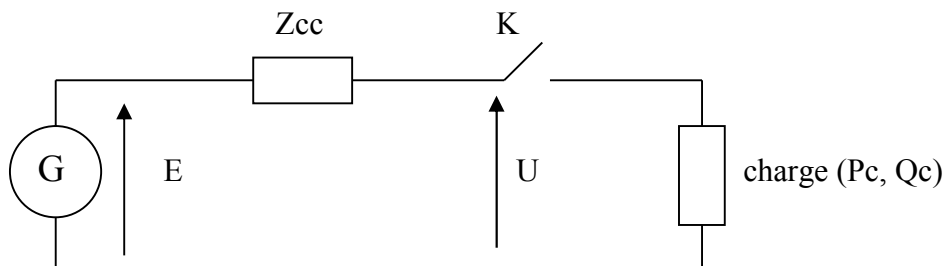
X''_d = réactance subtransitoire de la machine.

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 :



$$K = U / E = \sqrt{[1 + (Qc / Scc)]^2 + (Pc / Scc)^2}$$

Où :

Qc = puissance réactive de la charge.

Pc = puissance active de la charge.

Scc = puissance de court-circuit du réseau amont au point de délestage.

Dans ce cas la surtension n'affecte pas la machine.

Action : ARRET URGENCE.

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.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 69 sur 98

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 Un).

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

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

Une augmentation de l'induction de travail 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 $Un \pm 5\%$ et $Fn \pm 5\%$, cela signifie que la surexcitation permanente admissible, avec ces valeurs, est de:

$$(Un + 5\%) / (Fn - 5\%) = 1.1 \text{ P.U.}$$

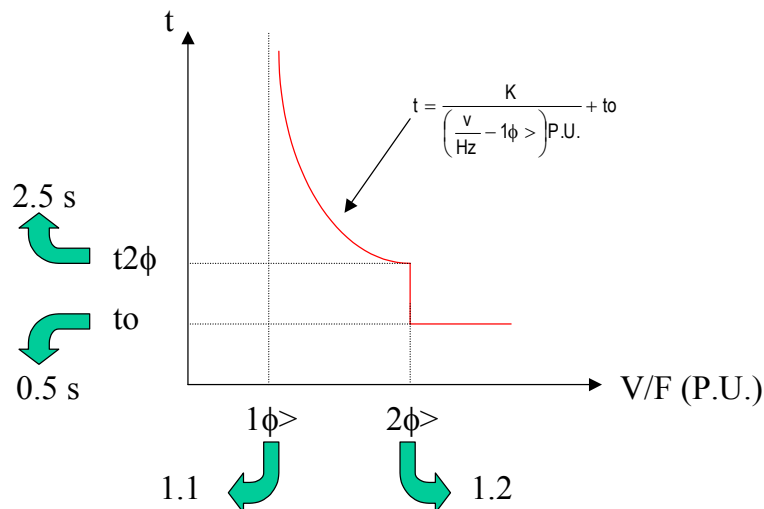
Il n'est pas possible de préciser à priori d'autres points ceux-ci dépendant de:

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

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

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

Diagramme donné à titre d'exemple:



Seuil 1 = $1\Phi >$ réglable de 1 à 2 (ex: 1.1 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.

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).

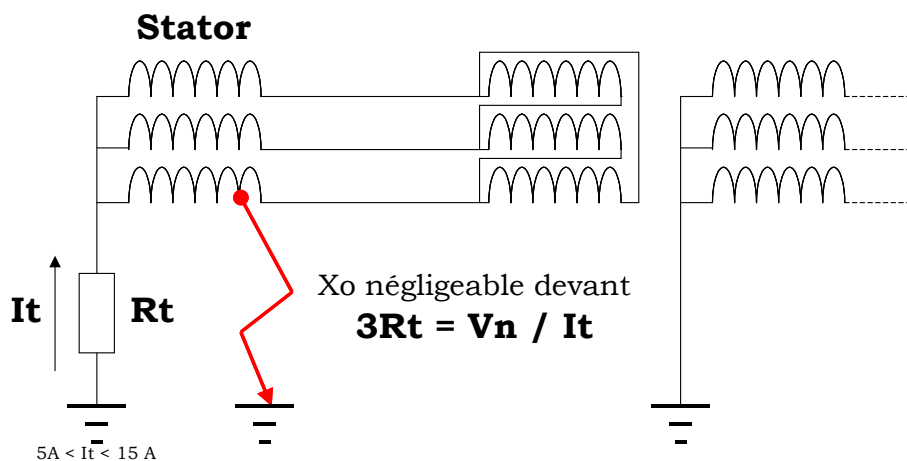
Pour limiter les surtensions on utilisera en général un système résistif, la valeur de la résistance étant très élevée, le calcul de sa définition se fera avec:

