

Chapitre 4

Installations électriques spéciales

4.1. Les installations pour la compensation de la puissance réactive

Les récepteurs électriques sont dimensionnés pour supporter sans détérioration, certaines valeurs des courants et des tensions, la puissance maximale apparente étant proportionnelle avec le produit tension-courant. Dans le réseau, en dehors de la puissance apparente, il apparaît aussi une circulation des puissances actives et réactives, y inclus les puissances déformantes, en fonction de la nature du consommateur d'énergie électrique. Entre celles-ci, le seul utile est la puissance active, les puissances réactives et déformantes étant un ballast pour le système, on procède à leur réduction.

La consommation de la puissance réactive est caractérisée par le facteur de puissance (k) défini comme le rapport entre la puissance active (P) et la puissance apparente (S) par le circuit considéré:

$$K = P/S \quad (4.1.)$$

4.1.1. Le facteur de puissance en régime déformant et permanent sinusoïdal

Si pour un circuit électrique on applique un signal périodique non sinusoïdal, à l'intérieur de celui-ci se développe une puissance instantanée:

$$p = u \cdot i = \left[U_0 + \sum_{k=1} \sqrt{2} \cdot U_k \sin(k\omega t - \alpha_k) \right] \cdot \left[I_0 + \sum_{l=1} \sqrt{2} \cdot I_l \cdot \sin(l\omega t - \beta_l) \right] \quad (4.2.)$$

Dont la valeur moyenne, pour une période est numériquement égale avec la somme des puissances actives données par diverses couples d'harmoniques:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p dt = U_0 I_0 + \sum_{k=1} U_k I_k \cos \varphi_k \quad (4.3.)$$

où:

α_k, β_k - représente la phase initiale de l'harmonique de la tension, respectivement le courant de rang « k »;

$\varphi_k = \alpha_k - \beta_k$ - est le déphasage tension-courant pour l'harmonique d'ordre k;

U_0, I_0 - est la composante continue de la tension, respectivement du courant.

La puissance active d'une telle sorte de circuit est donnée, avec approximation, par l'indication d'un wattmètre électrodynamique.

Dans le circuit considéré, en dehors de la puissance active, apparaissent aussi les puissances réactives (Q) et déformantes (D), dont la définition, conformément à la conception du professeur C. I. Budeanu, se fait par la décomposition de la puissance apparente en deux termes orthogonaux:

$$S^2 = U^2 I^2 = P^2 + P_c^2 \quad (4.4.)$$

avec P_c - puissance complémentaire.

$$\text{Si: } \begin{cases} U^2 = \sum_{k=1} U_k^2 \\ I^2 = \sum_{k=1} I_k^2 = \sum_{k=1} (I_k \cos \varphi_k)^2 + \sum_{k=1} (I_k \sin \varphi_k)^2 \end{cases} \quad (4.5.)$$

Ayant en vue l'identité de Lagrange,

$$\sum a_k^2 b_k^2 = \left(\sum a_k b_k \right)^2 + \sum_{k \neq l} (a_k b_l - a_l b_k)^2$$

alors:

$$\begin{aligned} S^2 = & \left(\sum U_k I_k \cos \varphi_k \right)^2 + \left(\sum U_k I_k \sin \varphi_k \right)^2 + \sum_{k \neq l} (U_k I_l \cos \varphi_l - U_l I_k \cos \varphi_k)^2 + \\ & \sum_{k \neq l} (U_k I_l \sin \varphi_l - U_l I_k \sin \varphi_k)^2 \end{aligned} \quad (4.6.)$$

où:

$P^2 = \left(\sum U_k I_k \cos \varphi_k \right)^2$ - est le carré de la puissance active en régime déformant, [W];

$Q^2 = \left(\sum U_k I_k \sin \varphi_k \right)^2$ - est le carré de la puissance réactive en régime déformé (la dénomination de puissance réactive est due à la similarité de l'expression obtenue avec celle du régime permanent sinusoïdal), [VAR];

$$D^2 = \sum_{k \neq l} (U_k I_l \cos \varphi_l - U_l I_k \cos \varphi_k)^2 + \sum_{k \neq l} (U_k I_l \sin \varphi_l - U_l I_k \sin \varphi_k)^2$$

- représente la puissance carrée déformante (la notion est introduite en électrotechnique par le professeur C. I. Budeanu), [VAD].

$$D = \sqrt{\sum \left[(U_k I_l - U_l I_k)^2 + 4U_k U_l I_k I_l \sin^2 \frac{\varphi_k - \varphi_l}{2} \right]} \quad (4.7.)$$

d'où il résulte les conditions pour que cette grandeur soit nulle.

$$\begin{cases} \frac{U_1}{I_1} = \frac{U_2}{I_2} = \dots = \frac{U_k}{I_k} = \frac{U_l}{I_l} = \dots \\ \varphi_1 = \varphi_2 = \dots = \varphi_k = \varphi_l \end{cases} \quad (4.8.)$$

c'est-à-dire pour que les harmoniques de tension et de courant de même rang soient proportionnelles, mais les déphasages entre les divers harmoniques soient les mêmes (les harmoniques de tension, respectivement du courant, de même ordre doivent être en phase).

Si U_d , I_d sont des résidus déformants des ondes de la tension et du courant, alors:

$$\begin{cases} D = \sqrt{U_1^2 I_d^2 + U_d^2 I_1^2 - 2U_1 I_1 \sum U_k I_k \cos(\varphi_1 - \varphi_k)} & (a) \\ D = U_1 I_d + U_d I_1 & (b) \end{cases} \quad (4.9.)$$

(a) - relation pratique, suffisamment précise;

(b) - relation approximative, mais immédiate.

où:

U_1 , I_1 sont la valeur efficace de la fondamentale de l'onde de tension, et donc du courant;

φ_1, φ_k - le déphasage tension-courant pour la fondamentale, et respectivement, pour l'harmonique d'ordre «k».

Supposer que la forme de l'onde du courant soit la seule déformée, mais que celle de la tension soit pratiquement sinusoïdale ($U_0 = U_2 = \dots = 0$, $U_1 \neq 0$, situation fréquemment rencontrée en pratique), alors

$$D = U_1 \cdot I_d \quad (4.10.)$$

Dans ces conditions, le facteur de puissance du circuit sera:

$$K = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + P_c^2}} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (4.11.)$$

Si on désire relever les cotes part qui revienne aux puissances réactives et déformantes, alors on introduit la notation:

$$\rho = \operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \Rightarrow \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{- le facteur réactif du régime}$$

$$\tau = \operatorname{tg} \psi = \frac{D}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \Rightarrow \cos \psi = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad \text{- le facteur déformé du régime}$$

ce qui conduit à une nouvelle expression du facteur de puissance

$$k = \cos \varphi \cos \psi \quad (4.12.)$$

Dans le régime permanent sinusoïdal $D = 0 \Rightarrow \cos \psi = 1$ de sorte que le facteur de puissance est numériquement égal avec le cosinus de l'angle de déphasage entre la tension et le courant:

$$k = \frac{P}{S} = \frac{UI \cos \varphi}{UI} = \cos \varphi \quad (4.13.)$$

Si nous avons l'expression de puissance réactive et apparente, alors:

$$k = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (Q/P)^2}} = \frac{\sqrt{S^2 - Q^2}}{S} = \sqrt{1 - \left(\frac{Q}{S}\right)^2} \quad (4.14.)$$

d'où il résulte que l'amélioration du facteur de puissance consiste, premièrement, dans la diminution de la consommation de puissance réactive.

Pour les circuits linéaires triphasés qui travaillent en régime permanent sinusoïdal équilibré, le facteur de puissance a la même signification et expression mathématique établies pour le circuit monophasé.

Si les circuits triphasés travaillent en régime déséquilibré, le déphasage tension - courant diffère d'une phase à l'autre, mais le facteur de puissance devient:

$$k = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{\sqrt{(P_1 + P_2 + P_3)^2 + (Q_1 + Q_2 + Q_3)^2}} \quad (4.15.)$$

Les relations 4.11,...,4.15 définissent le facteur de puissance instantané, qui correspond à un certain moment du fonctionnement des installations du consommateur. Comme les courbes de charge

indiquent une fluctuation des charges, causés par le processus technologique dans le programme de travail, les normatifs recommandent la détermination du facteur de puissance moyenne pondérée sur la base des consommations d'énergie active (E_a) et d'énergie réactive (E_r) pour une certaine période de temps (jour, mois, année), considérant que les récepteurs alimentés représentent une charge triphasée équilibrée, linéaire, qui travaille en régime constant, sinusoïdal

$$k = \cos \varphi = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}} \quad (4.16.)$$

Le facteur de puissance moyenne pondéré peut être:

- naturel, quand on établit sans prendre en considération les installations de compensation de consommation de puissance réactive;
- général, qui résulte à la suite de l'introduction dans le calcul de l'énergie réactive fournie par les installations du consommateur destinées à ce but.

La valeur du facteur de puissance moyenne pondéré général, à partir duquel la consommation d'énergie réactive n'est plus tarifée s'appelle facteur de puissance neutre ($\cos \varphi_n$) et pour le système électro-énergétique national il est de $\cos \varphi_n = 0.92$.

Depuis quelque temps il y a une tendance à apprécier la consommation de puissance réactive par le facteur de puissance réactive, $\text{tg} \varphi = Q/P$, parce que celui-ci reflète mieux la dynamique de la variation réelle de la puissance réactive, que le facteur de puissance « $\cos \varphi$ ».

4.1.2. Les causes et les effets d'un facteur de puissance réduit

Le facteur de puissance varie inversement proportionnellement avec les puissances réactives sollicitées par les circuits alimentés. Du point de vue de la puissance réactive les récepteurs électriques sont partagés en deux grands groupes:

- *des récepteurs inductifs* qui sollicitent le système de puissance réactive pour la production de couples magnétiques propres: les moteurs asynchrones, les transformateurs, les fours à arc, les équipement électrique de puissance, lignes électriques aérienne chargées, etc.;

- *des récepteurs capacitifs* qui produisent une puissance réactive qui s'injecte dans le système: les machines synchrones surexcitées, les condensateurs statiques, les lignes électriques aériennes de haute tension ou les lignes électriques souterraines sous chargées à effet capacitif prédominant, etc.

a) Les causes des réductions du facteur de puissance

La solution du problème suppose, entre autres, la connaissance des caractéristiques des principaux récepteurs inductifs, qui sont les moteurs asynchrones et les transformateurs. En rapport avec le système électro-

énergétique national, les moteurs asynchrones sollicitent presque 60%, et les transformateurs, 25% de la puissance réactive totale qui doit être générée par les centrales en fonction. Au niveau des consommateurs industriels, la proportion est de 70% pour les moteurs asynchrones (taux dû à leur nombre important) et de 20% pour les transformateurs.

La différence entre la consommation de puissance réactive de ces récepteurs – à la même puissance active et à la même sollicitation magnétique – est due au fait que la puissance réactive d'aimantation Q_0 (la principale composante de la puissance réactive) dépend directement proportionnellement du volume du circuit magnétique (V_{Fe}) auquel, dans le cas des moteurs asynchrones, on ajoute aussi le volume de l'entrefer (V_δ). La puissance réactive de dispersion Q_d , varie directement proportionnellement avec le carré du facteur de charge ($\beta = P/P_n$ ou $\beta = S/S_n$) pour les deux types de récepteurs inductifs.

La puissance réactive d'aimantation des moteurs asynchrones (correspondant à leur fonctionnement à vide) se retrouve sous la forme:

$$Q_0 = 0.25 \cdot f \cdot B^2 \left(\frac{V_{Fe}}{\mu_0 \cdot \mu_r} + \frac{V_\delta}{\mu_0} \right) [\text{VAR}] \quad (4.17.)$$

où:

B - représente l'induction dans le circuit magnétique, [T];

f - la fréquence de la tension d'alimentation, [Hz];

$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ - la perméabilité magnétique de l'aire, [H/m];

μ_r - la perméabilité magnétique relative du matériel.

De l'examen de la relation précédente il résulte les causes qui conduisent à l'augmentation de la consommation de la puissance réactive et, implicitement, à la baisse du facteur de la puissance:

- les causes dues à la fabrication: le grand volume de l'entrefer imposé par la sécurité dans l'exploitation et les conditions de construction, des matériaux magnétiques de faible qualité (μ_r - petit); rotations nominales faible (à P = ct., ce couple et les dimensions de la machine électrique varient proportionnellement avec la rotation, etc.);

- les causes dues à l'exploitation: les mauvaises réparations qui conduisent à la modification du nombre des spires ou de l'entrefer; les usures par frottement (l'apparition de l'asymétrie du circuit magnétique par la modification de l'entrefer); les déplacements des paquets de tôles, etc.

Au fonctionnement en charge, si nous avons en vue les expressions des puissances réactives nominales et de marche à vide:

$$\begin{cases} Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n \\ Q_0 \cong \sqrt{3} \cdot U_n I_0 = \frac{P_n}{\eta_n} \cdot \frac{I_0}{I_n \cos \varphi_n} \end{cases} \quad (4.18.)$$

Il résulte, pour la puissance réactive de dispersion, la valeur:

$$Q_d = (Q_n - Q_0) \cdot \beta^2 = \frac{P_n}{\eta_n} \left(\operatorname{tg} \varphi_n - \frac{I_0}{I_n \cos \varphi_n} \right) \cdot \beta^2 \quad (4.19.)$$

ce qui permet l'estimation de la puissance réactive totale à une charge (P) donnée:

$$Q = Q_0 + Q_d = \left[a + (1-a) \beta^2 \right] Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \left[\frac{I_0}{I_n \cos \varphi_n} + \left(\operatorname{tg} \varphi_n - \frac{I_0}{I_n \cos \varphi_n} \right) \cdot \beta^2 \right], \text{ avec:}$$

$$a = \frac{Q_0}{Q_n} \quad (4.20.)$$

Dans ces conditions, le facteur de puissance du moteur asynchrone sera:

$$k = \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{\beta}{\sqrt{\beta^2 + \left[a + (1-a) \beta^2 \right]^2 \operatorname{tg}^2 \varphi_n}} = f(\beta, \cos \varphi_n) \quad (4.21.)$$

et de la représentation graphique de cette fonction (*fig. 4.1.*) avec:

1. - $\cos \varphi_n = 0.95$; 2. - $\cos \varphi_n = 0.9$; 3. - $\cos \varphi_n = 0.85$; 4. - $\cos \varphi_n = 0.8$;
5. - $\cos \varphi_n = 0.75$; 6. - $\cos \varphi_n = 0.7$), on dégage les conclusions suivantes:

- le facteur de puissance décroît vite en même temps que le coefficient de charge, quelle que soit la valeur du facteur de puissance nominale;

- pour la même variation $\Delta\beta$, le facteur de puissance se modifie plus pour les moteurs à facteur de puissance nominale réduit;

- si $\beta \leq 0,5$, alors $Q \cong Q_0$ et la puissance réactive consommée est pratiquement indépendante de la charge à l'arbre (généralement $Q_0 \cong 0.8Q_n$). Cette situation se rencontre fréquemment dans l'exploitation ce qui est dû tant au taux réduit des puissances standardisées, qu'aux agrégats primaires qui ne sont pas chargés à leur capacité nominale.

Un autre facteur qui conduit à l'augmentation de la puissance réactive des moteurs est la saturation des circuits magnétiques due à l'augmentation de la tension d'alimentation avec plus de 10% au-dessus de la valeur nominale.

