

Chapitre L

Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Sommaire

1	Énergie réactive et facteur de puissance	L2
	1.1 Nature de l'énergie réactive	L2
	1.2 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive	L2
	1.3 Le facteur de puissance	L3
	1.4 Valeurs courantes du facteur de puissance	L4
2	Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?	L5
	2.1 Diminution de la facture d'électricité	L5
	2.2 Optimisation des choix technico-économiques	L6
3	Comment améliorer le facteur de puissance ?	L7
	3.1 Principes théoriques	L7
	3.2 En utilisant quel équipement ?	L7
	3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique	L9
4	Où installer les condensateurs de compensation ?	L10
	4.1 Compensation globale	L10
	4.2 Compensation partielle	L10
	4.3 Compensation individuelle	L11
5	Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?	L12
	5.1 Méthode générale	L12
	5.2 Méthode simplifiée	L12
	5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA	L12
	5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA	L14
6	Compensation aux bornes d'un transformateur	L15
	6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible	L15
	6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur	L16
7	Compensation des moteurs asynchrones	L18
	7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection	L18
	7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone	L19
8	Exemple d'une installation avant et après compensation	L20
9	Les effets des harmoniques	L21
	9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation	L21
	9.2 Solutions possibles	L21
	9.3 Choisir la solution optimale	L23
10	Mise en œuvre des batteries de condensateurs	L24
	10.1 Composants d'un condensateur	L24
	10.2 Choix des protections, des dispositifs de commande et des connexions	L25

Nota :

Les spécificités des normes et réglementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent deux formes d'énergie :

- l'énergie « active » mesurée en kWh qui est transformée en énergie mécanique (travail), chaleur, lumière, etc,

- l'énergie « réactive » mesurée en kvarh qui prend 2 formes :

- l'une nécessaire et consommée par les circuits inductifs (transformateurs, moteurs, etc.),

- l'autre fournie par les circuits capacitifs (capacité des câbles, batteries de condensateurs, etc.).

1.1 Nature de l'énergie réactive

Tous les appareils et machines à induction (c'est à dire à champs électromagnétiques) convertissent l'énergie fournie par le réseau d'alimentation en énergie mécanique (travail) et chaleurs (pertes). Cette énergie est mesurée par des wattmètres en kWh, et est appelée énergie « active ». Afin de réaliser cette conversion, des champs magnétiques doivent être créés dans la machine, et ces champs sont associés à une autre forme d'énergie à fournir par le réseau d'alimentation appelée énergie « réactive ».

En effet, 2 fois par cycle du réseau d'alimentation, les circuits magnétiques absorbent de l'énergie du réseau (à l'établissement des champs magnétiques) et restituent cette énergie au réseau (à l'extinction des champs magnétiques).

Un phénomène similaire se produit avec des éléments capacitifs en parallèle sur le réseau, telles que capacités des câbles ou batteries de condensateurs, etc. Dans ce cas, l'énergie est stockée électrostatiquement. Les cycles de charge et de décharge des circuits capacitifs se font d'une manière identique à celle des circuits inductifs présentés ci-dessus mais le courant d'un circuit capacitif circule vers la source en complète opposition de phase avec celui d'un circuit inductif. Cette caractéristique est la base sur laquelle est établie la correction du facteur de puissance.

Il faut noter que ces courants réactifs (pour être plus précis, la composante réactive du courant de charge) ne consomment pas de puissance du réseau, mais causent des pertes dans le réseau de transport et de distribution de l'énergie et l'échauffement des conducteurs.

En pratique les composantes réactives des courants des charges dans un réseau sont toujours inductives et, de plus, les impédances des réseaux de transport et de distribution sont à prédominance réactive de type inductif. La somme de tous ces courants inductifs circulant dans une réactance inductive produit la pire des conditions possibles pour la chute de tension (c'est à dire en opposition de phase complète avec le système de tensions).

Pour ces raisons (pertes et chute de tension dans le réseau de transport), les distributeurs d'énergie réduisent la valeur du courant réactif le plus possible.

Les courants réactifs capacitifs produisent l'effet inverse sur les tensions : ils produisent des élévations de tension dans les réseaux de distribution.

La puissance (kW) associée à l'énergie active est représentée habituellement par la lettre P.

La puissance réactive (kvar) est représentée par la lettre Q. La puissance réactive de type inductif est conventionnellement comptée positivement (+Q), la puissance réactive de type capacitif est conventionnellement comptée négativement (-Q).

La puissance apparente S (en kVA) est la somme vectorielle de P et Q (cf. Fig. L1).

Le paragraphe 1.3 montre les relations entre P, Q et S.

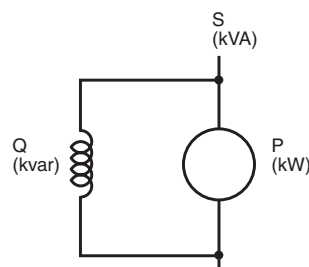


Fig. L1 : Un moteur prélève sur le réseau de l'énergie active P et de l'énergie réactive Q

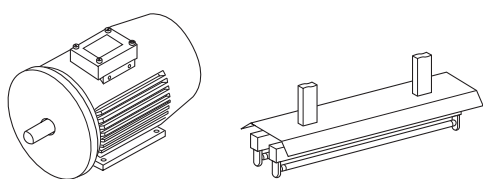
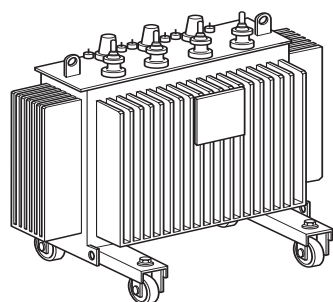


Fig. L2 : Les récepteurs consomment de l'énergie réactive

1.2 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive

Tous les récepteurs fonctionnant en courant alternatif qui comportent des dispositifs électromagnétiques ou des enroulements couplés magnétiquement, consomment plus ou moins des courants réactifs pour créer les flux magnétiques.

Les plus communs de ces récepteurs sont les transformateurs (et les réactances), les moteurs et les lampes à décharge (avec ballasts magnétiques) (cf. Fig. L2).

La proportion de puissance réactive (kvar) par rapport à la puissance active (kW) pour un fonctionnement à pleine charge du récepteur, dépend du type de récepteur :

- 65 à 75 % pour les moteurs asynchrones,
- 5 à 10 % pour les transformateurs.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Plus le facteur de puissance est proche de 1, plus les pertes du fournisseur et du consommateur sont réduites.

1.3 Le facteur de puissance

Définition du facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en kW) et la puissance apparente (en kVA).

Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul récepteur, ou un ensemble de récepteurs (par exemple, une installation électrique complète), est donnée par le rapport P/S soit des kW divisés par des kVA à un instant donné.

$$PF = P \text{ (kW)} / S \text{ (kVA)}$$

La plage des valeurs du facteur de puissance est [0, 1].

Si les courants et les tensions sont parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au $\cos \varphi$.

Un facteur de puissance proche de l'unité signifie que l'énergie réactive est faible comparée à l'énergie active, en revanche une valeur faible, proche de zéro, indique la condition inverse.

Représentation graphique à partir des puissances

- Puissance active P (en kW).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $P = V I \cos \varphi$.
- Monophasé (phase à phase) : $P = U I \cos \varphi$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $P = \sqrt{3} U I \cos \varphi$.
- Puissance réactive Q (en kvar).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $Q = V I \sin \varphi$.
- Monophasé (phase à phase) : $Q = U I \sin \varphi$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi$.
- Puissance apparente S (en kVA).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $S = V I$.
- Monophasé (phase à phase) : $S = U I$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $S = \sqrt{3} U I$

avec :

V = tension entre phase et neutre

U = tension entre phases

I = courant ligne

φ = angle entre les vecteurs V et I.

Vecteurs tension et courant, et diagramme des puissances

La représentation graphique du « vecteur » puissance est un artifice utile dérivé de la représentation graphique réelle (diagramme de Fresnel) des vecteurs courants et tensions, soit :

- Les tensions du réseau d'alimentation sont prises comme vecteurs et quantités de référence. Dans l'hypothèse d'une charge triphasée équilibrée, seulement une phase est considérée pour la représentation graphique des puissances (diagramme des puissances).
- Le vecteur tension (V), référence de phase, est colinéaire avec l'axe horizontal, et le vecteur courant (I) de cette phase est, pour pratiquement toutes les charges alimentées, en retard sur la tension d'un angle φ .
- La composante de I qui est en phase avec V est la composante « active » de I et est égale à $I \cos \varphi$, tandis que $VI \cos \varphi$ représente la puissance active (en kW si I est exprimé en A et V exprimé en kV)
- La composante de I qui est en retard de 90° par rapport à la tension V est la composante réactive du courant et est égale à $I \sin \varphi$, tandis que $VI \sin \varphi$ représente la puissance réactive (en kvar si I est exprimé en A et V exprimé en kV)
- Si le vecteur I est multiplié par V, alors le module de VI est égal à la puissance apparente (en kVA si I est exprimé en A et V exprimé en kV).

La relation simple entre P, Q et S est donnée par la formule : $S^2 = P^2 + Q^2$

Les puissances calculées (kW, kvar et kVA) sont à multiplier par 3 pour avoir les puissances consommées et faire le calcul du facteur de puissance pour une charge triphasée, comme indiqué en **Figure L3**.

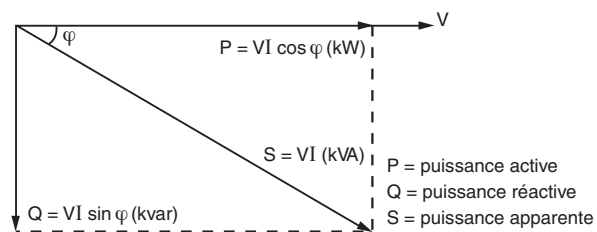


Fig. L3 : Diagramme de puissance

L3

(*) avec des charges équilibrées ou quasi équilibrées.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Exemple de calcul des puissances (cf. Fig. L4)

Type de circuit	Puissance apparente S (kVA)	Puissance active P (kW)	Puissance réactive Q (kvar)
Monophasé (phase et neutre)	$S = VI$	$P = VI \cos \varphi$	$Q = VI \sin \varphi$
Monophasé (phase à phase)	$S = UI$	$P = UI \cos \varphi$	$Q = UI \sin \varphi$
Exemple Récepteur 5 kW $\cos \varphi = 0.5$	10 kVA	5 kW	8.7 kvar
Triphasé 3 câbles ou 3 câbles + neutre	$S = \sqrt{3} UI$	$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$
Exemple Moteur $P_n = 51$ kW $\cos \varphi = 0.86$ $\eta = 0.91$ (rendement)	65 kVA	56 kW	33 kvar

Fig. L4 : Exemple de calcul des puissances active et réactive

La tangente φ

Certaines factures d'électricité (exemple : abonné tarif vert) indiquent la valeur de $\tan \varphi$.

$$\tan \varphi = \frac{\text{énergie réactive}}{\text{énergie active}} = \frac{Q \text{ (kvar)}}{P \text{ (kW)}}$$

Ce rapport illustre l'énergie réactive que le distributeur doit livrer pour fournir une puissance active donnée.

Une faible valeur de $\tan \varphi$ correspond à une installation optimisée.

1.4 Valeurs courantes du facteur de puissance

Le calcul des puissances de l'exemple du tableau de la Figure L4 est le suivant :

P_n = puissance disponible sur l'arbre = 51 kW

P = puissance active consommée

$$P = \frac{P_n}{\eta} = \frac{51}{0,91} = 56 \text{ kW}$$

S = puissance apparente

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{56}{0,86} = 65 \text{ kVA}$$

De sorte que, en se référant au diagramme de la Figure L5 ou en utilisant une calculatrice, la valeur de la $\tan \varphi$ correspondant à un $\cos \varphi$ de 0,86 est égale à 0,59. $Q = P \tan \varphi = 56 \times 0,59 = 33$ kvar (voir le tableau de la Figure L15).

Variante du calcul

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{65^2 - 56^2} = 33 \text{ kvar}$$

Le tableau de la Figure L6 indique les valeurs moyennes du facteur de puissance pour les équipements et les appareils les plus couramment utilisés.

Equipements et appareils	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
■ Moteur chargé à	0 %	5,80
■ Moteur asynchrone ordinaire	25 %	1,52
	50 %	0,94
	75 %	0,75
	100 %	0,62
■ Lampes à incandescence	1,0	0
■ Lampes fluorescentes (non compensées)	0,5	1,73
■ Lampes fluorescentes (compensées)	0,93	0,39
■ Lampes à décharge	0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
■ Fours à résistance	1,0	0
■ Fours à induction avec compensation intégrée	0,85	0,62
■ Fours à chauffage diélectrique	0,85	0,62
■ Machines à souder à résistance	0,8 à 0,9	0,75 à 0,48
■ Postes statiques monophasés de soudage à l'arc	0,5	1,73
■ Groupes rotatifs de soudage à l'arc	0,7 à 0,9	1,02 à 0,48
■ Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc	0,7 à 0,8	1,02 à 0,75
■ Fours à arc	0,8	0,75

Nota : La compensation d'un appareil consiste à améliorer son facteur de puissance au moyen de condensateurs qui sont sources d'énergie réactive.