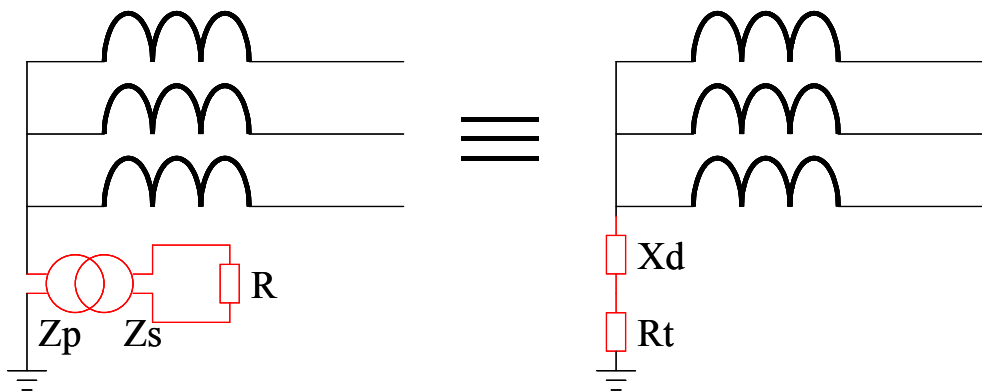
$$R_t = V_n / I_t = U_n / (\sqrt{3} \times I_t).$$

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 chargé au secondaire par une résistance,
- Résistance seule,
- Réactance seule,
- Générateur homopolaire.



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

$$X_d = 0.04 \times [(13.8/\sqrt{3})^2 / 0.01] = 253.92 \Omega$$

$$Z_d = U_n / (\sqrt{3} \times I_t) = 13800 / (\sqrt{3} \times 10) = 796.74 \Omega$$

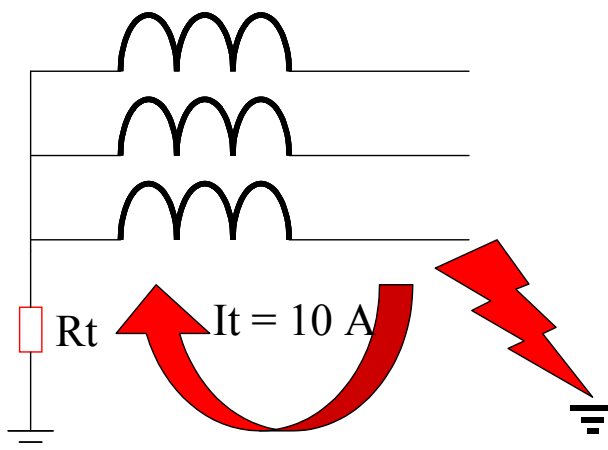
$$R_t = \sqrt{Z_d^2 - X_d^2}$$

$$R_t = \sqrt{796.74^2 - 253.92^2} = 755.2 \Omega$$

$$R = k^2 \times R_t$$

$$R = [120 / (13800 / \sqrt{3})]^2 \times 755.2 = 0.17 \Omega$$

$$R_t \leq 1 / (6 \times C \omega) \text{ d'où } 755.2 \leq 1 / (6 \times 314.16 C) \Leftrightarrow C \leq 0.7 \mu\text{F}$$

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.