La puissance réactive d'aimantation (marche à vide) des transformateurs n'est pas influencée par la charge, mais elle dépend de la tension d'alimentation (le courant de magnétisation i_0 augmente);

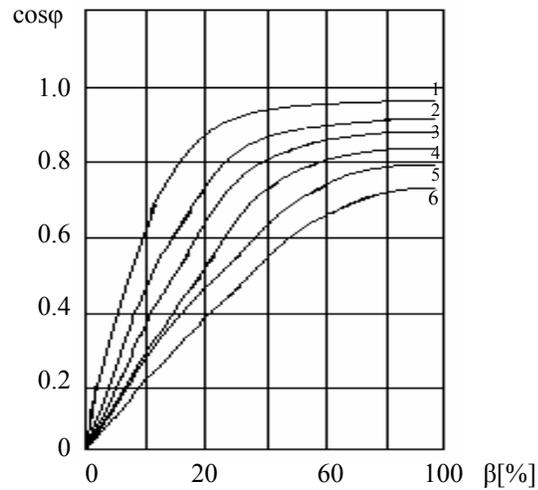


Fig. 4.1.

$$Q_0 = 0.25f \cdot B^2 \frac{V_{Fe}}{\mu_0 \mu_r} = \frac{i_0 \%}{100} S_n = i_0 S_n \quad [\text{VAR}] \quad (4.22.)$$

La puissance réactive de dispersion des transformateurs dépend tant de la tension de court circuit et de la puissance apparente nominale, que du facteur de charge:

$$Q_d = Q_{sc} = \frac{u_{sc} \%}{100} \beta^2 S_n = u_{sc} \beta^2 S_n \quad (4.23.)$$

où $\beta = \frac{S_m}{S_n}$ - avec S_m la puissance moyenne ou moyenne quadratique, sur l'intervalle de temps considéré.

Pour les calculs pratiques on peut considérer avec assez de précision que:

$$\begin{aligned} Q_n &= Q_0 + Q_d \cong 0.1 \cdot S_n \quad \text{et} \\ Q_0 &\cong 0.08 S_n; \quad Q_d \cong 0.02 S_n \end{aligned} \quad (4.24.)$$

relation qui dit qu'à des charges réduites, le facteur de puissance des transformateurs a une valeur réduite.

La consommation propre de puissance réactive des lignes électriques aériennes (LEA) ou souterraines (LES) de transport et de distribution de l'énergie électrique est une résultante de la puissance réactive consommée, qui est due à l'inductif propre ($\Delta Q_L = 3 \cdot \omega \cdot L \cdot I^2$), et de ce genre, qui est due à la capacité propre: $\Delta Q = \Delta Q_L - \Delta Q_C$

Où: $\Delta Q_l = 3X_L I^2 = 3X_L (I_a^2 + I_r^2) = \frac{X_L P^2}{U^2} + \frac{X_L Q^2}{U^2}$ - est la grandeur

qui varie directement proportionnellement avec le carré de la puissance réactive véhiculée à la même puissance active transportée;

$\Delta Q_c = 3X_c I^2 = 3U^2 / X_c$ - est la grandeur indépendante de la charge, mais influencée par le carré de la tension d'alimentation.

Dans le cas de LEA de haute tension, la puissance réactive résultée peut être positive (exigée par le système) ou négative (injectée dans le système). La solution constructive de diminution de la consommation propre de la puissance réactive de ces lignes consiste dans l'utilisation de 3 ... 4 conducteurs fasciculaires sur la phase, connectés en parallèle, en fonction de la puissance transportée.

On mentionne à cette occasion que LES a en permanence un comportement capacitif et qu'à des facteurs de charge réduits il y a des problèmes complexes qui apparaissent en ce qui concerne la compensation de la capacitance de la ligne.

Les récepteurs déformants, en raison des éléments non linéaires de circuits qu'ils contiennent, ils sollicitent au système tant une puissance réactive qu'une puissance déformante. Du point de vue de la puissance déformante, les éléments composants du système électromagnétique peuvent être:

- les éléments de première espèce ou non linéaires, comme par exemple: les lignes de transport surdimensionnées; les transformateurs de soudure; les fours à arc; les sources électriques d'éclairage avec décharge dans le gaz, les bobines à noyau de fer saturé (le courant est distorsionné en dépit de la tension sinusoïdale appliquée);

- les éléments de deuxième espèce ou linéaires qui en présence des bobines de réactance amplifient le régime déformant, en générant un courant de distorsion, même si les tensions d'alimentation sont sinusoïdales (les condensateurs statiques, par exemple).

Les effets du régime déformant sont les mêmes, quel que soit le mode de charge du réseau (symétrique ou non) et conformément aux données statistiques, la puissance installée dans les récepteurs déformants des grands consommateurs est en augmentation continue, en rapport avec la puissance totale installée du système électro-énergétique.

b) Les effets d'un facteur de puissance réduit

Le fonctionnement des installations électriques des consommateurs à un facteur de puissance réduit présentent une série de désavantages pour les systèmes électroénergétiques, parmi lesquels on mentionne: l'augmentation des pertes de puissance active dans les installations de transport et de distribution de l'énergie électrique; la l'augmentation des baisses de tension dans les réseaux d'alimentation et de distribution; les

investissements supplémentaires; la perturbation du fonctionnement des récepteurs due à la force déformante, etc.

Si on se rapporte aux pertes de la puissance dans les lignes et les transformateurs:

$$\Delta P = 3RI^2 = \frac{RS^2}{U^2} = \frac{RP^2}{U^2} \frac{1}{\cos^2 \varphi} \quad (4.25.)$$

on observe que ceux-ci, à P et U = ct., varient inversement avec la carré du facteur de puissance. Dans ce sens, si une seule et même puissance active (P) est transportée sous des facteurs de puissance différents ($\cos\varphi_1 < \cos\varphi_2$), alors les pertes de puissance (ΔP_2) dans le cas du facteur de puissance plus élevé deviennent:

$$\Delta P_2 = \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \Delta P_1 \quad (4.26.)$$

d'où il résulte clairement leur diminution, si le facteur de puissance est plus élevé.

Pour mettre en évidence les pertes de puissance ($\Delta P_{r,d}$) dues au transport de puissance réactive et déformante, la relation (4.25.) s'écrit sous la forme:

$$\Delta P = \Delta P_a + \Delta P_{rd} = \frac{RP^2 + RQ^2}{U^2} \Rightarrow \Delta P_{rd} = \frac{RP^2}{U^2} \left(\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1 \right) \quad (4.27.)$$

d'où il résulte l'augmentation rapide du terme ΔP_{rd} avec la réduction du facteur de puissance.

Dans le cas des réseaux de distribution, un facteur de puissance basse entraîne aussi l'augmentation des pertes de puissance (fig. 4.1.) qui, pour la même puissance active, varie directement proportionnellement avec la puissance réactive transportée:

$$\Delta U = \sqrt{3}(RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) = \frac{R}{U} P + \frac{X}{U} Q \quad (4.28.)$$

Dans le cas des lignes électriques aériennes à tensions plus grandes que 110 KV et qui travaillent en régime sous chargé, les pertes de puissance se transforment en hausses de tension. Ce phénomène s'explique par le fait que cette fois-ci la puissance réactive Q est injectée dans le système aussi en raison de la relation $RP/U < XQ/U$, ce qui conduit à:

$$\Delta U = \frac{R}{U} P - \frac{X}{U} Q < 0 \quad (4.29.)$$

avec l'observation que l'apparition de la puissance réactive est due à la capacité propre à ligne de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Un facteur de puissance réduit diminue la capacité de charge avec une puissance active des installations de transport et de distribution de l'énergie électrique, parce que celles-ci sont dimensionnées du point de vue de la puissance apparente. C'est de cette façon qu'à une seule puissance apparente (S) correspondent plusieurs puissances actives (P_1 ; P_2), en fonction de la valeur du facteur de puissance

$$\begin{cases} P_1 = S \cos \varphi_1 \\ P_2 = S \cos \varphi_2 \end{cases}$$

$$\text{et} \quad \cos \varphi_1 < \cos \varphi_2 \Rightarrow P_2 = \frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} P_1 > P_1 \quad (4.30.-a)$$

où:

$$\begin{cases} P_1 = \sqrt{S^2 - Q_1^2} \\ P_2 = \sqrt{S^2 - Q_2^2} \end{cases} \text{ et si } Q_1 > Q_2 \Rightarrow P_2 > P_1 \quad (4.30.-b)$$

Le fonctionnement des lignes de transport et de distribution de l'énergie électrique à un facteur de puissance basse conduit à l'accroissement des investissements, parce que la ligne proprement dite est dimensionnée à une perte de tension admissible et on la vérifie à l'échauffement en régime de durée.

Conformément à la relation 4.28., la perte de tension peut être écrite sous la forme:

$$\Delta U_{ad} = \Delta U_a + \Delta U_{rd} = \frac{R}{U} P + \frac{X}{U} Q \quad (4.31.)$$

où:

$$\Delta U_a = \sqrt{3}(RI \cos \varphi) = \sqrt{3} \frac{\rho l}{s} I \cos \varphi \quad - \text{ sont les pertes de tension}$$

afférentes au transport de puissance active:

$\Delta U_{rd} = \sqrt{3}XI \sin \varphi$ - les pertes de tension afférente au transport de puissance réactive et déformante; et si on impose ΔU_{ad} , alors à la P et Q donnés, on obtient:

$$\Delta U_a = \Delta U_{ad} - \Delta U_{rd} = \frac{\rho l}{s} \frac{P}{U_n} \quad (4.32.)$$

d'où il résulte la section du conducteur de phase suivante:

$$s = \frac{\rho l}{\Delta U_a} \frac{P}{U_n} = \frac{\sqrt{3} \rho l I \cos \varphi}{\Delta U_a} \quad (4.33.)$$

On mentionne à cette occasion qu'à une puissance active donnée, les investissements dans les centrales électriques sont approximativement inversement proportionnels avec la valeur du carré du facteur de puissance, et que la puissance installée varie inversement proportionnellement avec le facteur de puissance.

Le régime déformant généré par les récepteurs du consommateur conduit à toute une série d'effets négatifs comme: l'amplification des harmoniques de tension et de courant, des pertes supplémentaires de tension et d'énergie (augmentation des composantes $\Delta U_{rd}; \Delta P_{rd}$), des phénomènes de résonance harmonique, des couples parasites (de freinage) dans les moteurs électriques, etc. Entre ceux-ci, le plus dangereux est le phénomène de résonance harmonique des courants qui provoque la surcharge ou la destruction des batteries de condensateurs, des générateurs (dans la centrale) ou des autres éléments du circuit. La résonance de tension, qui accompagne, habituellement, la résonance du courant sollicite beaucoup l'installation des câbles et le diélectrique des condensateurs.

Pour les condensateurs, ce sont les harmoniques impaires de rang 5, 7, 11 et 13 qui sont dangereux. Dans le cas des câbles d'énergie, à côté des pertes supplémentaires d'énergie (par effet Joule-Lenz à résistances et diélectrique) il apparaît encore des phénomènes de corrosion sous l'influence des harmoniques de rang supérieur.

Dans le cas des lampes fluorescentes il y a le phénomène de lueur qui apparaît si $U_2/U_1 > 0,03$.

Les effets négatifs de la distorsion de l'onde de tension ont imposé la limitation du facteur de distorsion de cette grandeur à la valeur $\delta_u \% \leq 5\%$.

Les désavantages des régimes déformants peuvent être dégagés, en grande mesure, si à l'étape du projet on estime les phénomènes d'amplification et de résonance des courants et des tensions et que l'on diminue les filtres des harmoniques qui seront installées.

4.1.3. Moyens d'amélioration du facteur de puissance

La nécessité de l'amélioration du facteur de puissance, par réduction des puissances réactives et déformantes, est dictée par le fait que la majorité des récepteurs électriques, tant qu'ils travaillent à la charge nominale, ont un facteur de puissance en dessous du neutre. À

cause de cela, les mesures d'amélioration du facteur de puissance doivent viser deux aspects comme:

- amener le facteur de puissance des récepteurs (des moteurs asynchrones en particulier) à des valeurs le plus proches que possible de la valeur nominale;
- faire augmenter le facteur de puissance au moins jusqu'à la valeur du facteur de puissance neutre.

Les moyens de compensation du facteur de puissance se groupent en moyens naturels et moyens artificiels.

4.1.3.1. Moyens naturels d'amélioration du facteur de puissance

Ces moyens parlent spécialement des problèmes du choix et de l'exploitation correcte des outillages existants dans les installations du consommateur et consistent dans la prise de certaines mesures techniques et organisationnelles à savoir :

- la charge la plus proche de la charge nominale des moteurs asynchrones;
- l'alimentation avec une tension réduite des moteurs asynchrones sous chargées;
- le remplacement des moteurs asynchrones surdimensionnés avec d'autres qui ont une puissance plus basse ou avec des moteurs synchrones;
- le remplacement des transformateurs sous chargées;
- le fonctionnement des transformateurs d'après le graphique des pertes minimales;
- l'évitement de la marche à vide de tous les récepteurs et des outillages;
- l'utilisation optimale de la capacité de compensation des moteurs synchrones existants;
- la mise au point du processus technologique (charge, entretien, réparations) en vue de l'amélioration du régime énergétique;
- l'exécution des réparations correctes et en temps utile;
- l'utilisation des configurations pour les réseaux d'alimentation et de distribution, qui conduisaient à des consommations technologiques réduites et sous un facteur de puissance élevé ;
- l'utilisation des schémas adéquats pour les redresseurs commandés, etc.

Dans le cas des moteurs asynchrones, les moyens techniques et organisationnels se rapportent à:

- l'exécution des réparations de qualité et surtout le respect des consignes de bobinage indiquées par le producteur;
- le remplacement des moteurs asynchrones surdimensionnés est recommandé à faire s'il y a des conditions de montage correspondantes;

s'il n'y a pas de surcharges de durée pendant le fonctionnement; si la réduction du pouvoir n'aggrave pas le rendement énergétique de l'outillage, mais elle permet la diminution des pertes dans le réseau d'alimentation.

Le remplacement est rentable s'il résulte une réduction des pertes de puissance active dans le moteur et dans le système électro-énergétique, et que les dépenses de remplacement s'amortissent sur une période de 7 ans.

Les pertes totales de puissance active (dans le moteur et dans le système) pour une charge (P) donnée à l'arbre sont:

$$p_{tot} = p_0 + p_n \beta^2 + k_e Q \quad (4.34.)$$

où:

p_0 - les pertes de puissance à la marche à vide, [KW];

$p_n = \frac{1-\eta_n}{\eta_n} p_n$ - les pertes de puissance à la charge nominale, [KW];

Q - la puissance réactive correspondante à un certain degré de charge, [KVAR].

$k_e = k_Q$ - l'équivalent énergétique de la puissance réactive, défini comme puissance active nécessaire pour le transport de l'unité de puissance réactive de la source vers le point d'utilisation, KW/KVAR;

$\beta = P / P_n$ - le coefficient de charge du moteur.

Si on a en vue les expressions de β et p_n et qu'on introduise la notation $\chi = p_0/p_n$, alors la relation 4.34., devient:

$$p_{tot} = m + nP^2 \quad (4.35.)$$

où:

$$m = \chi p_n + k_e Q_0$$

$$n = \frac{1}{P_n^2} [p_n + k_e (Q_n - Q_0)]$$

Au cas où un moteur de puissance plus grande serait remplacé par un autre de puissance plus réduite, le changement est efficace si:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta p} \geq 1,2 \quad (4.36.)$$

où: $\Delta Q = Q_1 - Q_2$, $\Delta p_{tot} = p_{tot1} - p_{tot2}$,

les indices 1 et 2 se rapportent aux moteurs initiaux (1) et à celui récemment monté (2).

En pratique, les moteurs ayant $\beta < 0,45$ sont remplacés sans aucun calcul économique, les moteurs ayant $\beta > 0,7$ ou fonctionnant en dessous de 1500 heures/an ne sont pas remplacés, et pour les moteurs ayant

$0,45 < \beta < 0,7$, on impose un calcul technico-économique à base duquel on prend des décisions de remplacement ou de non remplacement;

- le remplacement des moteurs asynchrones avec des moteurs synchrones (seulement aux puissances plus grandes que 100 KW) se fait sur la base d'une étude technico-économique, seulement si le processus technologique le permet (absence des chocs de charge, rotation constante, etc.).