Fig. L6 : Valeurs de $\cos \varphi$ et $\tan \varphi$ pour les appareils courants

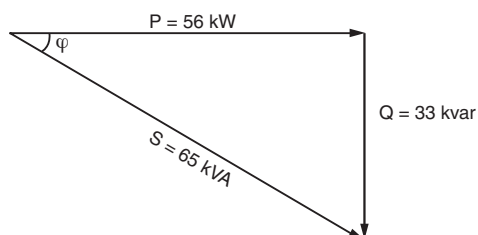


Fig. L5 : Exemple de calcul de P, Q, S et $\cos \varphi$

2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages d'ordre économique et technique et permet de réduire la facture d'électricité.

2.1 Diminution de la facture d'électricité

Une bonne gestion de la consommation d'énergie réactive apporte de réels gains économiques.

Les calculs sont basés sur une structure tarifaire actuellement en vigueur dans les pays européens, conçue pour encourager les consommateurs à minimiser leur consommation d'énergie réactive.

En France, ce principe de tarification est applicable pour les branchements supérieurs à 250 kVA :

- du 1^{er} novembre au 31 mars,
- tous les jours sauf le dimanche,
- de 6 heures à 22 heures.

L'installation de batteries de condensateurs pour améliorer le facteur de puissance de l'installation permet de réduire la facture d'électricité en maintenant le niveau de la consommation de puissance réactive en dessous d'une valeur définie contractuellement avec le fournisseur d'énergie. Dans cette tarification particulière, l'énergie réactive est payée suivant la valeur du critère $\tan \varphi$.

Comme indiqué précédemment :

$$\tan \varphi = \frac{Q \text{ (kvarh)}}{P \text{ (kWh)}}$$

Le distributeur d'énergie fournit l'énergie réactive gratuitement (ou à un tarif réduit) :

- si l'énergie réactive représente moins de 40 % de l'énergie active ($\tan \varphi < 0,4$) pendant une tranche maximale de 16 heures par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période tarifaire la plus chargée (souvent en hiver, période heures pleines d'hiver),
- sans limitation durant les périodes les moins chargées, période heures creuses d'hiver et le reste de l'année (périodes d'heures pleines d'été ou heures creuses d'été).

Note : Des découpages tarifaires complémentaires, incluant notamment des «heures de pointe», etc., peuvent être ajoutées suivant le contrat : l'objectif du fournisseur d'énergie est de toujours facturer les kvarh fournis au-delà d'une certaine valeur (contractuelle) à un tarif plus élevé (appelé assez couramment «pénalités»).

Pendant les périodes⁽¹⁾ de limitation («heures de pointe»), la consommation d'énergie réactive dépassant 40 % de l'énergie active (soit $\tan \varphi > 0,4$) est facturée mensuellement au tarif courant.

Donc la quantité d'énergie réactive facturée durant cette période est :

kvarh (à facturer) = kWh x ($\tan \varphi - 0,4$) avec :

- kWh est l'énergie active consommée durant la période de limitation,
- kWh x $\tan \varphi$ est l'énergie réactive totale durant la période de limitation,
- kWh x 0,4 est l'énergie réactive fournie gratuitement pendant une période de limitation.

La $\tan \varphi = 0,4$ correspond à un facteur de puissance de 0,93.

Si des mesures sont prises pour assurer que durant les périodes de limitation le facteur de puissance ne descend pas au dessous de 0,93, l'exploitant n'aura rien à payer pour sa consommation d'énergie réactive.

En regard du gain économique dû à la diminution de sa facture, l'exploitant doit inscrire au bilan les coûts :

- d'achat, d'installation et de maintenance :
- des condensateurs de compensation,
- des équipements associés : appareils de commande, équipement de régulation automatique (si différents niveaux de compensation sont nécessaires).
- des consommations supplémentaires de kWh induites par les pertes diélectriques des capacités, etc.

Le bilan peut faire apparaître qu'il est plus économique de réaliser seulement une compensation partielle du fait que, dans ce cas, le coût des consommations d'énergie réactive à payer est plus économique que le coût généré par une compensation à 100 %.

L5

(1) Une période de limitation correspond à la durée journalière de 06 h 00 à 22 h 00.

L'amélioration du facteur de puissance permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation.

2.2 Optimisation des choix technico-économiques

Un facteur de puissance élevé permet l'optimisation des composants d'une installation. Le surdimensionnement de certains équipements peut être évité, mais pour obtenir le meilleur résultat, le raccordement des capacités devra être réalisé au plus près des charges inductives.

Diminution de la section des câbles

La **Figure L7** montre l'accroissement de la section des câbles pour un facteur de puissance diminuant de 1 à 0,4 pour la même énergie active fournie.

Facteur multiplicateur de la section des conducteurs (câbles)	1	1,25	1,67	2,5
cos φ	1	0,8	0,6	0,4

Fig. L7 : Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction du cos φ

Diminution des pertes en ligne

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté et sont mesurées par les compteurs d'énergie active (kWh) de l'installation. La diminution de 10 %, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20 %.

Réduction de la chute de tension

L'installation de condensateurs de compensation permet de réduire voire d'éliminer la circulation de courants réactifs (inductifs) dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou élimine les chutes de tension.

Note : Une surcompensation produira une élévation de tension au niveau des capacités.

Augmentation de la puissance disponible

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fourni par le transformateur d'alimentation et, de ce fait, permet d'alimenter des charges supplémentaires. En pratique, en cas d'extension d'une installation, il peut être moins onéreux⁽¹⁾ d'augmenter le facteur de puissance que de remplacer le transformateur existant.

Cette approche est développée au sous chapitre 6.

(1) En plus des autres gains, mentionnés précédemment, réalisés grâce à une valeur élevée du facteur de puissance.

3 Comment améliorer le facteur de puissance ?

Améliorer le facteur de puissance d'une installation consiste à installer une batterie de condensateurs qui agit en tant que source d'énergie réactive. Cette disposition s'appelle la compensation de l'énergie réactive de l'installation.