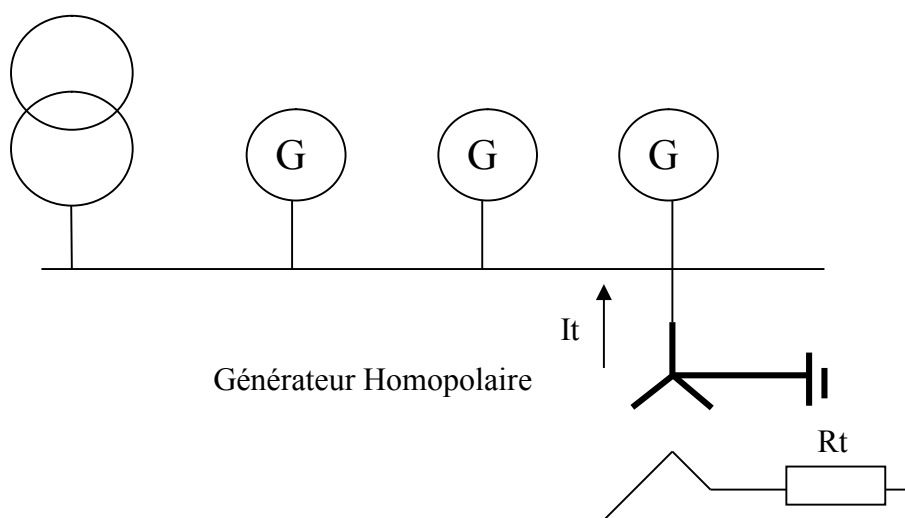
Par contre cette méthode de limitation est utilisée (par EDF notamment) pour la limitation des courants de terre dans les neutres HTA des transformateurs HTA/BT.

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 $\bar{I} = \bar{I}_{rt} + \bar{3I}_{co}$

Le générateur de terre au niveau du jeu de barres étant réservé, à quelques exceptions près, pour les machines de petite ou moyenne puissance.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 75 sur 98

Protection

Le courant It 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.

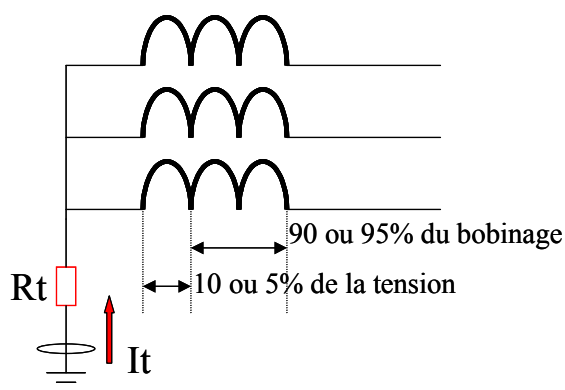
La machine de par ses dissymétries (notamment à pôles saillants) produit de l'harmonique 3 dont le taux varie de 1 à 5%.

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 $V_d = 10\%$, $I_s = 10 \times 0.1$).

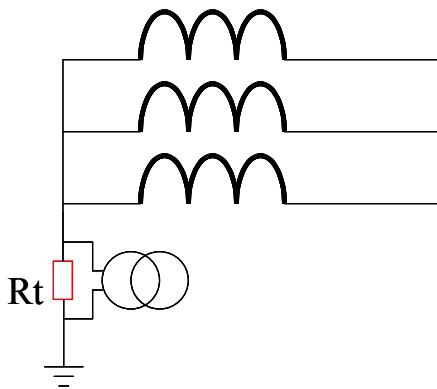
$I_s = 0.5 \text{ A}$ (protection à 95% soit $V_d = 5\%$, $I_s = 10 \times 0.05$).

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 V.

La tension au secondaire sera $V_m = 120$ V

$U_s = 12$ V (protection à 90% soit $V_d = 10\%$, $U_s = 120 \times 0.1$).

$U_s = 6$ V (protection à 95% soit $V_d = 5\%$, $U_s = 120 \times 0.05$).

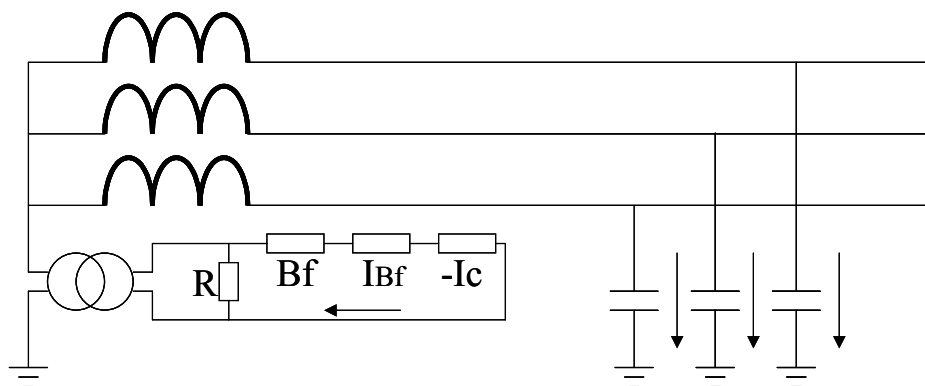
Action : ARRET URGENCE. (Dans tous les cas)

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 I_c (courant capacitif).