L'avantage du remplacement résulte de la capacité du moteur synchrone de fonctionner en surexcitation, pour un facteur de puissance capacitif de 0,8;

- l'alimentation des moteurs asynchrones avec des tensions réduites consiste en la commutation des connexions de l'enroulement statorique en étoile-triangle. Ainsi, la tension appliquée à l'enroulement est réduite de $\sqrt{3}$ fois, ce qui attire la baisse du courant d'aimantation, respectivement de la puissance réactive exigée. Ayant en vue la proportionnalité entre le couple sur l'arbre et la tension d'alimentation ($M \equiv U^2$), le fonctionnement en étoile sera établi si la valeur du couple exigé est de maximum $0,44 M_{n\Delta}$. Dans *la figure 4.2.*, est présentée la variation du facteur de puissance, le rendement et le rapport du rendement en fonction du degré de charge, pour les deux connexions. L'augmentation du rendement à des charges réduites sur l'arbre s'explique par la réduction, surtout, des pertes en fer. Le rapport des facteurs de puissance, dans les deux situations, peut être estimé à l'aide de la relation expérimentale:

$$k = \frac{\cos \varphi_{\leq}}{\cos \varphi_{\Delta}} = (3,7 - 2,66\beta)(1,35 - \cos \varphi_n) \quad (4.37.)$$

Plus β et $\cos \varphi_n$ sont petites, plus efficace est la commutation de la connexion étoile-triangle.

L'utilisation des limiteurs de marche à vide est recommandée aux machines-outils et aux transformateurs de soudure qui fonctionnent à une charge technologique d'approximativement 50...75% de la durée totale du cycle ($t_c = t_l + t_p$). Les économies ainsi obtenues résultent de la différence entre l'énergie consommée en marche à vide et celle correspondante aux démarrages supplémentaires de l'outillage.

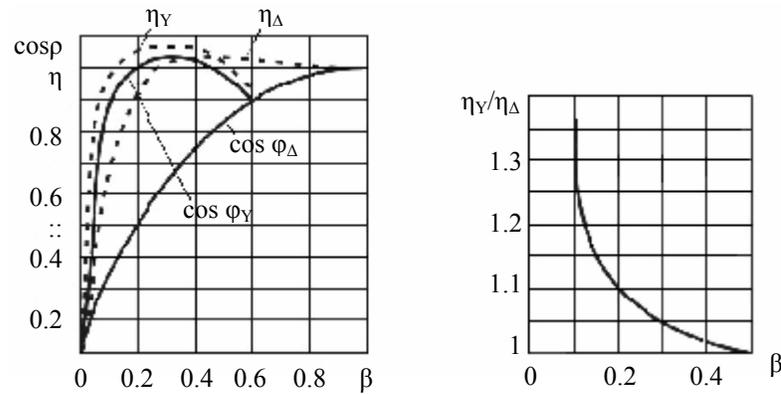


Fig. 4.2. Le schéma de réseau de distribution

À l'exploitation, on a constaté qu'on pouvait obtenir des économies d'énergie active pendant les pauses de $t_p > 10$ s, et des économies d'énergie réactive de $t_p > 4$ s. Si les pauses sont plus courtes, ces économies peuvent se transformer en pertes, à cause de la quantité d'énergie consommée par le démarrage. Si les périodes de marche à vide alternent avec celles de marche en charge, alors l'efficacité économique se calcule pour un cycle. Dans le cas contraire, on détermine la valeur moyenne du temps de marche à vide annuel. Dans les deux situations, l'économie d'énergie électrique active est de:

$$\begin{cases} \Delta E_a = P_0 t_p - P_{pm} t_{pormire} & [KWh / \text{ciclu}] \\ \Delta E_{a.an} = c \Delta E_a & [KWh / \text{an}] \end{cases} \quad (4.38.)$$

où:

P_0 – est la puissance absorbée dans le réseau à marche à vide de l'outillage, [KW];

$P_{pm} \approx 1,75 \lambda_M P_n = 1,75 \frac{M_{pm}}{M_n} P_n$ - la puissance moyenne absorbée sur la

durée du démarrage, M_{pm} étant le couple moyen de démarrage, [KW];

c - le nombre de cycles annuels.

L'économie d'énergie électrique réactive (ΔE_r) est calculée de la même façon, mais on travaille avec des puissances réactives.

Dans le cas des transformateurs électriques de soudure, l'économie annuelle d'énergie électrique active est:

$$\Delta E_{a.an} = \left(\Delta P_0 + \frac{1000R}{U^2} \Delta Q_0^2 \right) T_0 \quad [KWh/an] \quad (4.39.)$$

où:

ΔP_0 [KW], ΔQ_0 [KVAR] – sont les pertes de puissance active et réactive, si le transformateur est en marche à vide.

R - est la résistance du réseau électrique du récepteur, réduite à la tension primaire du transformateur,

T_0 - le temps total annuel de maintien sous tension, à vide du transformateur, [heures/année].

Comme les investissements nécessaires pour appliquer ces mesures sont réduits, l'efficacité économique liée à l'obtention et au montage des limiteurs de marche à vide se détermine de façon simplifiée, en considérant efficace le montage si:

$$\Delta E_{a.an} \geq -\frac{I}{5p} \quad [\text{kWh/an}] \quad (4.40.)$$

où:

I - sont des investissements liés à l'obtention et au montage des limiteurs de marche à vide,

p - est le coût de l'unité d'énergie électrique, au niveau du consommateur.

Dans le cas des transformateurs triphasés avec deux enroulements, qui fonctionnent en parallèle, on peut établir un graphique de connexion ainsi que les pertes totales de puissance active (dans le transformateur et le système) soient minimales. Si on a en vue les pertes de puissance active et réactive du transformateur, ainsi que les pertes supplémentaires produites dans les lignes de circulation de la puissance réactive de magnétisation, il résulte:

$$\Delta P_{tot} = \Delta P_{Fe} + \beta^2 \Delta P_{Cu} \quad (4.41.)$$

où:

$\Delta P_{Fe} = \Delta P_0 + k_e \Delta Q_0 = \Delta P_0 + k_e i_0 s_n$ - sont les pertes totales en fer, en marche à vide;

$\Delta P_{Cu} = \Delta P_{sc} + k_e \Delta Q_{sc} = \Delta P_{sc} + k_e u_{sc} s_n$ - sont les pertes totales en cuivre, à la charge nominale;

k_e – est l'équivalent énergétique de la puissance réactive.

A la charge maximale du transformateur ($\beta_{max} = S_{max}/S_n$), les pertes totales annuelles d'énergie électrique de celui-ci seront:

$$\Delta E_{an} = \Delta P_{Fe} T_{an} + \beta_{max}^2 \Delta P_{Cu} \tau \quad [\text{KWh}] \quad (4.42.)$$

avec:

T_{an} – la durée annuelle de maintien sous tension des transformateurs, en heures;

$\tau = f(t_{p_{max}}; \cos \varphi_{Cm})$ le temps des pertes maximales, en heures (fig.4.3.).

Du point de vue économique, la charge optimale du transformateur, correspond à la situation dans laquelle les pertes

d'énergie correspondant à la marche à vide sont égales à celles à la marche en charge:

$$\Delta P_{Fe} T_{an} = \beta_{\max}^2 \Delta P_{Cu} \tau \quad (4.43.)$$

où:

$$\beta_{\max} = \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe} T_{an}}{\Delta P_{Cu} \tau}} \Rightarrow S_{\max} = \beta_{\max} S_n \quad (4.44.)$$

Si l'on a en vue l'expression du coefficient de charge moyen au carré:

$$\beta_{mp} = \beta_{\max} \sqrt{\frac{\tau}{T_{an}}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cu}}} = \sqrt{\frac{\Delta P_a + k_e i_0 S_n}{\Delta P_{sc} + k_e u_{sc} S_n}} \quad (4.45.)$$

alors, la charge optimale du transformateur sera:

$$S_{op} = \beta_{mp} S_n \quad (4.46.)$$

Dans le cas des consommateurs dont la charge présente des fluctuations importantes, pour obtenir un régime de fonctionnement avec des pertes minimales dans des transformateurs, on recommande le montage de deux ou plusieurs unités. La connexion et la déconnexion sont faites après le graphique de fonctionnement optimal déduit de la représentation graphique de la relation 4.41. ayant la forme:

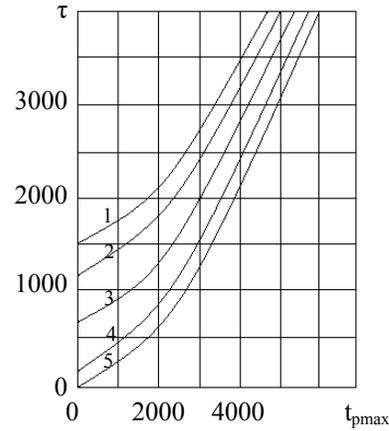


Fig. 4.3.

1 → $\cos \varphi_{cm} = 0.6$; 2 → $\cos \varphi_{cm} = 0.7$;
3 → $\cos \varphi_{cm} = 0.8$; 4 → $\cos \varphi_{cm} = 0.9$;
5 → $\cos \varphi_{cm} = 1.0$

$$\Delta P_{tot} = a + bs^2 = f(s)_{ke=const} \quad (4.47.)$$

où:

$$a = \Delta P_0 + k_e \Delta Q_0$$

$$b = (\Delta P_{sc} + k_e \Delta Q_{sc}) / S_n^2$$

Analytiquement, la charge « s » à partir de laquelle on recommande la connexion ou la déconnexion d'un transformateur, peut être déterminée pour deux transformateurs de puissances différentes ou pour « n » transformateurs égaux. Dans les autres situations on trace le

graphique des pertes tant pour chaque transformateur, que pour toutes les combinaisons possibles de leur fonctionnement en parallèle.

Dans la cas des deux transformateurs (T_1, T_2), de puissances différentes ($S_{n1} < S_{n2}$), les pertes totales de puissance seront:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_1 = a_1 + b_1 s^2 \quad \text{- qui fonctionne } T_1 \\ \Delta P_2 = a_2 + b_2 s^2 \quad \text{- qui fonctionne } T_2 \\ \Delta P_{12} = a_{12} + b_{12} s \quad \text{- qui fonctionne } T_1 \parallel T_2 \end{array} \right. \quad (4.48.)$$

et la puissance apparente à laquelle on doit déconnecter le premier transformateur et connecter le deuxième résulte de:

$$\Delta P_1 = \Delta P_2 \Rightarrow S = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}} \quad (4.49.)$$

Le fonctionnement en parallèle est recommandé lorsque:

$$\Delta P_{12} = \Delta P_2 \Rightarrow S = \sqrt{\frac{a_{12} - a_2}{b_2 - b_{12}}} \quad (4.50.)$$

celles-ci sont des situations représentées dans la *fig. 4.4.*

Si on prend « m » unités identiques, la connexion, par exemple, d'un autre transformateur est efficace quand les pertes totales dans cette nouvelle situation ($\Delta P_{tot,m+1}$) sont moindres que celles du cas précédent ($\Delta P_{tot,m}$):

$$\Delta P_{tot,m+1} < \Delta P_{tot,m} \Rightarrow S > S_n \sqrt{m(m+1) \frac{\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + k_e \Delta Q_{sc}}} \quad (4.51.)$$

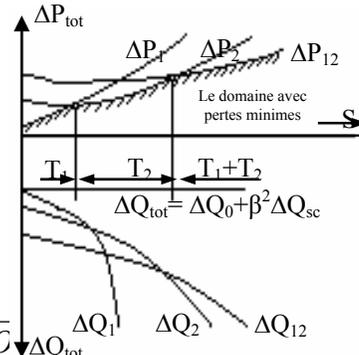


Fig. 4.4.

De la même manière, la charge à laquelle on doit déconnecter un transformateur résulte de la relation:

$$\Delta P_{tot,m-1} < \Delta P_{tot,m} \Rightarrow S < S_n \sqrt{m(m-1) \frac{\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + k_e \Delta Q_{sc}}} \quad (4.52.)$$

Le traçage du graphique $\Delta P_{tot} = f(S)$ est indiqué pour les stations ou les postes de transformations à plusieurs unités, pour lesquels les courbes de charge ont des variations considérables d'un jour à l'autre. Si le traçage du graphique ne peut être fait à cause des difficultés de calcul ou d'autres causes, on recommande la deconectacion du transformateur avec charge plus moins 40% que celle nominale, la charge totale étant répartie par les autres unités en fonctionnement. La charge de chaque transformateur peut être estimée si on admet que la charge transitée est proportionnelle avec la puissance nominale du transformateur.

Dans le cas des postes de transformation urbains ou suburbains, le débranchement d'une unité est efficace si la charge qui lui revient est au moins de 50% de celle nominale.

4.1.3.2. Des moyens particuliers d'amélioration du facteur de puissance

On contient dans cette catégorie les condensateurs statiques et les compensateurs synchrones, dont on fait une utilisation différenciée, en fonction de la grandeur de puissance réactive de compensation et du niveau de la tension de travail.

Pour ce qui est des condensateurs statiques, ceux-ci pressentent une série d'avantages comme:

- une gamme de puissances unitaires limitées, ce qui permet de réaliser des batteries de condensateurs avec des puissances réactives suffisamment grandes (de l'ordre MVAR);
- la consommation propre d'une puissance active réduite (à environ $0,3 \dots 0,4 Q_n$) ce qui conduit à une composante active du courant de 0,4 à $0,5\% I_n$;
- ils ne nécessitent pas d'installations spéciales pour le montage et n'augmentent pas la puissance de court circuit dans le point d'emplacement, pouvant être connectées à des échelons commandés manuellement ou automatiquement;
- le prix spécifique (euro/KVAR) est plus réduit que dans le cas des compensateurs synchrones;

Parmi les désavantages on doit mentionner: les variations instantanées de tension à la connexion et à la déconnexion (à la projection on admet $\Delta U\% \leq \pm 10\%$); la grande sensibilité à une surcharge de durée, la difficulté de la réparation, etc.

Les compensateurs synchrones ont des avantages comme:

- la variation de la puissance réactive qui se produit de manière continue et douce, dans le sens désiré;
- la résistance augmentée à la surcharge thermique et électrodynamique causée par les courants de court-circuit.

Les compensateurs synchrones ont aussi une série de désavantages comme:

- le coût spécifique, 3...5 fois plus grand en comparaison avec le coût des condensateurs;
- ils sont réalisés pour une puissance unitaire relativement grande (0,2 MVA à la 0,4 KV et 10 MVA à 6 KV) et nécessitent un équipement auxiliaire plus coûteux et un personnel d'entretien de haute qualification;
- ils augmentent la puissance de court-circuit dans les points des installations en même temps avec une consommation propre de puissance de 3...5% de la puissance nominale apparente.

Ayant en vue ce qui a été dit précédemment, les compensateurs synchrones seront installés seulement si: la puissance réactivée qui doit être compensée dépasse 50 MVAR, si le consommateur a des récepteurs déformants et nécessite la compensation des puissances comprises entre 10 et 20 MVAR, s'il apparaît des variations rapides de la charge réactive (le cas des fours électrique avec ressort à action directe).

Dans les autres situations, et surtout dans les installations électriques du consommateur, à des tensions allant jusqu'à 1000 V, on utilisera seulement des condensateurs en parallèle mis en place conformément à la solution de compensation adoptée. De ce point de vue, on distingue:

- **la compensation centralisée (globale)** consiste dans la connexion des batteries de condensateurs aux barres du tableau général ou moyen de tension quand on compense la puissance réactive de plusieurs consommateurs (fig. 4.5.);

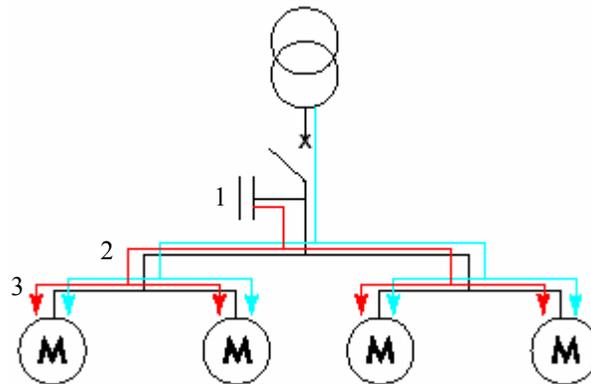


Fig. 4.5. Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine.

Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de

fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement. De plus ce type de compensation: supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive; diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en KW de l'installation et soulage le poste de transformation (puissance disponible en KW).

On remarque que: le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs et les pertes par effet Joule (KWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées.

- **la compensation par groupe (par secteur)** suppose que la batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs (fig. 4.6.). Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier.