3.1 Principes théoriques

Une charge inductive avec un facteur de puissance de faible valeur nécessite que le réseau en amont, les génératrices et le réseau de transport, lui fournissent un courant réactif inductif (en retard de 90° par rapport au système de tensions) ce qui génère, comme indiqué au paragraphe 1.1, des pertes en ligne et des chutes de tension importantes. Si une batterie de condensateurs est installée en parallèle sur la charge, son courant réactif (capacitif) suivra le même chemin que le courant réactif (inductif) de la charge dans le réseau en amont : les 2 courants s'additionnent dans le réseau amont. Comme indiqué dans le sous paragraphe 1.1, le courant capacitif I_c (qui est en avance de 90° par rapport au système de tensions) de la batterie de condensateurs est en opposition de phase avec le courant inductif I_L (qui est en retard de 90° par rapport au système de tension) et, par suite, les 2 courants s'additionnant dans le réseau amont l'intensité du courant réactif amont résultant sera fortement réduit voir annulé si les courants I_c et I_L sont égaux ($I_c = I_L$).

La Figure L8 (a) et (b) indique la circulation des composantes réactives des courants.

Sur la figure :

R représente la somme des composantes actives des charges,

L représente la somme des composantes réactives (inductives) des charges,

C représente la composante réactive (capacitive) de la batterie de condensateurs de compensation.

Comme l'indique le schéma (b) de la Figure L8, la batterie de condensateurs semble fournir toute l'énergie réactive à la charge.

Dans le schéma (c) de la Figure L8, la composante active du courant a été ajoutée et montre une charge entièrement compensée ayant un facteur de puissance égal à 1.

En général il n'est pas économique de compenser entièrement une installation.

La Figure L9 reprend le diagramme de la figure L3 pour illustrer le principe de compensation partielle par réduction de la puissance réactive importante Q d'une installation à une valeur plus faible Q' au moyen d'une batterie de condensateurs de puissance réactive Q_c . Par suite, la valeur de la puissance apparente de l'installation S a été réduite à la valeur S'.

Exemple :

Un moteur consomme 100 kW avec un facteur de puissance de 0,75 (c'est-à-dire $\tan \varphi = 0,88$). Pour augmenter le facteur de puissance à 0,93 (c'est-à-dire $\tan \varphi = 0,4$), la puissance réactive de la batterie de condensateurs doit être : $Q_c = 100 (0,88 - 0,4) = 48$ kvar.

Le niveau de compensation à choisir et le dimensionnement de la batterie de condensateurs dépendent des particularités de l'installation. Les facteurs nécessitant une attention particulière sont expliqués pour le cas général au paragraphe 5, pour l'application transformateur au paragraphe 6 et pour l'application moteur au paragraphe 7.

Note : avant d'engager un projet de compensation, certaines précautions doivent être prises. Le surdimensionnement d'un moteur, de même que son fonctionnement à vide, doit être évité. Dans ce dernier cas, de l'énergie réactive est consommée par le moteur ce qui se traduit par un facteur de puissance de valeur très faible ($\approx 0,17$).

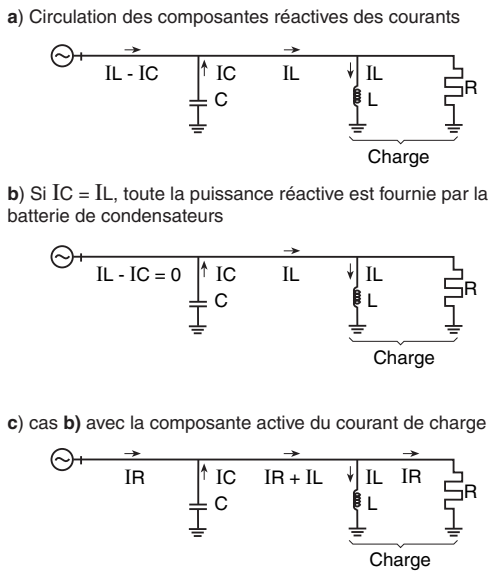


Fig. L8 : Modifications des courants consécutives à l'amélioration du facteur de puissance

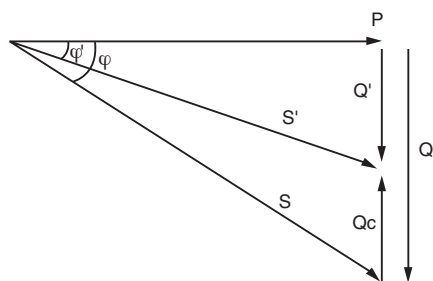


Fig. L9 : Schéma de principe de la compensation : $Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$

3.2 En utilisant quel équipement ?

Compensation en BT

En basse tension, la compensation est réalisée par :

- des condensateurs fixes,
- des équipements de régulation automatique, ou des batteries de condensateurs qui permettent un ajustement continu aux besoins de l'installation.

Note : quand la puissance réactive de compensation installée dépasse 800 kvar, et si la charge est continue et stable, il est souvent plus économique d'installer des batteries de condensateurs en moyenne tension.

La compensation d'énergie réactive peut se faire avec des condensateurs fixes.

Condensateurs fixes (cf. Fig. L10)

Ces condensateurs sont d'une puissance unitaire constante et leur mise en œuvre peut être :

- manuelle : commande par disjoncteur ou interrupteur,
- semi-automatique : commande par contacteur,
- directe : asservie aux bornes d'un récepteur.

Ils s'utilisent :

- aux bornes des récepteurs de type inductif (moteurs et transformateurs),
- sur un jeu de barres où se trouvent de nombreux petits moteurs dont la compensation individuelle serait trop coûteuse,
- dans le cas où la fluctuation de charge est faible.



Fig. L10 : Exemple de condensateurs fixes

La compensation d'énergie réactive se fait le plus souvent par batterie de condensateurs à régulation automatique.

Batteries de condensateurs à régulation automatique (cf. Fig. L11)

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos \varphi$ désiré et imposé en permanence.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée ou la puissance active varient dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT,
- pour les gros départs.



Fig. L11 : Exemple de batterie à régulation automatique

L8

3 Comment améliorer le facteur de puissance ?

Les batteries de régulation automatique permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Principe et intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kvar.

Un relais varmétrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermetures des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varmétrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la **Figure L12**.

L'équipement Varsset Fast est une batterie de condensateurs de compensation à régulation automatique incluant un contacteur statique (thyristors) au lieu d'un contacteur. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires.

Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique :

- réponse immédiate à toute variation du facteur de puissance (le temps de réponse est de 2 ms à 40 ms selon l'option de régulation,
- nombre illimité d'opérations,
- élimination des phénomènes transitoires liés à la fermeture/ouverture des contacteurs sur les condensateurs,
- fonctionnement totalement silencieux.

En gérant la compensation au plus près des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements.