❖ Avantages :

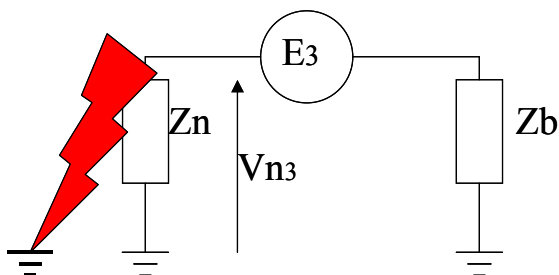
- * Permet un contrôle machine à l'arrêt

❖ 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 $3 \times f_n$.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 79 sur 98

Pour une fréquence donnée, $V_{N3} = 0.6$ à $0.65 E3$.

Le seuil du relais sera pris égal à 70% de V_{N3} soit un réglage à $0.4 E3$, 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 : ARRET URGENCE.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 80 sur 98

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.

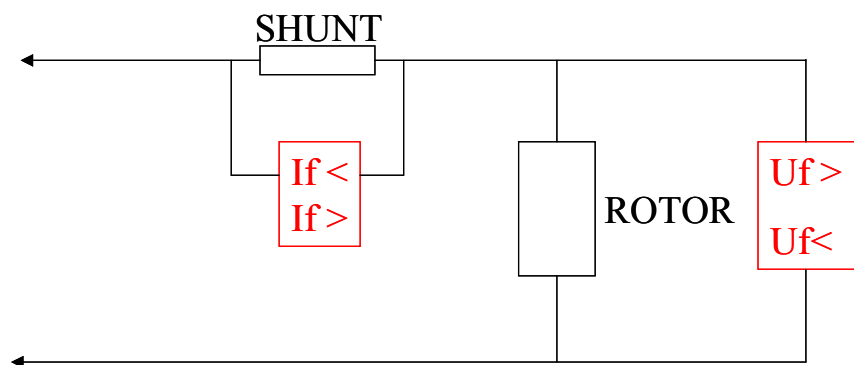
Protection de rupture de champ

➤ 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:

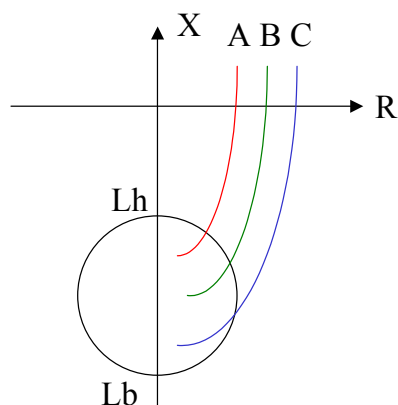


➤ Grandeurs d'excitation I_f et U_f inaccessibles :

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

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 82 sur 98

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.

$Lb = (X'_{du} / 2) + X_{du}$

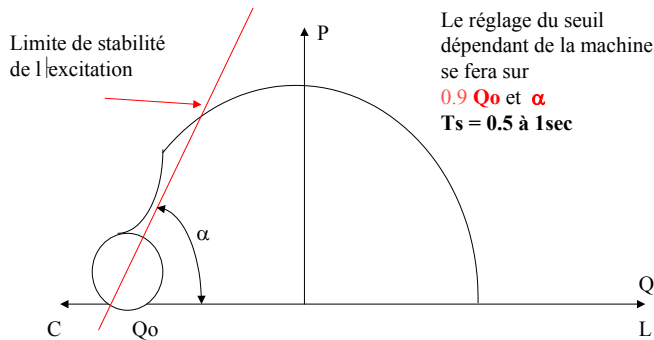
Nota:

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).