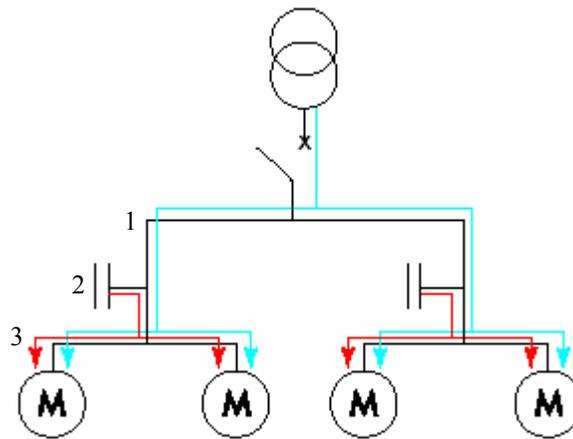


Fig. 4.6. Compensation par groupe

On remarque que: on optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2; les pertes par effet Joule (KWh) dans les câbles sont ainsi diminuées mais il y a un risque de surcompensation par suite de variations de charge importante (ce risque est éliminé par la compensation automatique avec batteries composées de gradins).

- **la compensation individuelle (compensation locale)** quand la batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif (notamment moteurs) (fig. 4.7.), de cette manière l'installation étant dégrévée de la puissance réactive qui vient d'être compensée.

Cette compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite. La puissance en KVAR de la batterie représente environ 25 % de la puissance en KW du moteur.

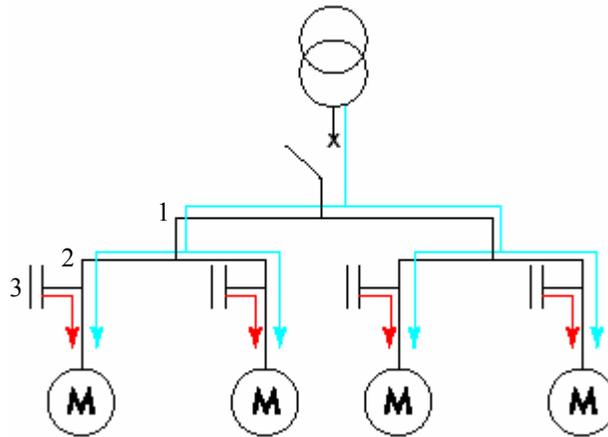


Fig. 4.7. Compensation individuelle

La compensation individuelle est une compensation idéale qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce procédé est le plus cher, il détermine l'économie maximale de l'énergie électrique et se recommande pour les récepteurs dont la durée de fonctionnement des condensateurs est d'environ 50 à 70% du temps total de connexion si la puissance installée est de minimum 15 KVAR;

On remarque que: le courant réactif n'est plus présent dans les câbles de l'installation et on diminue le dimensionnement des câbles et réduit les pertes par effet Joule (KWh).

- **la compensation mixte** est une réunion des variantes présentées antérieurement que l'on rencontre chez les grands consommateurs et qui se développe en étapes.

En basse tension la compensation est réalisée avec deux familles de produits: les condensateurs de valeurs fixes ou condensateurs fixes et les équipements à régulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation.

Les batteries de condensateurs de type fixe

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La mise sous tension de ces batteries (*fig. 4.8.*) est soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur, soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas: installation électrique à charge constante fonctionnant 24h/24,

compensation réactive interne des transformateurs ou compensation individuelle de moteurs.

Les batteries de condensateurs de type automatique

La compensation automatique (fig. 4.9.) permet l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge et évite, ainsi le renvoi d'énergie réactive sur le réseau et les surtensions dangereuses pour les circuits d'éclairage lors des marches à faible charge de l'installation.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée ou la puissance active varient dans des proportions importantes: aux bornes des tableaux généraux BT ou pour les gros départs.

La puissance réactive fournie par la batterie est *modulable* en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La valeur du $\cos\phi$ est détectée par un relais varmétrique qui commande automatiquement l'enclenchement et le déclenchement des gradins (gradin = condensateur + contacteur) en fonction de la charge et du $\cos\phi$ désiré. Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs.

Ces batteries sont également utilisées dans les cas: d'installation électrique à charge variable; de compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ ou d'installation d'une batterie dont la

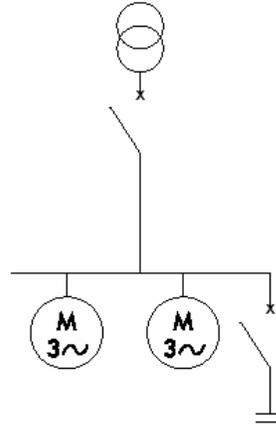


Fig. 4.8. Batterie de condensateurs de type fixe

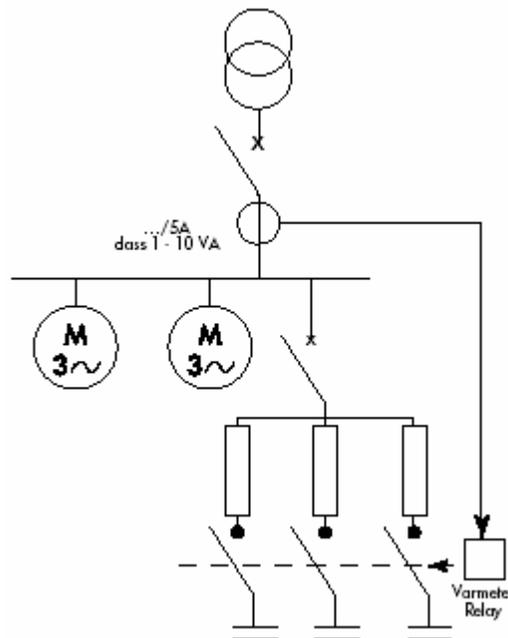


Fig. 4.9. Batterie de condensateurs de type automatique

puissance est supérieure à 15 % de la puissance du transformateur (Q_c batterie > 15% P [KVA] transformateur).

Choix entre condensateurs fixes ou batteries à régulation automatique se fait après les règles pratiques suivantes: si la puissance des condensateurs (KVAR) est inférieure à 15% de la puissance du transformateur, choisir des condensateurs fixes et si la puissance des condensateurs (KVAR) est supérieure à 15% de la puissance du transformateur, choisir une batterie de condensateurs à régulation automatique.

4.1.3.3. Le calcul d'une batterie de condensateurs.

Ce consiste dans la détermination de la puissance réactive qui doit être fournie au réseau, dans l'hypothèse de la conservation de la puissance active véhiculée (on néglige la consommation propre de la batterie).

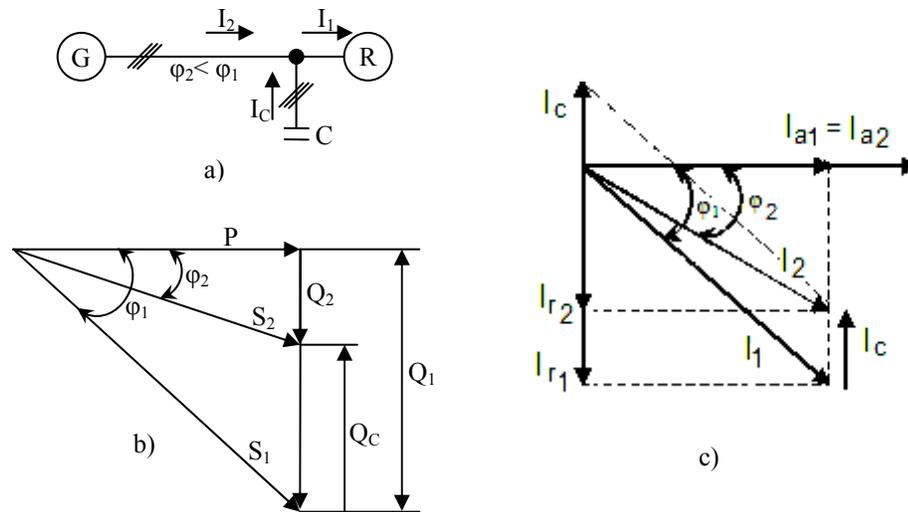


Fig. 4.10.

Ainsi doit-on mentionner que, par les connexions de ses condensateurs (fig. 4.10.-a), on modifie le facteur de puissance en amont du point d'installation de la batterie ($\cos \varphi_1$).

La puissance réactive qui doit être fournie par l'installation de compensation du facteur de puissance, pour obtenir la valeur $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$, résulte du diagramme de phase des puissances (fig.4.10.b):

$$Q_c = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad (4.53.)$$

et si « q_0 » est la puissance unitaire d'une batterie, alors le nombre des batteries sera:

$$N_c = Q_c / q_c \quad (4.54.)$$

Après l'adoption de N_c (nombre entier), on recalcule la valeur réelle du facteur de puissance ($\cos \varphi_2$) à laquelle travaille l'ensemble «batterie de condensateurs - installation compensée».

Si l'on considère le diagramme de phase des courants (fig. 4.10.-c) et que l'on admette la conservation de la composante active du courant ($I_{a1} = I_{a2}$), on arrive à la même conclusion.

Dans la formule suivante, on représente la capacité de la batterie, par phase:

$$C = \frac{I_1 \cos \varphi_1 (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)}{\omega U} \text{ [F]} \quad (4.55.)$$

En ce qui concerne la capacité des batteries triphasées, celle-ci dépend du mode de connexion (étoile ou triangle), la puissance réactive pour chaque connexion (fig. 4.11.) étant:

$$\begin{aligned} Q_\Delta &= 3U_l^2 C_\Delta \omega \\ Q_\lambda &= 3U_f^2 C_\lambda \omega = U_l^2 C_\lambda \omega \end{aligned} \quad (4.56.)$$

et si $Q_\Delta = Q_\lambda$, alors:

$$C_\Delta = C_\lambda / 3 \quad (4.57.)$$

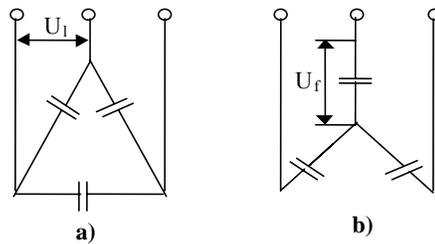


Fig. 4.11.

La relation est en conformité avec la connexion triangle qui exige des capacités par phase trois fois plus réduites que la connexion exigée pour l'obtention de la même puissance réactive, alors que la sollicitation du diélectrique est $\sqrt{3}$ fois plus grande.

Quand la tension du réseau d'alimentation (U_r) est différente de la tension nominale de la batterie (U_n) on doit faire la correction de la puissance réactive nominale de celle-ci (Q_{cn}) avec:

$$Q_{cr} = \left(\frac{U_r}{U_n}\right)^2 Q_n \quad (4.58.)$$

Un autre problème important qui se pose dans l'exploitation de ces installations est celui lié à la décharge de la batterie après la déconnexion du réseau. On sait qu'au moment de la déconnexion la batterie reste chargée à la tension de sommet du réseau et dans le cas du rebranchement il y a des courants dangereux qui apparaissent. Si on procède à une intervention dans l'installation il y a le danger d'électrocution.

La valeur de la résistance de décharge (R_d) résulte de l'équation du processus transitoire de la décharge (imposant que la tension aux bornes atteigne une valeur non dangereuse après un temps pré établi). On obtient ainsi:

$$U_{adm} \leq \sqrt{2} U e^{-\frac{t_d}{R_d C}} \Rightarrow R_d = \frac{t_d}{C \ln \frac{\sqrt{2} U}{U_{adm}}} \quad [\Omega] \quad (4.59.)$$

où:

U_{adm} – est la tension admissible aux bornes, [V];

t_d - le temps de décharge, [s];

C - la capacité par phase, [F];

Pour $U_{adm} = 40$ V et $t_d = 60$, la résistance de décharge peut être calculée à l'aide d'une relation approximative:

$$R_d \cong \frac{21,4}{C} \quad [\Omega] \quad (4.60.)$$

Les résistances de décharge, en général, des lampes à

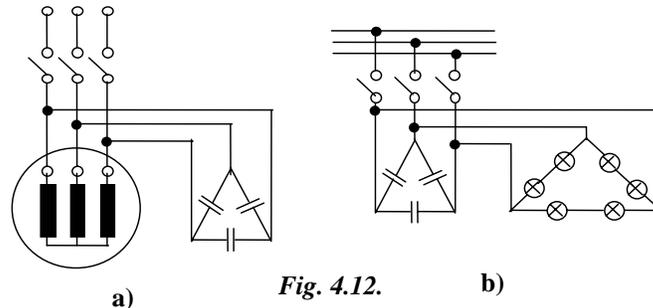


Fig. 4.12.

incandescence connectées en triangle, sont utilisées dans le cas des compensations de groupe et centralisées (fig.4.12.-b); pour les compensations individuelles (fig. 4.12.- a) la résistance de décharge est l'impédance du récepteur.

4.2. Installations pour la réduction du régime déformant

4.2.1. Problèmes généraux

Le régime déformant, caractérisé par des formes d'ondes périodiques non sinusoïdales de tension ou de courant, apparaît dans les installations du consommateur qui contiennent des impédances non linéaires. De ce point de vue on distingue:

- *des récepteurs déformants générateurs de tensions harmoniques*: machines synchrones à charge déséquilibrée, transformateurs en régime magnétique de saturation auxquels il apparaît les harmoniques 5 et 7;

- *des récepteurs déformants générateurs de courants harmoniques*: mutateurs, (harmonique 5, 7, 11, et 13); installations électrothermiques à arc électrique (fours, dispositifs de soudure), bobines à noyau de fer, lampes fluorescentes (harmonique 3);

- *des récepteurs qui amplifient le régime déformant* - batteries de condensateurs pour l'amélioration du facteur de puissance. Leur admittance étant proportionnelle à la fréquence, il résulte une déformation plus accentuée de la forme d'onde du courant de circuit, par rapport à la forme d'onde de la tension d'alimentation non sinusoïdale.

Dans ce sens, si la valeur efficace de la tension d'alimentation résulte de l'expression:

$$U_C = \sqrt{U_1^2 + \sum_2^{\infty} U_k^2} \quad (4.61.)$$

Alors le courant dans le circuit respectivement la puissance réactive de batterie est:

$$\begin{cases} I_C = \omega C U_1 \sqrt{1 + \sum_2^{\infty} (k U_k / U_1)^2} \\ Q_C = \omega C U_1^2 [1 + \sum_2^{\infty} k (U_k / U_1)^2] \end{cases} \quad (4.62.)$$

Pour ne pas supra solliciter la batterie il est nécessaire, qu'entre les valeurs résultantes des relations précédentes et celles correspondantes du régime permanent sinusoïdal (affecté de l'indice « n »), il y ait une interdépendance:

$$\frac{U_c}{U_{nc}} \leq 1,1; \quad \frac{I_c}{I_{nc}} \leq 1,3; \quad \frac{Q_c}{Q_{nc}} \leq 1,43;$$

De même, la présence des batteries de condensateurs peut conduire à l'apparition du phénomène de résonance électrique dans les circuits en

dérivation du type « batterie de condensateurs - système » (fig. 4.13.) dont la fréquence de résonance est donnée par:

$$f_{k_r} = 50k_r = 50 \sqrt{\frac{X_C}{X_S + X_T}} = 50 \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_C}} \quad [\text{Hz}] \quad (4.63.)$$

C'est la relation établie dans l'hypothèse que l'impédance interne du générateur (Z_{gk}) soit beaucoup plus grande que la réactance équivalente du circuit en parallèle et qu S_{sc} soit la puissance apparente du court-circuit aux barres de la batterie des condensateurs pour l'harmonique de réactance de rang « k_r ».

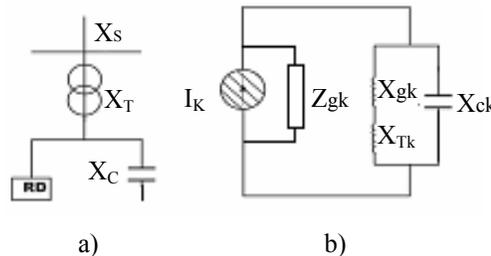


Fig. 4.13. a) le schéma de principe; b) le schéma équivalent à l'impédance harmonique; RD - les récepteurs déformants; X_S , X_T , X_C - la réactance du système, du transformateur et de la batterie des condensateurs; Z_{gk} - l'impédance interne du générateur de courants harmoniques

Dans la pratique de l'exploitation, on a constaté que pour $k > 13$, les courants harmoniques sont négligeables, ce qui permet l'établissement de la valeur de la puissance réactive de la batterie pour laquelle l'installation de compensation ne présente pas le risque de résonance harmonique, comme:

$$Q_C \leq 0,005 S_{sc} \quad (4.64.)$$

relation obtenue dans (4.63.) pour $k_r \leq 13$.