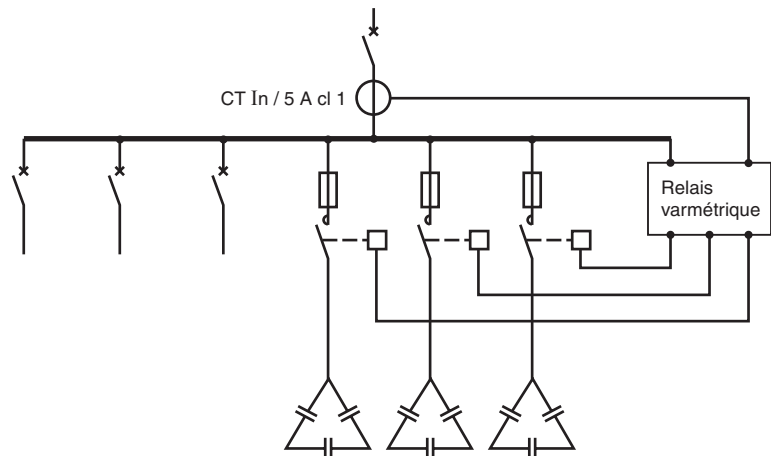


Fig. L12 : Principe de la compensation automatique d'une installation

3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique

Règle générale

Si le dimensionnement en kvar des condensateurs est $\leq 15\%$ du dimensionnement du transformateur, une compensation à une valeur fixe est appropriée. Au-delà de 15% il est conseillé d'installer une batterie de condensateurs à régulation automatique.

La position des condensateurs dans l'installation indique le mode de compensation choisi qui peut être :

- global (en tête de l'installation),
- partiel (sur une ou plusieurs parties de l'installation),
- individuel (individuellement au niveau d'un récepteur),
- ou une combinaison des 2 derniers modes.

En pratique, les critères technico-économiques déterminent le choix.

L9

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

4.1 Compensation globale (cf. Fig. L13)

Principe

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

Intérêt

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 facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert),
- diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune),
- soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

Remarques

- Le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs.
- Les pertes par effet Joule (kWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées.

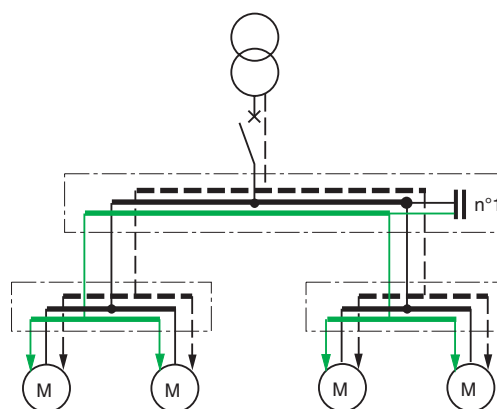


Fig. L13 : Compensation globale

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

4.2 Compensation partielle (cf. Fig. L14)

Principe

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée (cf. Fig. L14). Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notamment au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour lesquels la compensation est réalisée.

Avantages

La compensation partielle de l'installation :

- réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées,
- soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire,
- permet
 - de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire,
 - ou d'ajouter des charges supplémentaires,
- réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.

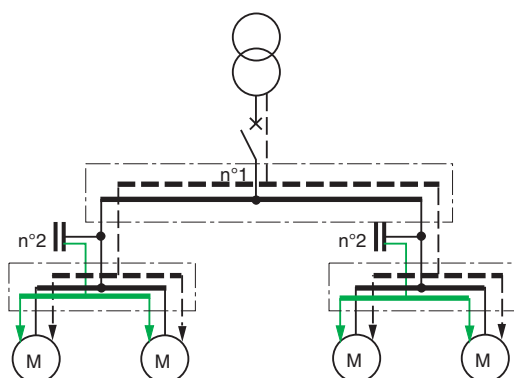


Fig. L14 : Compensation partielle

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

Commentaires

- Les courants réactifs circulent toujours dans les départs du tableau jusqu'aux charges.
- Pour les raisons citées ci avant, la compensation partielle n'améliore ni le dimensionnement, ni les pertes en ligne de ces départs.
- Si de larges variations de charges se produisent, un risque de surcompensation et, par conséquent, de surtension est toujours à considérer.

Une compensation individuelle est à envisager dès que la puissance du récepteur (en particulier d'un moteur) est significative par rapport à la puissance de l'installation.

4.3 Compensation individuelle

Principe

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur, voir au paragraphe 7). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

Le dimensionnement en kvar de la batterie de condensateurs est de l'ordre de 25 % de la puissance nominale (kW) du moteur. Une compensation complémentaire en tête de l'installation (transformateur) peut être aussi économiquement intéressante.

Avantages

La compensation individuelle réduit :

- les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- la puissance apparente consommée (en kVA),
- la section des câbles et les pertes en ligne.

Commentaires

- Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

5.1 Méthode générale

Bilan de la puissance réactive à la conception

Ce bilan peut être fait de la même façon que celui réalisé pour la puissance active au chapitre A. Il est ainsi possible de déterminer les puissances actives et réactives consommées à chaque niveau de l'installation.

Optimisation technico-économique (pour une installation existante)

Pour déterminer la puissance d'une batterie de condensateurs pour une installation existante, il est nécessaire de prendre en compte les informations suivantes :

- factures d'électricité avant l'installation de la batterie,
- factures prévisionnelles d'électricité après l'installation de la batterie,
- coûts :
 - d'achats des condensateurs et de l'équipement de commande (contacteurs, relais, armoires, etc.),
 - d'installation et de maintenance,
 - des pertes diélectriques supplémentaires dans les condensateurs, versus les réductions de pertes dans les câbles, le transformateur, etc. ... après l'installation des condensateurs.

Plusieurs méthodes simplifiées appliquées à une tarification typique (courante en Europe) sont indiquées dans les paragraphes 5.3 et 5.4.

5.2 Méthode simplifiée

Principe général

Un calcul très approché peut suffire.

Il consiste à considérer que le $\cos \varphi$ d'une installation est en moyenne 0,8 (en retard) sans compensation. On considère qu'il faut « relever » le facteur de puissance à $\cos \varphi = 0,93$ pour supprimer les pénalités et compenser les pertes usuelles en énergie réactive de l'installation.

Pour « relever » ainsi le $\cos \varphi$ le tableau de la **Figure L15** en page suivante indique que pour passer de $\cos \varphi = 0,8$ à $\cos \varphi = 0,93$, il faut fournir 0,355 kvar par kW de charge.

La puissance de la batterie de condensateurs à installer (en tête d'installation) est de ce fait :

$$Q \text{ (kvar)} = 0,355 \times P \text{ (kW)}.$$

Cette approche simple permet une détermination rapide des condensateurs à installer, que ce soit en mode global, partiel ou individuel.