Détection de puissance réactive

Diagramme P-Q de la machine à pôles saillants:



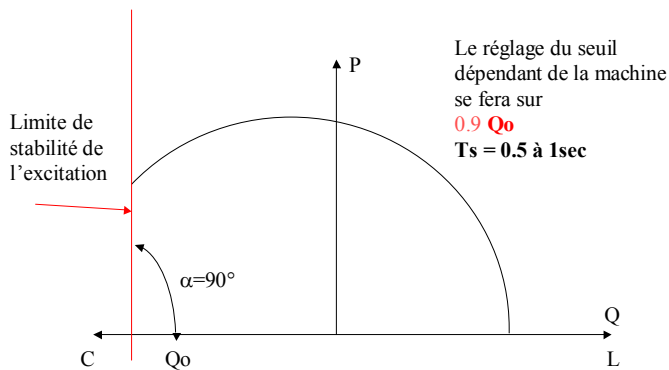
On peut assimiler la perte d'excitation à un fonctionnement sur charge capacitive importante, la caractéristique surveillera la droite de stabilité (avec sécurité de 10% sur Q_0)

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.

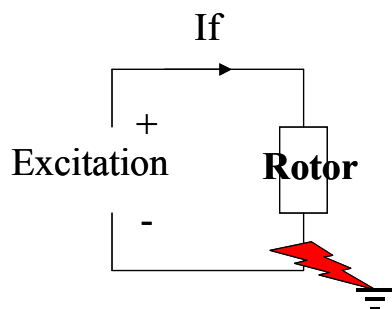
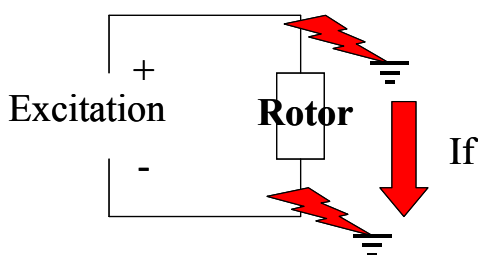
Protection de masse rotor (F64R)**a) Rappel :**

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.

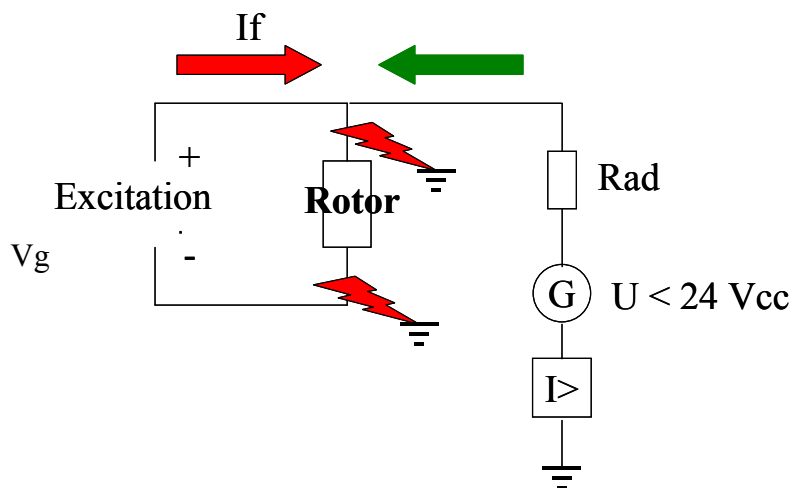
Il est nécessaire de surveiller l'isolement pour détecter le premier défaut:

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.

$$Vg + Vr = Im (Rad + Ri)$$

$$Rad = [(Vg + Vr) / Im] - Ri$$

Tension Vnp non protégée, avec un courant de seuil Is :

$$Is = (Vnp + Vr) / (Rad + Ri)$$

$$Vnp = [Is (Rad + Ri)] - Vr.$$

exemple de protection à 95% de Vg = 200 V (Vnp = 5%) :

$$Rad = [(Vg + Vr) / Im] - Ri = [(200 + 20) / 0.07] - 100 = 3043 \Omega$$

La valeur standard de 3300 Ω sera retenue pour Rad.

Pour une protection à 95% de Vg :

$$Is = (0.05 Vg + Vr) / (Rad + Ri)$$

$$Is = (10 + 20) / (3300 + 100) = 8.8 \text{ mA.}$$

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 -

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.

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.