Dans le cas des circuits complexes, à plusieurs récepteurs déformés et des batteries de condensateurs connectées en parallèle à un ou plusieurs systèmes de barres, il y a plusieurs fréquences de résonances et la relation (4.64.) n'est pas encore satisfaite, d'où la nécessité de réduction du régime déformant.

Les effets négatifs du régime déformant, qui apparaissent dans le système sont:

- les distorsions de la tension et du courant, à tous les niveaux entre les générateurs de régime déformant et les consommateurs;

- les surtensions de résonance harmonique dans les circuits «de la batterie de condensateurs – réactances inductives»;
- les pertes supplémentaires et des couples parasites dans les machines électriques;
- les erreurs des appareils de mesure, de protection et de commande, en fonctionnement.

4.2.2. Moyens de réduction du régime déformant

La diminution des effets négatifs du régime déformant dans les installations du consommateur et dans le système énergétique se fait par l'utilisation des filtres à refoulement ou à absorption. (fig. 4.14.).

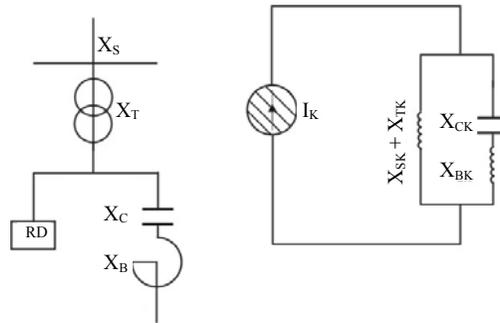


Fig. 4.14.-a Filtre à refoulement

Les filtres à refoulement (fig. 4.14.-a) s'obtiennent par la connexion en série d'une batterie de condensateurs avec une bobine sans noyau de fer (bobine de désaccord) dont la réactance (X_B) est choisie d'une telle manière, que le circuit en série ait une réactance capacitive pour l'harmonique fondamentale et un effet particulièrement inductif pour les harmoniques à fréquences supérieures, c'est-à-dire:

$$\begin{cases} X_{B1} - X_{C1} < X_{C1} \\ X_{Bk} - X_{Ck} \geq X_{Ck} \Rightarrow X_{B1} \geq 2/k^2 X_{C1} \end{cases} \quad (4.65.)$$

pour éviter l'apparition des phénomènes de résonance harmonique entre la batterie et le réseau.

En tenant compte que la tension aux bornes des batteries de condensateurs augmente avec le même taux que la plus grande partie de l'inductance, pour les calculs de projection, on recommande:

$$X_{B1} > 1,5 \frac{X_{C1}}{k^2} \quad (4.66.)$$

Le filtre décrit charge le réseau par les courants de l'harmonique refoulé et son utilisation est recommandée seulement pour les batteries de condensateurs pour lesquels on ne prévoit pas d'extension.

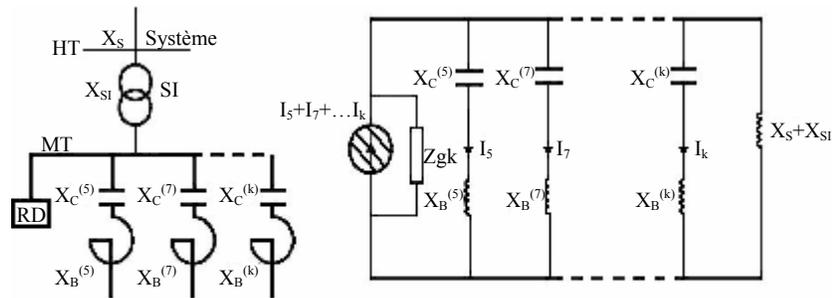


Fig. 4.14.-b Filtre à absorption

Les filtres d'absorption (fig. 4.14.-b) sont plus efficaces que ceux à refoulement et s'obtiennent par la mise en série des condensateurs à réactances inductives par l'air, ainsi calculés qu'ils présentent cette résonance seulement pour les harmoniques supérieures présentées aux barres de la batterie de condensateurs. Dans ces conditions le filtre va absorber entièrement le courant de l'harmonique (I_k) sur lequel il a été accordé et en moindre mesure les courants ayant à peu près la même fréquence.

Les filtres décrits sont raccordés aux barres de moyenne tension (MT) du consommateur prévu d'une station d'injection (SI), et pendant la phase de projet on doit avoir en vue:

- d'assurer la puissance réactive capacitive, à la fréquence fondamentale, nécessaire à compenser le facteur de puissance;
- de vérifier les sollicitations maximales admises des éléments composants du filtre.
- de vérifier les possibilités de résonance de l'ensemble des circuits filtrants avec le système énergétique, sous l'influence des harmoniques supérieurs, produits par d'autres consommateurs.

Les caractéristiques des filtres absorbés, dans l'hypothèse que le filtre absorbe seulement la fondamentale $I_1^{(k)}$ et l'harmonique de rang « k » (I_k) pour lequel il est calculé, sont les suivantes:

- la réactance de la bobine à la résonance:

$$x_{B1}^{(k)} = \frac{x_{C1}^{(k)}}{k^2} \text{ avec}$$

$$x_{B1}^{(k)} = \omega_1 L_B^{(k)}; x_{C1}^{(k)} = \frac{1}{(\omega_1 c)}; \omega_1 = 2\pi 50 [s^{-1}] \quad (4.67.)$$

- le courant absorbé:

$$I^{(k)} = \sqrt{[I_1^{(k)}]^2 + I_k^2}; I_1^{(k)} = \frac{U_1}{x_c^{(k)}} a; \quad (4.68.)$$

- le coefficient de distorsion:

$$a = \frac{k^2}{k^2 - 1}$$

- la tension aux bornes du condensateur:

$$U_c^{(k)} = \sqrt{(U_{C1}^{(k)})^2 + U_{Ck}^2}; U_{C1}^{(k)} = aU_1; U_{Ck} = \frac{I_k}{[kx_c^{(k)}]} \quad (4.69.)$$

Comme la surtension aux condensateurs ne peut dépasser 10% $[U_{C1}^{(k)} / U_1 = a \leq 1,1]$, il résulte de l'expression des coefficients de distorsion que ces filtres sont utilisables seulement pour des harmoniques de rang $k \geq 5$;

- la puissance réactive de la batterie des condensateurs est:

$$Q_c^{(k)} = Q_{C1}^{(k)} + Q_{Ck} \quad (4.70.)$$

où:

$$Q_{C1}^{(k)} = U_{C1}^{(k)} I_{C1}^{(k)} = \frac{U_1^2}{x_c^{(k)}} a^2 \quad - \text{ est la puissance fondamentale}$$

correspondante;

$$Q_{Ck} = U_{Ck} I_k = \frac{I_k^2}{kx_c^{(k)}} \quad - \text{ la surcharge due à l'harmonique « k »};$$

- la puissance réactive disponible aux bornes du filtre pour l'amélioration du facteur de puissance est:

$$Q_1^{(k)} = U_1 I_1^{(k)} = \frac{aU_1^2}{x_c^{(k)}} \quad (4.71.)$$

- la caractéristique de fréquence du filtre indique la dépendance graphique de son admittance en fonction de la fréquence:

$$y_{(\omega)}^{(k)} = \frac{1}{\frac{1}{\omega x_1^{(k)}} - \omega L_b^{(k)}} \quad (4.72.)$$

la pulsation de résonance étant $\omega_r = k\omega_1$.

La projection de ces filtres se fait à l'aide des relations 4.65...4.72., à la suite d'une analyse des harmoniques des formes d'onde de tension et du courant. L'ordre et par conséquent le nombre des filtres nécessaires est donné par les harmoniques de courant ayant un poids important, et des possibilités de résonance dans le système. La puissance réactive totale de la batterie de condensateurs Q_c nécessaire à la compensation du facteur de puissance, se détermine conformément au sous chapitre (4.1.).

Les caractéristiques des filtres se déterminent après, la répartition sur les filtres de puissance réactive totale:

$$Q_{1t} = Q_1^{(5)} + Q_1^{(7)} + \dots + Q_1^{(k)} + Q_1^{(\infty)} \quad (4.73.)$$

où:

$Q_{1t} \geq Q_c$ - est dû à la sur sollicitation des condensateurs en régime déformant;

$Q_1^{(\infty)}$ - est la puissance de la batterie connectée directement aux barres.

Quant à la répartition de la puissance par filtres, celle-ci peut se faire selon:

- *la méthode de la puissance minimale des condensateurs* (utilisée dans le cas de la variante composée par filtres et condensateurs connectés en direct), qui permet l'estimation de la réactance par phase et de la puissance réactive triphasée du filtre pour l'harmonique de rang « k »;

$$\begin{cases} x_{C1}^{(k)} = \frac{aU_1}{I_k} \sqrt{k \frac{Q_{ck}}{Q_{C1}^{(k)}}} \\ Q_1^{(k)} = 3U_1 I_k \sqrt{\frac{1}{k} \frac{Q_{C1}^{(k)}}{Q_{ck}}} \end{cases} \quad (4.74.)$$

On impose $Q_{ck} / Q_{C1}^{(k)} \leq 0,43$, pour éviter le dépassement de la charge maximale admissible des condensateurs.

- *la méthode des investissements minimaux* dans l'installation de filtrage qui établit le minimum des investissements totaux (C_t), dans des bobines de réactance (C_B) et des condensateurs (C_C):

$$C_t = C_{B1}^{(5)} + C_{B1}^{(7)} \dots C_{B1}^{(k)} + C_{c1}^{(5)} + C_{c1}^{(7)} + \dots + C_{c1}^{(k)} \quad (4.75.)$$

la puissance totale sur la fondamentale (Q_{1t}) étant imposée.

La dernière phase de projection consiste dans la vérification des possibilités de résonance des filtres avec le système énergétique, sous l'influence des harmoniques produits par d'autres consommateurs. Pour ceux-ci, au lieu des récepteurs déformants, on introduit une source externe d'admittance Y_L , la caractéristique de fréquence de l'admittance totale étant donnée par:

$$Y(\omega) = \sum_{K=5,7} Y_k(\omega) + Y_L(\omega) \quad (4.76.)$$

L'intersection de cette caractéristique avec l'axe des abscisses détermine les fréquences de résonance de l'ensemble „filtre-réseau”. Si $Y(\omega) = 0$ pour $f = Nf_1 = M50$ (avec $N = 1,2 \dots$) il est nécessaire de modifier les paramètres du filtre de façon que l'annulation de l'admittance ait lieu à des fréquences de ± 10 Hz, différentes par rapport aux multiples entiers de la fondamentale.

Filtres harmoniques

Dans le cas d'une installation très polluée par les harmoniques, l'utilisateur pourra être confronté à un double besoin: compenser l'énergie réactive et protéger les condensateurs ou réduire le taux de distorsion de la tension à des valeurs acceptables et compatibles avec le fonctionnement correct de la plupart des récepteurs sensibles (automates, informatique industrielle, condensateurs etc.)

Pour cette application, diverses firmes sont en mesure de proposer des filtres harmoniques de “type passif”. Un filtre harmonique de “type passif” est une association série d'un condensateur et d'une inductance dont chaque fréquence d'accord correspond à la fréquence d'une tension harmonique perturbatrice à éliminer.

a). Filtres passifs BT

Comme principe on place un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique à filtrer, en parallèle sur le générateur d'harmoniques (*fig.4.15.*). Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux ci ne circulent dans l'alimentation. En général, le filtre actif est accordé à une fréquence proche de celle de l'harmonique à éliminer. Plusieurs branches de filtres en parallèle peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite une réduction forte du taux de distorsion sur plusieurs rangs.

Le filtre passif BT permet de filtrer des courants d'harmoniques de valeurs importantes (en général les rangs 5, 7, 11 et 13); assure également la compensation d'énergie réactive (permettant, si besoin, une régulation automatique par gradins) et élimine jusqu'à 80% des courants harmoniques choisis.

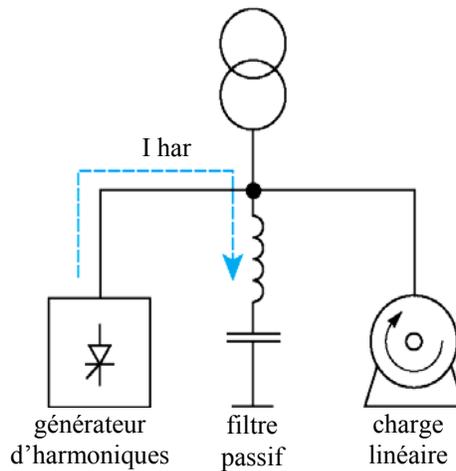


Fig. 4.15. Compensation avec filtre passif

Cette solution est la plus économique pour l'élimination d'un rang d'harmonique défini et est simple d'utiliser et de maintenir.

Comme applications typiques les filtres passifs BT se trouvent dans: installations industrielles avec un grand nombre de générateurs d'harmoniques (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs, etc.); installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive; nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles ou nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

b). Filtres actifs BT

Comme principe sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non linéaire (*fig. 4.16.*), visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courant harmoniques générés par la charge.

Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne I_s soit sinusoïdal.

Le filtre actif BT permet le filtrage d'un grand nombre d'harmoniques; s'adapte aux évolutions de l'installation en autorise les extensions par mise en parallèle de plusieurs unités et bien sur n'existe pas de risque de surcharge.

Les avantages des ce type de filtre sont: solution permettant un traitement simple et efficace de plusieurs rangs d'harmoniques; évite les risques de phénomènes de résonance et les performances très élevées (temps de réponse $< 8\text{ms}$) lui permettent également de traiter les phénomènes de Ficker.

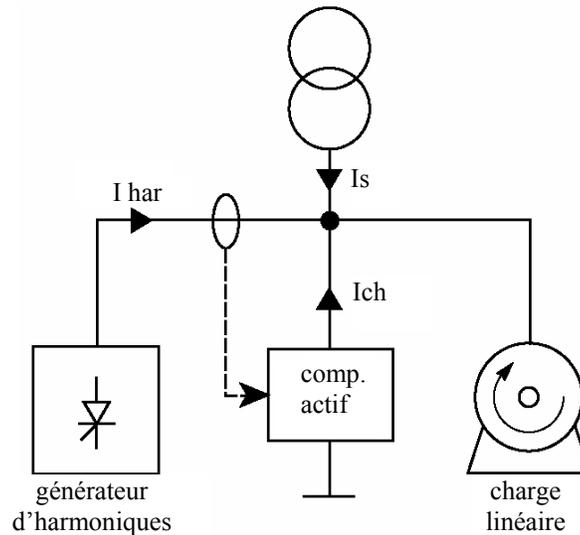


Fig. 4.16. Compensation avec filtre actif

Comme applications typiques les filtres actifs BT sont utilisés: pour les installations tertiaires avec de nombreux générateurs d'harmoniques (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs, etc.); pour la nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges et comme une solution idéale pour l'élimination du courant harmonique de rang 3 circulant dans le neutre des installations comportant de nombreuses charges non linéaires monophasées.

c). Filtres hybrides BT

Comme principe un filtre passif et un filtre actif peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride (fig. 4.17.).

Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.

Le filtre hybride combine les avantages des filtres actifs et des filtres passifs; permet de filtrer des courant harmoniques de valeurs importantes (en général les rangs 5); assure également la compensation d'énergie réactive (permettant, si besoin, une régulation automatique par gradins) et assure le filtrage global des harmoniques des rangs 2 à 25.

Comme avantages pour ce type de filtre on a: simplicité d'installation et c'est un compromis idéal pour assurer le filtrage de plusieurs harmoniques tout en assurant une compensation d'énergie réactive.