Exemple

Comment augmenter le facteur de puissance d'une installation de 666 kVA de 0,75 à 0,93 ?

La puissance active consommée est $666 \times 0,75 = 500$ kW.

Sur la **Figure L15**, l'intersection de la ligne $\cos \varphi = 0,75$ (avant compensation) avec la colonne $\cos \varphi = 0,93$ (après compensation) indique une valeur de 0,487 kvar de compensation par kW de charge.

Pour une puissance de charge de 500 kW, la puissance de la batterie de compensation est de $500 \times 0,487 = 244$ kvar.

Note: la méthode est valable quel que soit le niveau de tension.

5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA

Dans le cas de certains types de tarification (les plus courants), l'examen de plusieurs factures couvrant la période la plus chargée de l'année permet de déterminer le niveau de la compensation requise pour éviter les pénalités de dépassement.

La méthode suivante permet de dimensionner une batterie de condensateurs de compensation en se basant sur la facturation détaillée, quand la structure tarifaire correspond (ou est similaire) à celle décrite dans le sous paragraphe 2.1.

Cette méthode détermine la compensation minimale requise pour éviter les "pénalités" dues à la consommation de kvarh.

Le retour sur investissement d'une batterie de condensateurs de compensation et des équipements associés est généralement de dix huit mois.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

Avant compensation		Puissance de condensateur en kvar à installer par kW de charge pour relever le facteur de puissance $\cos \varphi$ ou $\tan \varphi$, à une valeur donnée													
tan φ	cos φ	à une valeur donnée													
		tan φ	0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
		cos φ	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40		1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41		1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,082	2,225
2,16	0,42		1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43		1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44		1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45		1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,628	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46		1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47		1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48		1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49		1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50		0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,936	1,087	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52		0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53		0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55		0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56		0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57		0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58		0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59		0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60		0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61		0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64		0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65		0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,027	1,169
1,14	0,66		0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69		0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,901	1,043
1,02	0,70		0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,769	0,811	0,872	1,014
0,99	0,71		0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,844	0,986
0,96	0,72		0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,815	0,957
0,94	0,73		0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,788	0,930
0,91	0,74		0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,761	0,903
0,88	0,75		0,132	0,282	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,734	0,876
0,86	0,76		0,105	0,255	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77		0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,681	0,823
0,80	0,78		0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,655	0,797
0,78	0,79		0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,628	0,770
0,75	0,80			0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,602	0,744
0,72	0,81			0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,576	0,718
0,70	0,82			0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,550	0,692
0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,524	0,666
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,498	0,640
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,411	0,472	0,614
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,451	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,425	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,396	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,370	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,342	0,484

- Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.2
- Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.4

L13

Fig. L15 : Puissance de condensateur (kvar) à installer par kW de charge, pour augmenter le facteur de puissance de l'installation

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

La procédure à suivre est détaillée ci-après :

- analyser les factures de consommation des 5 mois d'hiver (période « heures pleines d'hiver » définie au paragraphe 2.1).

Note : dans les pays tropicaux, les mois d'été peuvent être considérés comme la période la plus chargée et/ou avec les pointes de consommation les plus fortes (du fait de l'utilisation intensive de climatiseurs). Par conséquent les périodes de haute tarification peuvent se situer durant cette saison. L'exemple ci-après considère les conditions de haute tarification en hiver.

- sur la facture, identifier la ligne indiquant l'énergie réactive consommée et les kvarh induisant des pénalités. Choisir les factures qui indiquent le niveau le plus élevé de pénalités (après avoir vérifié qu'il ne s'agit pas d'une situation exceptionnelle).

Par exemple : 15 966 kvarh en janvier.

- Évaluer la durée totale de fonctionnement de l'installation pour ce mois, par exemple : 220 heures (22 jours x 10 h). Les heures qui doivent être décomptées sont les heures de fonctionnement qui ont lieu durant les « heures pleines » de la période la plus chargée. Les périodes sont indiquées dans les documents tarifaires et sont (le plus souvent) pendant une durée maximale de 16 heures, "heures pleines", par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période la plus chargée. En dehors de ces périodes, aucune pénalité n'est demandée quelle que soit la consommation de kvarh.

- La valeur à retenir pour le calcul des batteries de compensation est déduite par la formule en kvar : $Q_c = \text{kvarh payés} / \text{nombre d'heures de fonctionnement}^{(1)}$.

- La batterie de compensation installée est généralement légèrement surdimensionnée par rapport à la batterie calculée.

Certains constructeurs peuvent proposer des « règles simples » faites en particulier pour faciliter ce type de calcul, selon des tarifications spécifiques. Ces dispositifs et les documentations associées proposent des équipements adaptés et des schémas de contrôle, ainsi que des informations de mise en garde sur les contraintes imposées par les harmoniques de tension existants sur le réseau électrique. De telles tensions requièrent un surdimensionnement des condensateurs (en terme de dissipation calorifique, de dimensionnement en tension et courant) et/ou des inductances de filtrage des harmoniques ou des filtres.

5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA

Pour les consommateurs dont le tarif est basé sur un coût forfaitaire pour une puissance (en kVA) souscrite, plus un coût par kWh consommé, il est évident qu'une réduction de la puissance souscrite est profitable. Le schéma de la **Figure L16** montre comment l'amélioration du facteur de puissance permet de réduire la puissance apparente consommée pour une puissance active donnée P (en kW). Dans ce cas, l'amélioration du facteur de puissance a pour but (en plus des autres avantages déjà mentionnés) de réduire le niveau de la puissance apparente (en kVA) souscrite et de ne pas le dépasser, c'est à dire éviter la facturation de kVA à un prix excessif lors d'un dépassement et/ou le déclenchement du disjoncteur de branchement. Le tableau de la Figure L15 indique la valeur de la batterie de compensation en kvar par kW consommé à installer pour augmenter le facteur de puissance d'une valeur donnée à la valeur requise.

Exemple :

Un supermarché a déclaré une puissance de 122 kVA avec un facteur de puissance de 0,7 en retard soit une puissance active de 85,4 kW.

Le contrat spécifique pour cet abonné est basé sur une puissance souscrite (en kVA) par palier, soit :

- ≤ 108 kVA, par paliers de 6 kVA,
- > 108 kVA, par paliers de 12 kVA.

Dans le cas considéré, l'abonné paye initialement pour une puissance souscrite de 132 kVA (car 120 kVA < 122 kVA < 132 kVA).

En se référant au tableau de la Figure L15, une batterie de condensateur de 60 kvar, fait passer le facteur de puissance de 0,7 à 0,95 ($0,691 \times 85,4 = 59$ kvar dans le tableau). La puissance souscrite (en kVA) devient alors $\frac{85,4}{0,95} = 90$ kVA, soit une diminution de 30 %.