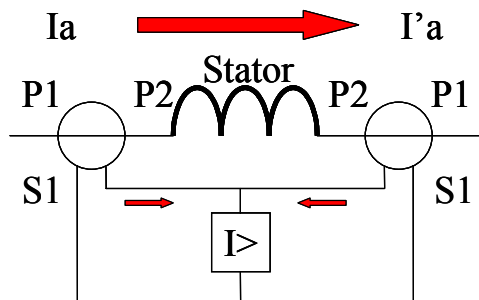
Le relais I> mesure que la seule composante TBF.

Action: ARRET URGENCE

Protections différentielles (F87G/F87N)

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 $I>$.

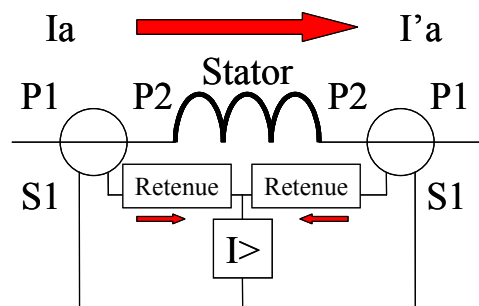
Il faut trouver un compromis entre stabilité et sensibilité:

* 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.

Protection différentielle longitudinale basse impédance à pourcentage

Phase A en référence, phases B & C identiques:

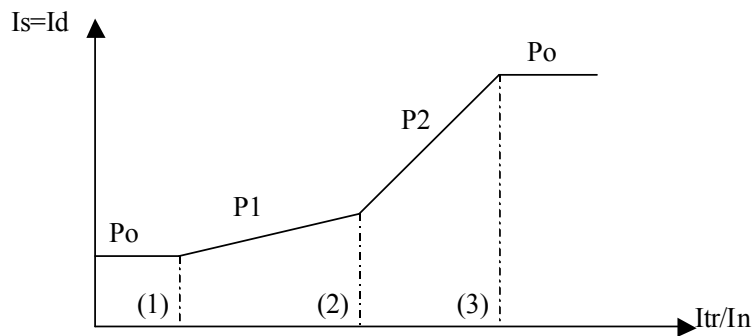


Le seuil est relevé en fonction du courant traversant:

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.

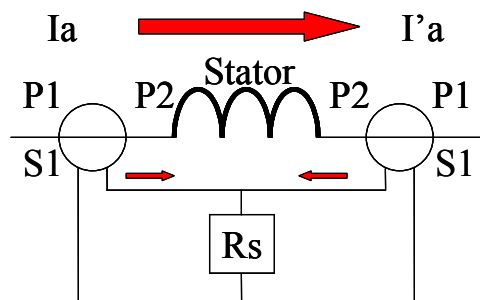
$$(1) (I_s/I_n) = (I_d/I_n)$$

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

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

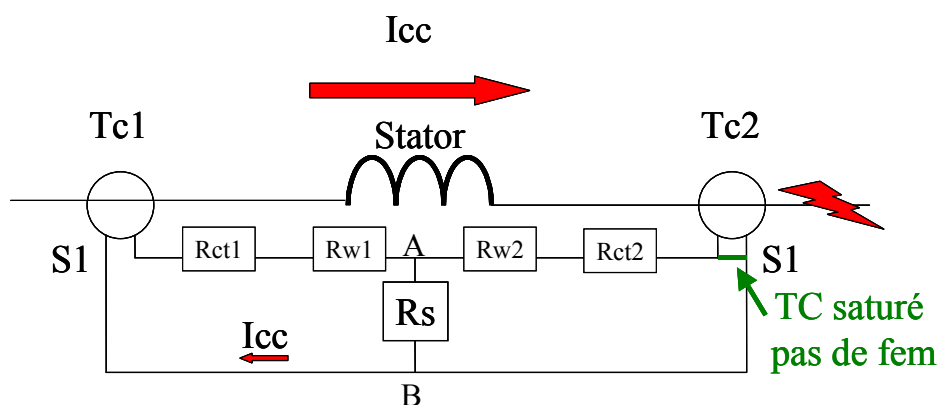
Protection différentielle longitudinale haute impédance

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 ($= 250 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 A$), R_{ct2} ($< 10 \Omega$ pour $I_{ns} = 1 A$), R_w ($< 1 \Omega$):

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

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

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:

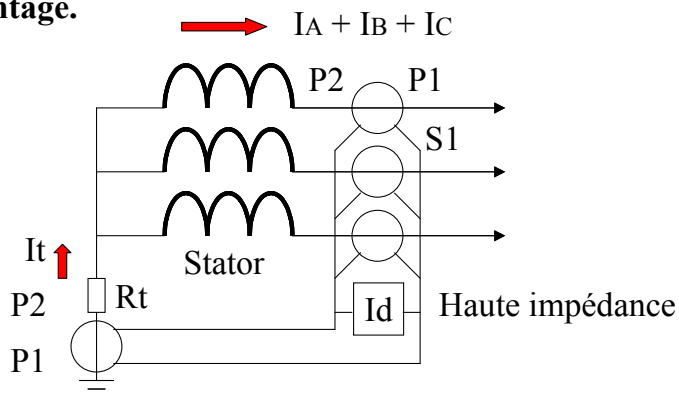
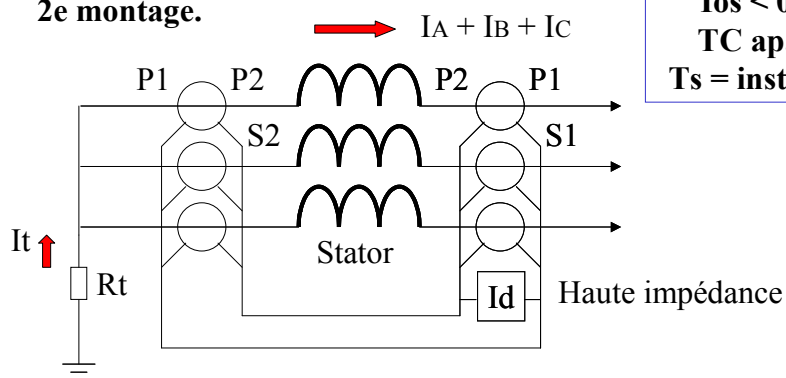
$$V_{pic} = 2 \sqrt{2} * [2 (R_w + R_{ct}) i_{cc}] * [((R_s + R_w + R_{ct}) i_{cc}) - ((2 (R_w + R_{ct}) i_{cc})]$$

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

(V_k = tension de coude des TC).

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
 $T_s = \text{instantané}$**

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 91 sur 98

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:

$$n1Ip = n2is$$

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)

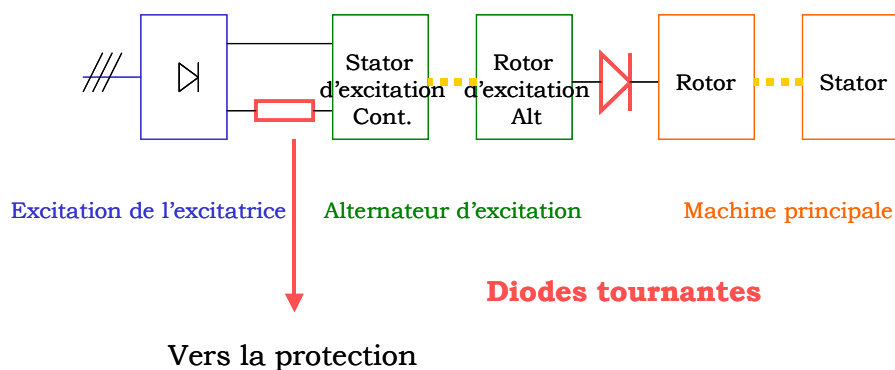
Lorsque l'alternateur possède un disjoncteur de groupe, la protection différentielle de phase doit comporter une retenue à l'harmonique 2 (harmonique qui apparaît dans le courant d'appel lors de la mise sous tension du transformateur de puissance).