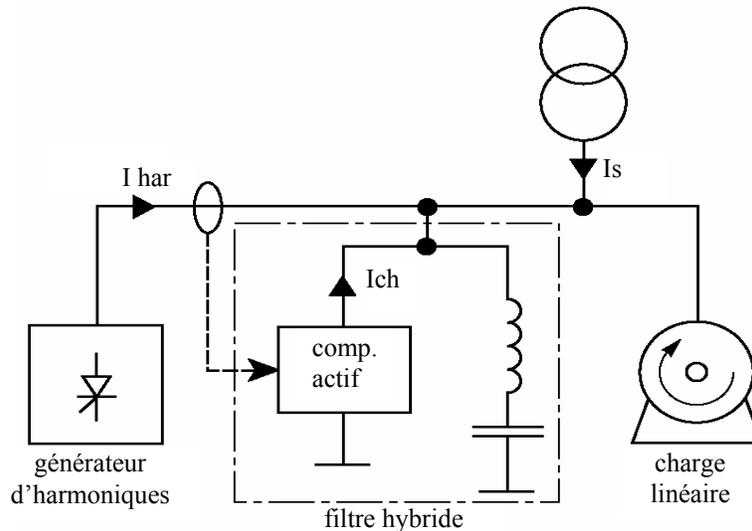


Fig. 4.17. Filtre hybride

Comme applications typiques les filtres hybrides BT sont utilisés pour: installations industrielles avec un grand nombre de générateurs d'harmoniques (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs, etc.); installations présentant un besoin de compensation d'énergie réactive; la nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles; la nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges et pour recherche de conformité à des limites d'émission harmonique.

4.3. Installations de protection contre les électrocutions

Les électrocutions sont des accidents qui apparaissent au passage du courant électrique par l'organisme humain et sont dues:

- aux touches directes des éléments conducteurs qui se trouvent normalement sous tension ou des éléments hors tension, mais qui restent en charge électrique par induction électromagnétique;
- aux touches indirectes des éléments métalliques des installations électriques qui normalement ne sont pas sous tension, mais qui accidentellement ont des tensions dues à certains défauts.

Prévenir les électrocutions par touches directes suppose: l'utilisation d'une tension d'alimentation réduite, la réalisation des équipements électriques dont les voies de courant ne peuvent pas être touchés; l'existence des planchers électro-issolantes et des équipements

individuels de protection. Éviter les électrocutions par touches indirectes présuppose des tensions d'alimentation réduites et la connexion à terre ou (et) au nul; l'isolation supplémentaire de protection; l'égalisation des potentiels, la déconnexion automatique du secteur défectueux.

4.3.1. La protection contre l'électrocution par installations de mise à la terre

Ce type de protection est recommandé pour éviter l'électrocution par la touche indirecte dans les installations électriques à des tensions

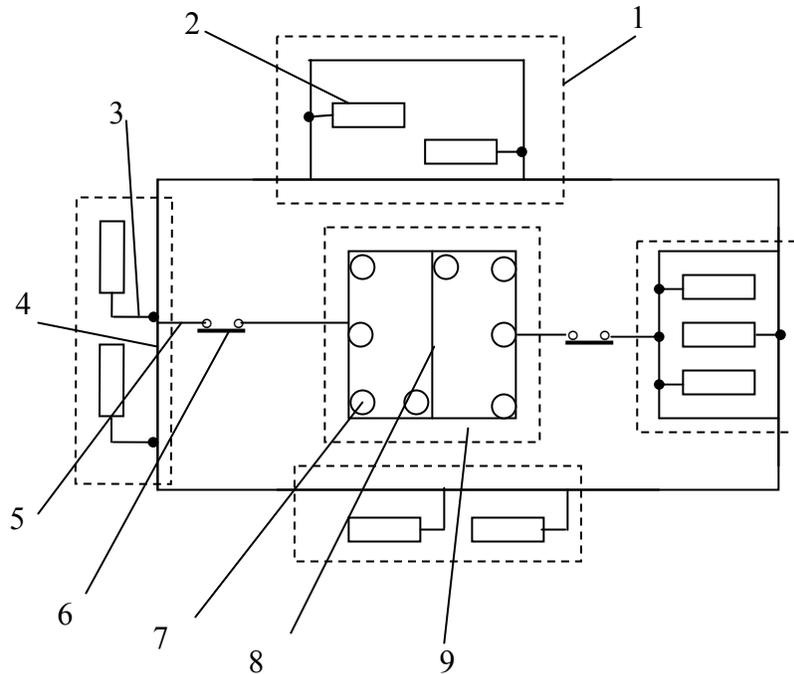


Fig. 4.18. Installations de mise à la terre

1- construction; 2-outillage; 3-conducteur de ramification;
4 - conducteur principal; 5 - conducteur de liaison; 6 - presse de
séparation; 7 - électrode; 8 - conducteur de liaison pour les électrodes;
9 - prise de terre;

allant jusqu'à 1000 V. La composition principale d'une telle installation est indiquée dans la *figure 4.18.* avec la mention que, si plusieurs constructions sont alimentées avec de l'énergie de la même source, alors les installations de mise à la terre se connectent entre eux.

Dans le cas où les installations de mise à la terre constituerait le moyen principal pour éviter une électrocution par touche indirecte, alors à ces installations on va lier obligatoirement tous les éléments conducteurs qui ne font pas partie du circuit des courants de travail, mais qui accidentellement peuvent entrer sous tension.

Une prise de terre peut être utilisée en commun pour les catégories d'installations de mise à la terre suivantes:

- installations de protection sur la partie ayant une tension nominale en dessous de 1000 V;
- installations d'exploitation, si la tension de prise à la terre est de moins de 65 V.

Si par la prise passe des courant de travail de longue durée, sa tension va être en dessous de 40 V:

- pour les postes de réception collective - radio et télévision;
- pour des enseignes lumineuses;
- pour des appareils médicaux de basse tension et de haute tension, etc.

Les installations de parafoudre peuvent être liées à la prise de terre de protection si la résistance de dispersion de celle-ci est de moins de 1 ohm, et que les conducteurs de mise à terre aient des passages séparés par rapport aux autres catégories d'installations. Aux bâtiments qui ont des murs métalliques ou une ceinture d'acier ou de béton armé, les éléments conducteurs de la construction peuvent être utilisés en qualité de conducteurs de liaison à la prise de terre.

Dans les installations de courant continu il est interdit d'utiliser des éléments naturels en qualité de conducteurs de mise à terre ou de prises de terre de travail.

La protection contre les électrocutions par les installations de mise à terre peut être utilisée comme moyen principal de protection, tant dans les réseaux électriques isolés par rapport à la terre, que dans le cas des réseaux avec le neutre mis à terre.

Les installations de mise à la terre destinées à protéger contre les accidents par électrocution s'exécutent sur la base des critères suivants:

- les conducteurs de mise à la terre vont avoir une résistance électrique minimale. Dans les calculs, on considère que la résistance équivalente des conducteurs « carcasse- outillage prise » est de plus 0,5 ohms;
- on interdit le montage des appareils électriques (fusible, séparateurs, etc.) sur les conducteurs de mise à la terre;
- on interdit l'utilisation d'aluminium comme conducteur de mise à terre;
- le conducteur principal de mise à la terre va passer par toutes les pièces qui contiennent les outillages qui doivent être protégés, il va être monté sur les murs ou dans les canalisations et va former, si possible, un circuit fermé. Les trajets extérieurs seront protégées par un tube jusqu'à la profondeur de 0,3 m. La section du conducteur principal de mise à terre est standardisée et son raccord à la prise de terre se fera par, au

moins, deux connexions distinctes, dans deux points différents de la prise de terre;

- le conducteur principal de mise à terre sera de type FY s'il est monté dans le même tube de protection avec les conducteurs d'alimentation;

- les conducteurs de ramifications s'exécutent en acier ou en cuivre et s'ils doivent être montés de façon esthétique, ils seront introduits dans les mêmes gaines que les conducteurs d'alimentation des outillages respectifs;

- la liaison entre le conducteur principal de liaison à terre et la prise de terre se fait par des pièces de séparation montées dans une niche spéciale, prévues d'une porte et fermées à clé, posée dans les corps des bâtiments;

- les liaisons entre les éléments composants des installations de mise à terre se font de préférence par soudure. Dans le cas des assemblages à vis, celles-ci seront étamées ou zinguées, la section transversale de la vis étant au moins égale avec celle des conducteurs avec lesquels on réalise la liaison;

- un coup de peinture va assurer la protection contre la corrosion de toutes les connexions;

- la mise à terre des outillages soumis aux vibrations ou aux déplacements fréquents se fait par des conducteurs flexibles;

- les liaisons entre l'outillage et l'installation de mise à terre s'exécuteront avant la connexion des conducteurs de travail aux bornes du tableau de l'outillage.

4.3.2. La protection contre l'électrocution par des installations de mise au nul

La protection par mise au nul a le but d'éviter certaines tensions de touche ou de pas dangereuses dans les installations électriques ayant le nul mis à terre, dont les tensions nominales sont de maximum 250 V par rapport à la terre. Ce type de protection s'applique à toutes les parties métalliques des installations électriques qui ne sont pas mises sous tension, mais qui, en cas de défection, peuvent entrer sous une tension dangereuse et peuvent être touchées par l'homme.

La réalisation d'une installation de protection par mise au nul suppose la résolution des problèmes suivants:

- la protection s'exécute de telle manière, qu'en cas de défection elle assure un courant de court-circuit capable de produire la déconnexion rapide (par fusibles, interrupteurs automatiques, etc.) du secteur affecté en maximum 3s. Si ce temps est plus grand que 3s, alors les installations de protection se dimensionnent de telle manière que les tensions de touche ou de pas ne dépassent pas les valeurs normalisées;

- pour éviter le danger de l'électrocution générée par l'interruption du conducteur du nul de protection, celui-ci est mis à terre plusieurs fois;
- du dernier tableau de distribution (fig.4.19.) dans lequel le nul est lié directement à l'installation de mise à terre et jusqu'aux carcasses des récepteurs alimentés de ce tableau, le conducteur de nul de travail sera séparé du conducteur de nul de protection;

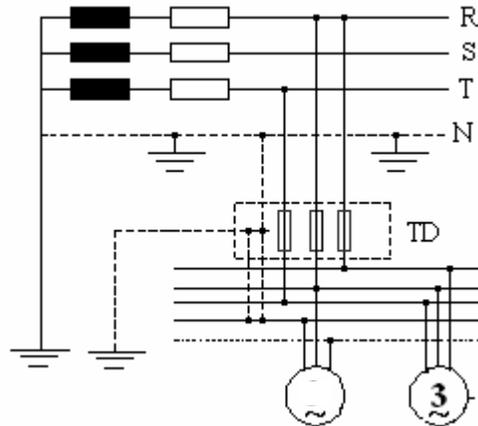


Fig. 4.19. Installation de mise au nul

- jusqu'au dernier tableau de distribution auquel le nul est lié directement à une installation de mise à terre, le conducteur de nul peut être aussi utilisé en tant que conducteur de nul de protection auquel cas il sera isolé ou inaccessible aux touches accidentelles;
- du dernier tableau de distribution jusqu'au récepteur, le conducteur de nul de protection va être isolé et monté dans le même tube avec le conducteur de phase. Si cela n'est pas possible, il peut être isolé de nouveau, mais avec une sectionne de minimum OL 50 ou Cu 16 mm²;
- on interdit le raccord au récepteur dans la même borne des conducteurs de nul de travail et de protection. Chaque conducteur va être lié à une borne séparée;
- on interdit le montage de fusibles ou des interrupteurs sur le conducteur de nul de travail dans les réseaux dans lesquelles le conducteur de nul est utilisé aussi comme conducteur de nul de protection;
- dans les installations électriques alimentées à la même source on interdit l'utilisation, pour une partie de l'installation, la protection par la mise au nul et pour une autre partie de l'installation, la protection par la mise à terre.

L'interruption du conducteur de nul de protection peut avoir des conséquences graves, parce que dans ce cas tous les outillages situés en aval du point d'interruption restent sans protection. Dans ces conditions, la mise à terre d'un outillage attire la mise sous tension de toutes les carcasses des outillages situés après le lieu d'interruption du conducteur de nul de protection.

Les installations de mise à terre qui desservent l'installation de mise au nul seront dimensionnées pour satisfaire l'une des conditions suivantes:

- que les tensions de touche et de pas ne dépassent pas les limites maximales admissibles;

- que la résistance de dispersion de l'installation de mise à terre ne dépasse pas la valeur de 4 ohms, quelles que soient les conditions.

En dehors de la connexion au conducteur de nul de protection, on prévoit une mesure supplémentaire de protection s'il y a au moins une des restrictions suivantes:

- si les relations référant à l'intensité du courant de défection ne sont pas satisfaisantes;

- si l'installation électrique et les conditions d'exploitation ne présentent pas la sécurité d'un débranchement rapide (moins de 3s) d'un équipement défectueux;

- si par la liaison au nul on utilise l'un des connecteurs d'aluminium des câbles d'énergie;

- si le lieu de travail est dangereux ou très dangereux.

Dans la *figure 4.20*, on présente la structure d'une installation de mise à terre qui dessert le réseau de nul de protection. Dans ces situations, il est nécessaire que soient remplies les conditions suivantes:

- que chaque outillage ait une liaison de ramification vers le conducteur principal de mise à terre (à ligne pleine) et vers le conducteur de nul de protection;

- on interdit la connexion en série de plusieurs outillages et ensuite leur connexion au conducteur principal de nul de protection.

À l'exécution des installations de protection par la liaison au nul, on doit avoir en vue les prescriptions et les réglementations suivantes:

- les conducteurs de neutre utilisés pour la protection seront en cuivre et en acier;

- dans le cas des récepteurs ou des outillages alimentés par des câbles flexibles, le conducteur de nul de protection doit être en cuivre et il doit être inclus dans la gaine commune;

- les constructions métalliques fixes peuvent être utilisées comme des conducteurs de nul de protection si elles présentent une continuité électrique et si elles ont des sections correspondantes;

- les conducteurs de nul seront liés directement aux carcasses métalliques des outillages ou des récepteurs qui doivent être liés au nul pour la protection;

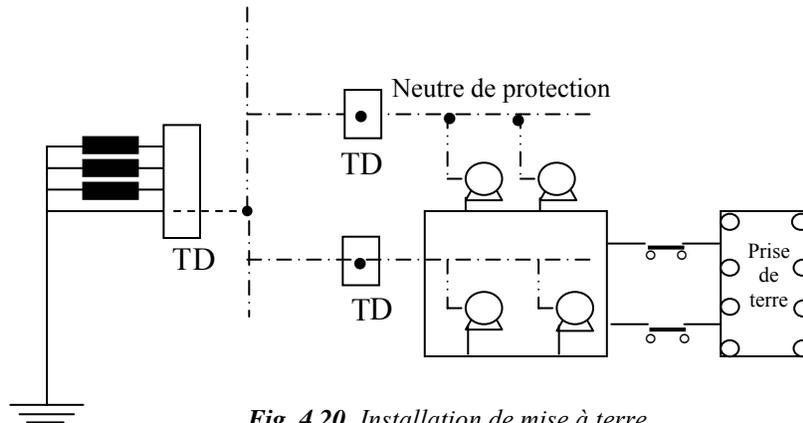


Fig. 4.20. Installation de mise à terre

- on interdit le remplacement d'une part du conducteur de neutre de protection par des couvercles ou par d'autres pièces démontables, par l'enlèvement desquels on peut interrompre la liaison de protection;

- les conducteurs principaux de liaison à terre seront en acier ou en cuivre conformément aux normes en vigueur;

- pour l'exécution des connexions de protection il est nécessaire que tout outillage, y inclus les c. d. i., soit prévu avec deux bornes de connexion, l'une à l'intérieur de l'outillage et la seconde à l'extérieur, sur la carcasse;

- les outillages mobiles ou portatifs, alimentés par des câbles flexibles et protégés par une connexion au nul, auront le conducteur de protection lié à la borne de l'intérieur de l'outillage et au contact de protection de la fiche, de la prise ou de la boîte de jonction et de ramification. On interdit l'usage de tels appareils de connexion sans contact protégé;

- les liaisons faites dans un milieu humide ou corrosif seront protégées par la peinture.

4.3.3. Prises de terre

La prise de terre, définie comme l'ensemble d'électrodes en contact avec le sol et liées entre elles, est l'élément principal d'une installation de protection contre les électrocutions.