Pour des tarifications à 2 postes, partiellement basées sur la puissance souscrite (en kVA), le schéma de la **Figure L17** permet de déterminer les kvar de la compensation nécessaire pour réduire la valeur de la puissance souscrite et de ne pas la dépasser.

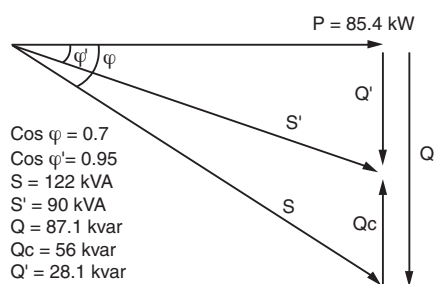


Fig. L16 : Réduction de la puissance souscrite (kVA) par amélioration du facteur de puissance

(1) Pour le mois de facturation pendant la période pour laquelle l'énergie réactive (kvarh) est taxée (dans le cas de l'exemple ci-dessus) $Q_c = \frac{15,996 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

L'installation d'une batterie de condensateurs peut éviter le changement du transformateur lors d'une extension.

6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible

Une démarche similaire à celle développée pour réduire la puissance souscrite (en kVA) c'est à dire accroître le facteur de puissance de la charge comme décrit au paragraphe 5.4, permet d'augmenter la capacité d'un transformateur c'est à dire d'augmenter la puissance active (kW) disponible.

Dans certains cas, le remplacement d'un transformateur par un nouveau plus puissant pour pouvoir alimenter une augmentation de la charge, peut être évité en améliorant le facteur de puissance. Le tableau de la **Figure L17** indique la puissance active (kW) disponible d'un transformateur à pleine charge pour différentes valeurs du facteur de puissance. Une augmentation de la puissance active disponible peut être obtenue par un accroissement de la valeur du facteur de puissance.

tan φ	cos φ	Puissance nominale du transformateur (en kVA)											
		100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,00	1	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,20	0,98	98	157	245	309	392	490	617	784	980	1225	1568	1960
0,29	0,96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1200	1536	1920
0,36	0,94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1175	1504	1880
0,43	0,92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1150	1472	1840
0,48	0,90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1125	1440	1800
0,54	0,88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1100	1408	1760
0,59	0,86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1075	1376	1720
0,65	0,84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1050	1344	1680
0,70	0,82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1025	1312	1640
0,75	0,80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1000	1280	1600
0,80	0,78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1248	1560
0,86	0,76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1216	1520
0,91	0,74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1184	1480
0,96	0,72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1152	1440
1,02	0,70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1120	1400

Fig. L17 : Puissance active en kW que peut débiter un transformateur à pleine charge en fonction du facteur de puissance

L15

Exemple : (cf. Fig. L18)

Une installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA qui fournit une puissance active $P_1 = 450$ kW sous un $\cos \varphi$ moyen de 0,8.

$$\text{(puissance apparente } S_1 = \frac{450}{0,8} = 562 \text{ kVA)}$$

$$\text{(puissance réactive } Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 337 \text{ kvar)}$$

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire : $P_2 = 100$ kW avec un $\cos \varphi$ de 0,7.

$$\text{(puissance apparente } S_2 = \frac{100}{0,7} = 143 \text{ kVA)}$$

$$\text{(puissance réactive } Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 102 \text{ kvar)}$$

Quelle est la puissance minimale de la batterie de condensateurs à installer pour éviter le remplacement du transformateur ?

- Puissance active totale à fournir :

$$P = P_1 + P_2 = 550 \text{ kW}$$

- Puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA :

$$Q_m = \sqrt{S^2 - P^2} \quad Q_m = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kvar}$$

- Puissance réactive totale à fournir à l'installation avant compensation :

$$Q_1 + Q_2 = 337 + 102 = 439 \text{ kvar}$$

- D'où la puissance minimale de la batterie à installer :

$$Q_{\text{kvar}} = 439 - 307 = 132 \text{ kvar}$$

A noter que le calcul a été fait sans tenir compte des pointes de puissance et de leur durée. Au mieux on effectuera une compensation totale ($\cos \varphi = 1$), ce qui permettra d'avoir une réserve de puissance de $630 - 550 = 80$ kW, la batterie de condensateurs à installer sera alors de 439 kvar calculés ci-dessus.

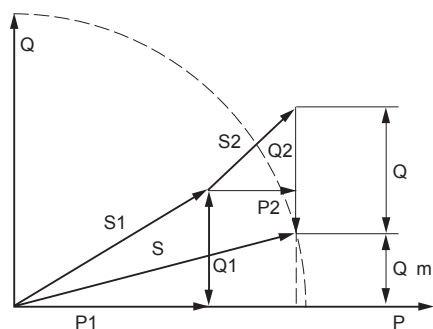


Fig. L18 : La compensation Q permet l'extension envisagée S2 sans avoir à remplacer le transformateur qui ne peut délivrer une puissance supérieure à S

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur doivent être considérées et réduites par compensation (suivant la tarification).

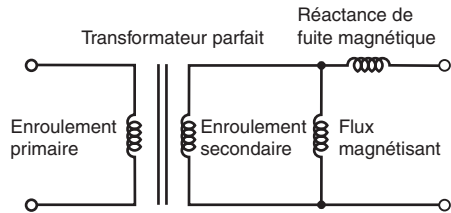


Fig. L19 : Schéma de principe des réactances d'un transformateur (par phase)

La puissance réactive absorbée par un transformateur ne peut pas être négligée, et peut être estimée à (environ) 5% de la puissance du transformateur quand celui-ci fonctionne à pleine charge.

6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur

Les types de réactances inductives d'un transformateur

Dans un transformateur, l'énergie réactive est absorbée à la fois par une réactance parallèle (flux magnétisant) et par une réactance série (flux de fuite magnétique). Une compensation du facteur de puissance peut être réalisée par une batterie de condensateurs. La compensation complète peut être réalisée par une batterie de condensateurs en parallèle connectée en BT.

Toutes les études précédentes présentent des charges auxquelles ont été connectées en parallèle des batteries de condensateurs. La raison en est que ces charges demandent au réseau d'alimentation la quantité la plus importante d'énergie réactive ; cependant les réactances connectées en série, telles que les réactances de ligne et la réactance de fuite des bobinages d'un transformateur, etc. absorbent aussi de l'énergie réactive.

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur peuvent (suivant la tarification) nécessiter d'être réduites par compensation. Si l'on ne considère que les pertes d'énergie réactive, le schéma de principe d'un transformateur est défini sur la **Figure L19**.