Un niveau de 20% est conseillé (l'«inrush current» d'un transformateur comporte au moins 50% de H2)

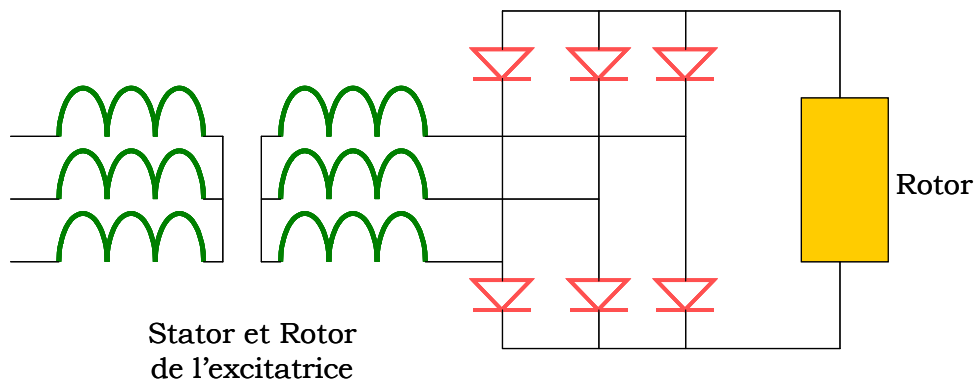
La protection différentielle doit être la plus rapide possible.

EDF devant la gravité d'un tel défaut déclenche l'arrosage de CO² (protection incendie)

Action : ARRET URGENCE.

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 $V_{\infty}/V_{=0\%} = 25\%$.

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 $V_{\infty}/V_{=0\%} = 60\%$.

Une temporisation de quelques secondes est conseillée (phénomène dangereux pour la machine).

Action : ARRET URGENCE

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 94 sur 98

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.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 95 sur 98

PROTECTIONS GENERATRICES ASYNCHRONES

Protection

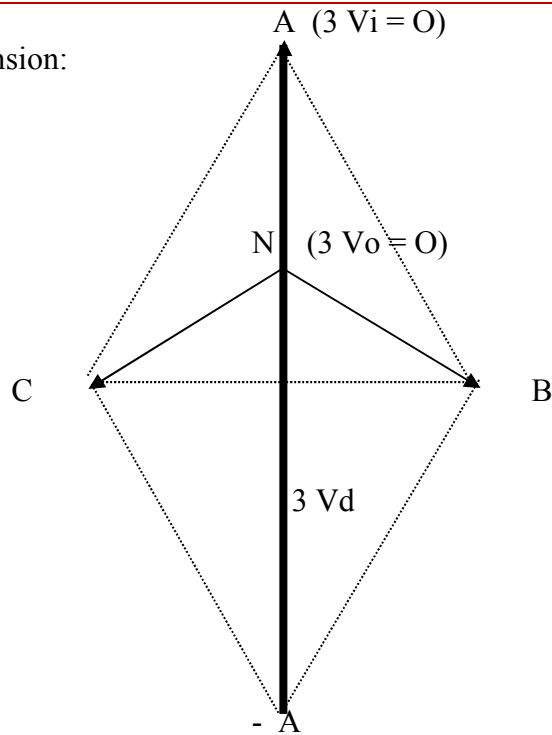
Les protections suivantes sont à prévoir:

- * 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.

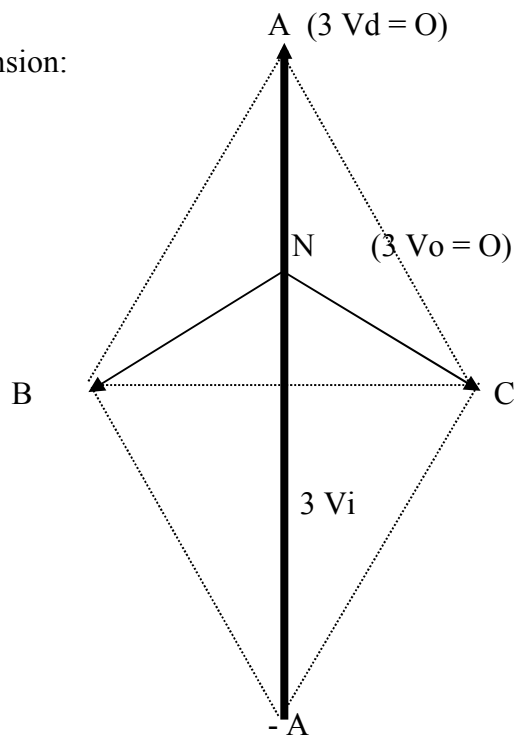
Action : ARRET URGENCE.

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.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 97 sur 98

PROTECTIONS COMPLEMENTAIRES

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.

MICROENER Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES GENERATEURS	Cahier N°10
		Rev. A Page 98 sur 98

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 voltométrique (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



MICROENER

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