Les prises de terre utilisées peuvent être classifiées comme il suit:

- d'après la manière dont elles sont construites:

- prises de terre naturelles constituées d'éléments conductibles qui, initialement, ont été enterrés dans le sol pour d'autres buts, mais qui

accomplissent aussi les conditions d'utilisation comme électrodes, ayant un bon contact également sur une grande surface avec le sol;

- prises de terre artificielles, formées d'éléments métalliques enterrés dans le sol exclusivement pour la réalisation de la liaison à terre;

- d'après la profondeur d'enterrement:

- prises de surface, formées d'électrodes enterrées jusqu'à une profondeur d'un mètre à partir de la surface du sol. Ici on inclut les prises horizontales à électrodes longues (électrodes de type bande d'acier ronde ou plate) et à électrodes de type plaque horizontale, disposées à une profondeur de 0,5...1m sous la terre. Ces prises sont recommandées pour les régions de montagne, où la couche superficielle du sol a une conductivité électrique plus élevée;

- prises de profondeur réalisée avec des électrodes enterrées à 1...5 m. De cette catégorie font partie les prises verticales avec des électrodes en tuyau d'acier, en profils ou en plaques montées verticalement. On les recommande pour les sols habituels, auxquels la couche superficielle est plus résistive; prises de grande profondeur, qui sont des prises verticales dont les électrodes sont enterrés à une profondeur de plus de 5m;

- d'après le nombre des électrodes:

- prises de terre singulières, constituées d'une seule électrode;

- prises de terre multiple, obtenues par la liaison en parallèle de plusieurs électrodes identiques;

- prises de terre complexes résultées de l'interconnexion de plusieurs prises singulières, de différentes sortes;

- d'après le rôle accompli dans l'installation de protection, les prises peuvent être: des prises d'exploitation, de protection, auxiliaires ou destinées à la distribution des potentiels.

La résistance électrique d'une prise de terre est donnée par la somme des résistances suivantes, connectés en série:

- *la résistance des électrodes* en contact avec le sol, qui est négligeable par rapport à celle du sol, d'où il résulte qu'on peut utiliser tous les matériaux conducteurs d'électricité pour la fabrication des électrodes. Dans les calculs on envisage la résistance des électrodes seulement dans le cas des prises très longues, sur lesquelles il apparaît des chutes de tension appréciables;

- *la résistance du contact « électrode-sol »*. Lorsque la terre est bien tassée autour de l'électrode, on obtient des valeurs réduites, pratiquement négligeables, de ce paramètre. On mentionne à cette occasion qu'un contact imparfait « électrode-sol » conduit tant à l'apparition des résistances supplémentaires, qu'à la corrosion plus rapide des électrodes (l'accès de l'oxygène atmosphérique vers l'électrode est plus facile);

- la résistance qu'oppose le sol au passage du courant électrique a une valeur qui dépend de l'humidité, du contenu en sels et de la température du sol à la profondeur d'enterrement de la prise (fig. 4.21.).

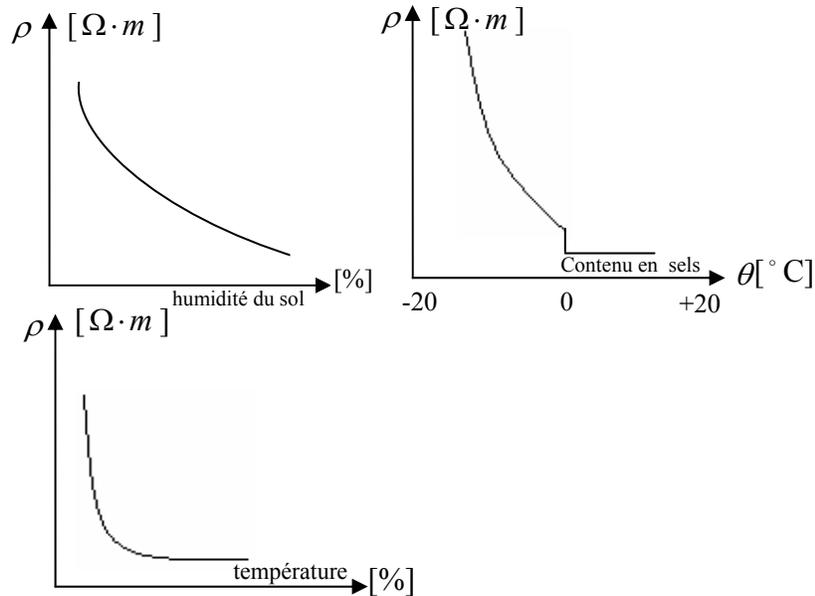


Fig. 4.21. La résistance du sol au passage du courant électrique

Compte tenant de ce que nous venons de dire, par définition, la résistance de dispersion d'une prise de terre est constituée par la résistance que présente le sol au passage du courant électrique par la terre.

À l'exécution des prises de terre on doit respecter les règles suivantes:

- que la prise de terre doit avoir, avec le sol qui l'entoure, une bonne liaison électrique. En ce sens, les électrodes horizontales se disposent dans un sol conducteur sans cailloux, en battant bien la terre après l'enterrement des électrodes. Pour enterrer les électrodes verticales on les tape ou on les presse, en évitant de les faire vibrer;

- les électrodes horizontales, à l'exception de celles destinés à la distribution des potentiels et des électrodes montées en terrain rocheux, seront enterrées à, au moins, 0,8m de la surface du sol, pour diminuer l'influence des facteurs atmosphériques sur la résistivité du sol;

- les électrodes se disposent de telle sorte que les écrannages mutuels soient minimales. La distance minimale entre les électrodes horizontales montées en parallèles (prise multiple horizontale) doit être

de 5m. Aux prises verticales la distance entre les électrodes à des longueurs jusqu'à 3m doit être d'au moins 6m, et aux électrodes de plus de 3m, la distance entre elles sera égale, au moins, à leur longueur;

- les prises de terre multiples horizontales avec plusieurs rayons, auront les rayons uniformément distribués, l'angle d'entre eux étant d'au moins 60°. Les prises annulaires auront le diamètre minimal de 10 m, et pour les prises avec le diamètre de plus de 60m on prévoira plusieurs points de liaison (uniformément distribués) entre la prise et le conducteur principal de mise à terre;

- la longueur en ligne droite, des électrodes horizontales ne doit pas dépasser 100m, parce que l'impédance longitudinale accrue rend inefficace la contribution du surplus de longueur à l'amélioration de la résistance de dispersion. Autour des bâtiments, les électrodes horizontales s'enterrent au moins à 1m du mur;

- les prises de terre ne se disposent pas dans le voisinage des fosses septiques ou chimiques qui accentuent l'action corrosive du sol.

La résistance de dispersion d'une prise de terre singulière horizontale (fig. 4.22.-a) ou verticale (fig. 4.22.-b) se détermine avec les relations:

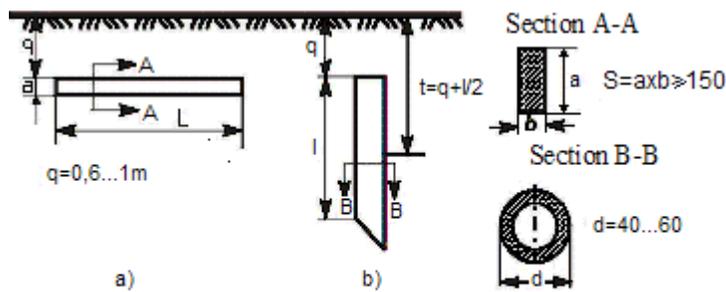


Fig. 4.22. Prise de terre singulière horizontale ou verticale

$$\begin{cases} r_{ph} = 0,366 \frac{\rho}{L} \lg \frac{2L^2}{aq} [\Omega] \\ r_{pv} = 0,366 \frac{\rho}{l} \left[\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+1}{4t-1} \right] [\Omega] \end{cases} \quad (4.77.)$$

La résistance de dispersion théorique d'une prise multiple, constituée de « n » électrodes liées en parallèle et situées à plus de 40 m l'une de l'autre, est donnée par:

$$R_p' = \frac{r_p}{n} \quad (4.78.)$$

Dans la plupart des cas pratiques, les distances entre les électrodes sont bien en dessous de 40 m, les prises singulières s'influencent l'une l'autre non favorablement, la résistance de dispersion réelle (R_p) étant plus grande que la résistance théorique. Vu cela, on définit le coefficient d'utilisation de la prise de terre comme étant le rapport entre la résistance de dispersion théorique et la résistance de dispersion réelle:

$$u = \frac{R'_p}{R_p} \quad (4.79.-a)$$

$$R_p = \frac{r_p}{u \cdot n} \quad (4.79.-b)$$

Les prises de terre à électrodes verticales sont des prises de terre complexe parce que les conducteurs de liaison entre les électrodes, étant enterrées sous terre, contribuent à la diminution de la résistance totale de la prise. Dans le cas des prises de grande surface, auxquelles les électrodes sont disposées sur un contour polygonal, il est nécessaire d'avoir en vue aussi la contribution des conducteurs de liaison (prises horizontales multiples) à la stabilisation de la résistance de dispersion totale de la prise.

Avec ces précisions, la résistance de dispersion d'une prise complexe est:

$$R_p = \frac{R_{pv} \cdot R_{ph}}{R_{pv} + R_{ph}} = \frac{r_{pv} \cdot r_{ph}}{n_h u_h r_{pv} + n_v u_v r_{ph}} \quad (4.80.)$$

où:

u_h , u_v - sont les coefficients d'utilisation de la prise multiple horizontale, respectivement verticale. Ces coefficients ont en vue tant l'écranage entre les prises du même type, que celle entre les deux types de prises;

n_h , n_v - représentent le nombre des électrodes de la prise horizontale, respectivement verticales;

r_{ph} , r_{pv} - sont les résistances de dispersion des prises singulières (rel. 4.77.).

Les valeurs résultées pour R_p doivent être en concordance avec les valeurs normalisées, que la prise de terre soit naturelle ou artificielle.

On mentionne à cette occasion, que pour des prises de terre naturelles on pourrait utiliser:

- les éléments métalliques des constructions en contact avec la terre (directement ou par fondations de béton) comme par exemple: des poteaux et d'autres éléments métalliques assemblés par soudure ou par

des vis, les armatures métalliques des constructions de béton armé en contact avec le sol;

- les colonnes de profondeur des sondes;
- les tuyaux métalliques enterrés sous la terre (pour l'eau, les fluides incombustibles, etc.) dont les éléments isolés (apomètres, etc.) ont été shuntés avec des conducteurs de section standardisée;

- les gaines et les armatures métalliques des câbles souterrains, auxquels on a assuré la continuation dans la zone de la manchonnage. Tous ces éléments naturels des constructions, pour être utilisés comme prises de terre ou conducteurs de liaison doivent accomplir les conditions suivantes:

- avoir une continuité électrique parfaite et présenter, dans l'exploitation, une résistance correspondante aux sollicitations mécaniques et aux actions chimiques;

- présenter une bonne stabilité thermique aux courants électriques possibles;

- accomplir les exigences d'épaisseur et de section normalisées;

- être facilement accessibles et assurer la mise à terre aussi dans le cas d'une défection partielle.

On interdit l'utilisation - en tant que prise de terre naturelle ou que conductrice de mise à terre - des tuyaux pour le transport des combustibles en danger d'exploser.

On admet la liaison des tuyaux technologiques à l'installation de mise à terre, seulement pour l'égalisation des potentiels, en prenant les mesures nécessaires pour shunter, dans les points en danger d'interruption.

Le béton des éléments de construction en béton armé, par humidification en contact avec le sol (humidité absorbée au niveau des capillaires), constitue une prise naturelle, à l'exception des fondations à isolation hydrofuge.

Si la valeur de la résistance de dispersion des éléments naturels ne correspond pas aux valeurs imposées, alors l'installation de mise à terre sera complétée avec des prises artificielles.

Les prises de terre artificielles sont exécutées en acier zingué, avec des sections circulaires, rectangulaires, profilées et les épaisseurs minimales des électrodes et des conducteurs de liaison standardisées.

Dans l'installation de courant continu, les prises de terre artificielles seront protégées avec du manganèse (disposé autour des électrodes) contre l'usure rapide par électroérosion.

Les prises préconisées à être utilisées pendant 4 ans maximum peuvent être exécutées en acier non zingué. Le même matériel peut être adopté aussi pour les prises avec une durée de plus de 4 ans, mais à la

suite d'un calcul technico-économique bien justifié et par la majoration de 50% des dimensions minimales standardisées.

Dans le cas des sols agressifs ($\text{pH} \leq 7$) ou des eaux souterraines qui contiennent du bioxyde de carbone, on utilisera seulement des électrodes d'acier zingué avec la section majorée de 50% par rapport à la section normalisée, et l'épaisseur minimale de la paroi du tuyau étant de 4,5 mm. Si le sol est très agressif, on utilisera des électrodes de cuivre surtout si les électrodes en acier se corrodent rapidement.

On interdit l'exécution des prises de terre avec des électrodes d'acier, d'aluminium ou des électrodes ajoutées par des liaisons non-conductrices ou qui présentent des couvertures isolantes.

4.3.4. Le dimensionnement des installations de protection contre les accidents par électrocution

A. Le calcul des installations de protection par mise à terre nécessite la précision des données initiales suivantes:

- le type du réseau d'alimentation (avec le nul isolé ou mis à terre);
- les récepteurs et les outillages qui seront raccordés à l'installation de mise à terre;
- le type d'équipement de travail utilisé (fixe, mobile ou portatif);
- la catégorie de la place de travail du point de vue du péril d'électrocution.

Avec ces données, le calcul se déroule comme il suit:

- on adopte les tensions de touche et de seuil (pas) maximales admissibles ($U_{a.ad.}$), en fonction du type d'équipement et du lieu de travail;
- on précise les courants de mise à terre (I_p), en fonction du type de réseau de basse tension du consommateur;
- on établit les dimensions constructives des électrodes et on calcule la résistance de dispersion de la prise de terre complexe;

$$R_p = \frac{U_{a.ad.}}{I_p} = \frac{r_{ph} r_{pv}}{n_v U_v r_{ph} + n_h U_h r_{pv}} \quad (4.81.)$$

- on choisit les sections des conducteurs de ramification et les sections de mise à terre;
- on vérifie la stabilité thermique de l'installation de mise à terre:

$$U_p = R_p I_p \leq \sqrt{2\lambda\rho(\theta_{\max} - \theta_0)} [V] \quad (4.82.)$$

où:

U_p - est la tension limite de la prise de terre pour la maintenance de la stabilité thermique, en [V];

λ - est la conductivité thermique moyenne du sol, [W/m. degrés];

ρ - est la résistivité du sol, en [Ω m];

θ_{max} - représente la température maximale admise sur la surface des électrodes de l'installation de mise à terre [$^{\circ}$ C];

θ_0 - représente la température initiale du sol, avant le passage du courant de mise à terre, en degrés [$^{\circ}$ C].

Pour les conducteurs de mise à terre (de ramification, principaux, de liaison à la prise de terre) on impose une température de moins de 200°C dans un milieu à danger d'incendie et de 300°C dans les autres pièces. Les courants maximum admissibles (I_{ad}) des ces conducteurs doivent vérifier l'inégalité:

$$I_{ad} \geq I_p \text{ [A]} \quad (4.83.)$$

B. Le calcul des installations de protection par la mise au nul suppose de parcourir successivement les étapes suivantes:

- on précise le matériel et la section conductrice de nul en fonction de la section des conducteurs de phase ayant en vue le type d'outillage et la catégorie du lieu de travail;

- on détermine le courant de défection par:

$$I_d = U_f / (Z_f + Z_n) \quad (4.84.)$$

où

U - est la tension de phase, [V];

Z_f , Z_n - l'impédance du conducteur de phase, respectivement de nul calculée de l'endroit présumé de la défection (carcasse du moteur, socle de l'outillage) jusqu'au tableau général;

$I_d \geq 1,25 I_{re}$ - a protection assurée par de interrupteurs automatiques;

$I_d \geq k I_{nfSTAS}$ - a protection assurée par des fusibles;

- on calcule la tension de touche jusqu'à la déconnexion de l'équipement:

$$U_a = I_d \cdot Z_n \text{ [V]} \quad (4.85.)$$

On vérifie $U_a \leq U_{a.ad}$. Dans le cas contraire on fait une majoration de la section du conducteur de nul et on refait les calculs;

On dimensionne l'installation supplémentaire de protection qui dans la plupart des cas est une installation de protection par connexion à terre dont la prise de terre doit avoir une résistance de dispersion de maximum:

$$R_p \leq 3,5 \text{ [\Omega]} \quad (4.86.)$$

Comme la résistance des conducteurs principaux et de ramification est d'environ 0,5 ohms, il résulte pour l'installation de connexion à terre une résistance totale de 4 ohms.

4.3.5. La protection contre les électrocutions par déconnexion automatique du secteur défaut

L'introduction de la protection par des relais pour la déconnexion automatique du secteur en défection constitue un pas important dans le perfectionnement des moyens d'évitement des accidents causés par le courant électrique. Le niveau actuel du développement de la protection par des relais ne permet pas son utilisation comme moyen principal utilisé dans le but d'éviter les électrocutions, mais seulement comme une protection de réserve pour couvrir les déficiences de protection par la mise à terre ou au nul.

Les schémas de protection connus peuvent être groupés en deux grandes catégories:

- protections qui agissent à l'apparition des tensions de touche dangereuses (PATT) et assurent la protection contre les accidents par touches indirectes;
- protections qui agissent à l'apparition des courants de défection dangereux (PACD). Cette protection est capable parfois d'assurer aussi la protection contre les touches directes.

A. La protection par déconnexion automatique dans le cas de l'apparition des tensions - dangereuses (PATT)

Par cette protection (*fig. 4.23.*) on a comme but d'éviter la maintenance des tensions de touche dangereuses sur les éléments bons conducteurs d'électricité qui ne font pas partie des circuits des courants de travail, par la déconnexion en maximum 0,2 sec. d'équipement défectueux.

Le relais de protection (d) est connecté entre la carcasse de l'outillage électrique (M) et la prise de terre auxiliaire (R_a), étant soumis à la tension en rapport avec le sol de la carcasse.

Le dispositif de contrôle (DC) permet la vérification tant du bon fonctionnement du schéma, que de la continuité du circuit "carcasse outillage - prise de terre auxiliaire". Ainsi, à l'actionnement du bouton DC il apparaît simultanément une tension de touche sur la carcasse de l'outillage. Le relais de protection travaille et le récepteur est débranché par le déclenchement du contacteur C.

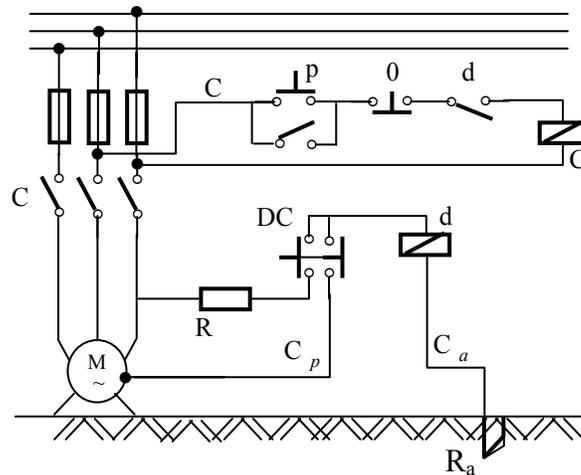


Fig. 4.23. C_p, C_a - conducteur de liaison; DC - dispositif de contrôle; R_a - prise de terre auxiliaire; R - résistance de limitation

Dans les réseaux avec le neutre relié à terre, le courant d'actionnement de la protection est donnée par:

$$I_p = \frac{U_{a.ad.}}{\sqrt{(R + R_a + R_p)^2 + x^2}} \quad [\text{A}] \quad (4.87.)$$

où:

$U_{a.ad.} \leq 40 \text{ V}$ – la tension de touche par rapport à la terre;

R, x - la résistance et la réactance d'enroulement du relais de protection, [Ω];

R_a, R_p - la résistance de la prise de terre auxiliaire, respectivement d'exploitation.

Pour éviter l'écrantage réciproque des deux prises, la distance entre elles sera de plus de 20m.

En général $R_p \ll R_a + R$ et plus la résistance R est grande, moins l'efficacité de la protection dépend de R_a . D'ici il résulte aussi l'avantage essentiel de la protection PATT par rapport aux protections par liaison au nul ou à terre, qui supposent des résistances de fuites très petites.

B. La protection par déconnexion automatique dans le cas de l'apparition des courants de défection dangereux (PACD)

La protection PACD assure la déconnexion très rapide (en approximativement 0.2sec) du secteur ou de l'équipement auquel apparaît un courant de mise à terre supérieur à la valeur maximale admissible. Par l'application de cette protection il est possible:

- d'éviter de maintenir certaines tensions de touche dangereuses sur les éléments bons conducteurs d'électricité, qui se trouvent en contact

avec la terre et qui ne font pas partie du circuit des courants de travail, mais qui peuvent être mis sous tension grâce à l'écoulement à terre d'un courant de défection. La résistance de liaison à terre (R_p) de la carcasse de l'équipement contrôlé par l'installation PACD doit satisfaire:

$$R_p < \frac{U_{a.ad.}}{I_d} \quad (4.88.)$$

où: I_d est le courant de défection auquel réagit la protection;

- d'éviter les accidents par touches directes, si la protection est suffisamment sensible, pour actionner à des valeurs non dangereuses des courants qui s'écoulent par le corps humain. Si le déclenchement de la protection se produit en moins de 0,2 sec. alors la limite maximale du courant d'actionnement auquel est réglée l'installation PACD peut être de 30 mA en courant alternatif.

En général, la protection PACD a à part son rôle d'éviter les accidents par électrocution, a aussi l'avantage économique par lequel sont réduites les pertes d'énergie électrique dues aux fuites de courant inutiles dans la terre. Un autre avantage consiste dans la possibilité de trouver plus rapidement l'endroit où se produit la fuite de courant. A ce que l'on vient de dire on doit ajouter que la déconnexion rapide, à un certain courant limite qui produit seulement un début de détérioration de l'isolation, prévient dans la plupart des cas l'extension de la défection.

Les schémas de protection les plus simples sont ceux qui réagissent à la tension homo polaire, ils sont utilisés dans le cas des réseaux isolés par rapport à la terre et se basent sur le déplacement du point neutre du système triphasé d'alimentation (à basse ou haute tension) quand l'une des phases a son isolation (par rapport à la terre) détériorée. Dans cette situation le système se déséquilibre et le nul du système a un certain potentiel par rapport à la terre.

La deuxième catégorie de schémas PACD est basée sur la comparaison des courants qui passent par les conducteurs d'alimentation des équipements électriques et qui réalisent la protection différentielle.

Les schémas PACD qui actionnent à la tension homo polaire se caractérisent par ce que le relais de protection peut se connecter:

- entre le nul de la source et la terre (*fig. 4.24.-a*);
- entre un nul artificiel et la terre (*fig. 4.24.-b*). Si le nul artificiel est réalisé avec des voltmètres, alors à l'apparition d'une fuite de courant, le voltmètre monté sur la phase détériorée va indiquer une tension comprise entre $0 \dots U_f$, et les deux autres appareils une tension comprise entre $U_f \dots U_1$;

- en série avec les éléments qui forment le nul artificiel (fig. 4.24.-c).

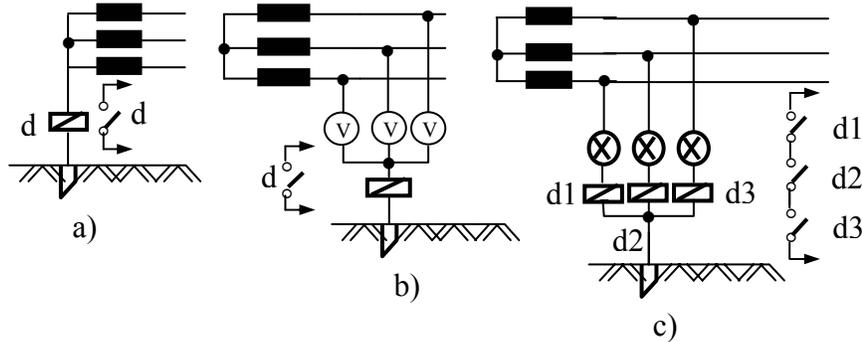


Fig. 4.24.

Dans tous les cas, les contacts de travail du relais de protection (d) sont reliés en série avec l'enroulement de l'interrupteur automatique du réseau et, si "d" travaille, le réseau est déconnecté.

Ces schémas ont un éparpillement relativement réduit, parce que:

- ils endommagent l'isolation par rapport à la terre du réseau à cause des résistances insuffisamment grandes qu'introduisent les éléments utilisés à la réalisation du neutre artificiel ou de ceux connectés entre le nul et la terre;

- les valeurs des courants et des tensions qui déterminent l'actionnement de la protection ne dépendent pas des valeurs absolues des résistances d'isolation des phases, mais dépendent seulement du rapport entre elles. Ainsi, aux détériorations égales de l'isolation des phases par rapport à la terre, le système demeure parfaitement équilibré et la protection ne travaille pas, même si on arrive à un court-circuit triphasé;

- ils ne se prêtent pas à une protection sélective, parce qu'ils mettent hors tension tout le réseau, quelle que soit la zone de défection. Les désavantages susmentionnés sont éliminés par les schémas de protection qui utilisent des courants opératifs (fig. 4.25.). Le principe de fonctionnement de ces installations se base sur l'application, entre les phases du réseau et la terre, d'une tension auxiliaire, indépendante, nommée tension d'opérative qui existe simultanément avec la tension de travail du réseau. Cette tension s'applique à un circuit dans lequel entrent la résistance d'isolation et un relais de protection (d), le courant de ce circuit étant nommé courant opératif.

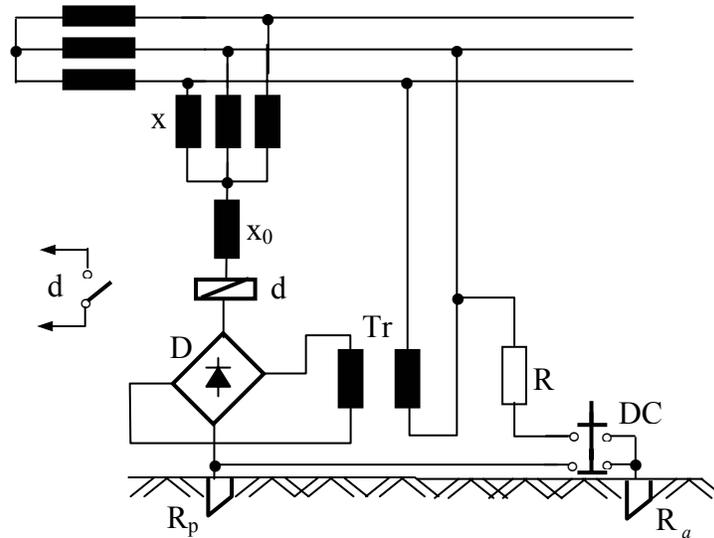


Fig. 4.25.

La protection par le courant opératif a le grand avantage qu'elle peut contrôler tant les valeurs relatives que les valeurs absolues des résistances d'isolation.

La source de tension opérative est une source à courant continu, ce qui fait que la valeur du courant opératif soit déterminée seulement par la résistance d'isolation.

Si la tension opérative était alternative, alors le courant de travail de la protection serait influencé aussi par la capacité du réseau par rapport à la terre.

Pour réduire l'effet des courants capacitifs, entre le nul artificiel (réalisé avec les réactances x) et le redresseur (D), en série avec le relais de protection (d), est intercalée une inductance de filtrage (x_0).

Le schéma présenté (fig. 4.25.) est prévu avec un dispositif de contrôle (DC) dont l'actionnement conduit à une mise à terre artificielle, par une résistance de limitation R. La valeur de cette résistance doit correspondre à la limite maximale admissible du courant opératif auquel le relais de protection est réglé.

À l'exécution de l'installation on doit accorder une grande attention à la liaison à terre car son interruption met la protection hors tension. Le dispositif de contrôle vérifie aussi l'état de cette liaison, parce que la mise à terre artificielle se fait par une prise de terre (R_p) à laquelle on raccorde aussi l'installation de protection.

Les relais de protection avec des courants d'opératifs sont utilisés, en général, pour actionner des interrupteurs des points de transformation ou des points de distribution plus importants car ils permettent un bon contrôle de la résistance d'isolation des réseaux avec le nul isolé.

Les schémas PACD de protection différentielle sont en principe semblables avec ceux utilisés pour la protection des générateurs et des transformateurs contre des dérangements causés par les défections d'isolation. Dans ce sens, si on compare les courants du début et de la fin d'un circuit, leur différence est nulle si l'isolation est correspondante et différente de zéro s'il y a une fuite de courant supplémentaire. Le courant résulté de cette comparaison est utilisé pour l'actionnement du relais de protection qui va commander la déconnexion du réseau de l'équipement défectueux.

Par exemple (*fig. 4.26.*), pour la protection des récepteurs monophasés on contrôle les courants sur les deux conducteurs par

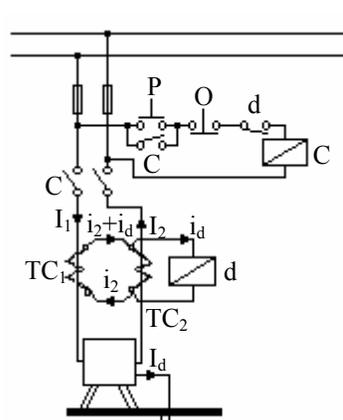


Fig. 4.26.

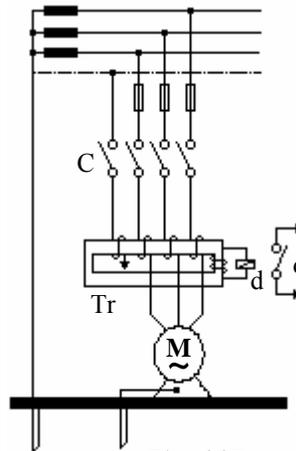


Fig. 4.27.

l'intermédiaire de deux transformateurs de courant dont les enroulements sont reliés en série. Dans la diagonale du pont ainsi formée on relie la bobine du relais de protection.

En cas de défaut, par le primaire d'un transformateur (TC 2) va circuler seulement le courant (I_2) nécessaire au fonctionnement du récepteur, et par l'autre primaire (TC 1), la somme entre le courant de défaut (I_d) et le courant de travail ($I_1 = I_2$). Dans cette situation aux bouts du pont il apparaît une différence de potentiel qui génère dans la bobine du relais de protection un courant (i_d) proportionnel avec le courant de défaut (I_d).

Les schémas de protection différentielle utilisés dans les réseaux triphasés (*fig. 4.27.*) sont réalisés sur le principe de l'utilisation des courants homopolaires. Dans leur structure, les schémas contiennent des relais de courant alimentés par des transformateurs de courant. Si le système triphasé est équilibré, la somme des courants ou des flux magnétiques (le cas de la *fig.4.27.*) est nulle. À l'apparition d'un défaut qui déséquilibre le système triphasé, dans le transformateur de

courant il s'établit un courant, ou un flux, utilisé pour l'actionnement du relais de protection.

La sélectivité de ces schémas est élevée, si chaque outillage a sa propre protection PACD différentielle.

Si on compare les deux types de schémas de protection automatique, on trouve les conclusions suivantes:

- la protection PACD différentielle, à la différence de la protection PATT, est sélective, même si l'outillage protégé est relié au même conducteur de mise à terre auquel sont aussi raccordées les carcasses d'autres outillages;

- les schémas PACD n'ont pas besoin de conducteurs de liaison entre la carcasse de l'outillage et le dispositif de protection;

- les schémas PATA nécessitent une connexion entre la carcasse de l'outillage et la terre, ce qui conduit à des difficultés techniques et économiques. Une connexion à terre de résistance élevée ou interrompue peut engendrer des accidents par électrocution, parce que dans ces situations la protection automatique ne fonctionne pas;

- les protections PATT et PACD sont destinées à compléter les protections principales de prévention des accidents par électrocution par connexion à terre ou/et au nul, mais sans pouvoir les remplacer.