Toutes les réactances sont reportées au secondaire du transformateur :

- la réactance parallèle représente le circuit du courant magnétisant,
- la réactance série représente les pertes magnétiques.

Le courant magnétisant reste pratiquement constant (à environ 1,8 % du courant de pleine charge) quelle que soit la charge, en régime normal, c'est à dire avec une tension primaire constante. Un condensateur de valeur fixe peut donc être installé, en MT ou BT, pour compenser l'énergie réactive absorbée.

Puissance réactive absorbée dans la réactance X_L (flux de fuite)

La représentation vectorielle de la **Figure L20** illustre ce phénomène.

La composante réactive du courant dans la charge = $I \sin \varphi$ d'où $Q_L = VI \sin \varphi$.

La composante réactive du courant dans la source = $I \sin \varphi'$ d'où $Q_E = EI \sin \varphi'$.

Il est visible que $E > V$ et $\sin \varphi' > \sin \varphi$.

La différence entre $EI \sin \varphi'$ and $VI \sin \varphi$ détermine les kvar absorbés par la réactance X_L .

De cette représentation, on déduit que la puissance liée au flux de fuite magnétique est égale à $I^2 X_L$ (analogue aux pertes résistives en ligne $I^2 R$ dues à la résistance série de la ligne).

De la formule $I^2 X_L$, on déduit très facilement la puissance de fuite dissipée en kvar pour toutes les intensités du courant de charge d'un transformateur comme suit : si les valeurs utilisées sont rapportées à la charge nominale (à la place des valeurs en %) la multiplication de X_L par I peut être effectuée.

Exemple :

Un transformateur de 630 kVA avec une réactance de court-circuit de 4% fonctionne à pleine charge. Quelles sont ses pertes réactives (en kvar) ?

$X_L = 0,04$ pu et $I = 1$ pu

Pertes = $I^2 X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04$ pu kvar

où 1 pu = 630 kVA

Par suite les pertes réactives (en kvar) sont : $630 \times 0,04 = 25,2$ kvar (ou plus simplement 4% de 630 kvar).

A demi charge, $I = 0,5$ pu les pertes réactives (en kvar) sont donc : $0,5^2 \times 0,04 = 0,01$ pu soit $630 \times 0,01 = 6,3$ kvar etc.

L'exemple, et la représentation vectorielle de la **Figure L20**, montrent que :

- le facteur de puissance au primaire d'un transformateur chargé est différent (normalement inférieur) de celui mesuré au secondaire (à cause des kvar dissipés),
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur à pleine charge sont égales à la réactance de court-circuit du transformateur (en %) : une réactance de 4% signifie que les pertes à pleine charge sont égales à 4 % de la puissance nominale (en kVA) du transformateur,
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur varient proportionnellement au carré du courant de charge (ou proportionnellement à la puissance (en kVA) de la charge).

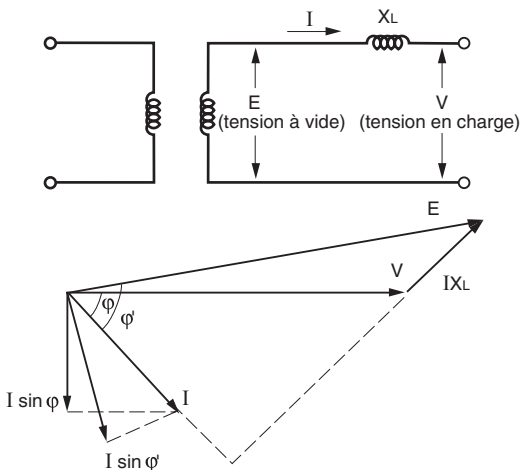


Fig. L20 : Puissance réactive dissipée par l'inductance de fuite série d'un transformateur

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

Pour déterminer les pertes réactives totales (en kvar) d'un transformateur, il faut ajouter les pertes dues au courant magnétisant constant à celles précédemment calculées (pertes réactives dues aux flux de fuite). Le tableau de la **Figure L21** indique les valeurs des pertes à vide et à pleine charge d'un transformateur. En principe les impédances séries peuvent être compensées par des condensateurs installés en série (comme c'est le cas pour les lignes de transport MT). Cependant cette configuration est difficile à mettre en œuvre, de sorte que aux niveaux de tension couverts par ce guide, les batteries de condensateurs de compensation sont toujours mises en parallèle.

Puissance (kVA) du transformateur	Puissance réactive (kvar) à compenser	
	À vide	À pleine charge
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126
2000	37,8	176

Fig. L21 : Consommation d'énergie réactive d'un transformateur de distribution MT/BT

Les pertes réactives d'un transformateur peuvent être complètement compensées par une batterie de condensateurs telle que le facteur de puissance devienne très légèrement en avance. Dans un tel cas, toute la puissance réactive du transformateur est entièrement fournie par la batterie de condensateurs, tandis que le facteur de puissance vu côté MT est égal à l'unité, comme représenté dans le diagramme de la **Figure L22**.

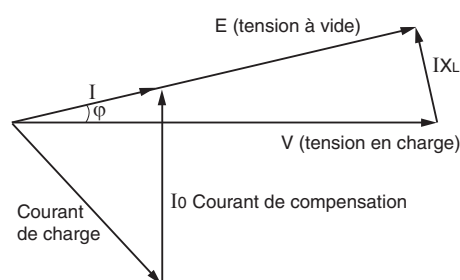


Fig. L22 : Surcompensation de la charge pour compenser complètement les pertes réactives d'un transformateur

D'un point de vue pratique, la compensation de la puissance réactive consommée par un transformateur est déjà comprise dans les condensateurs servant initialement à la correction du facteur de puissance de la charge soit partiellement, ou globalement soit individuellement. À l'inverse de la plupart des autres charges à compenser, les pertes d'un transformateur (soit la puissance réactive de fuite) varient de manière significative avec le niveau de charge, de sorte que si une compensation individuelle est installée pour le transformateur, elle doit être dimensionnée pour un niveau de charge moyenne estimée. Généralement les pertes réactives du transformateur ne représentent qu'une faible part de l'énergie réactive totale d'une installation, et avec la mise en commun des compensations à chaque évolution de la charge cela n'est pas véritablement un problème.

Le tableau de la Figure L21 indique les valeurs en kvar des pertes typiques d'un transformateur de distribution standard MT/BT alimenté en 20 kV :

- pertes dues au courant magnétisant (colonne kvar « à vide »),
- pertes totales (colonne kvar « à pleine charge ») y compris les pertes dues aux flux magnétiques de fuite.

7 Compensation des moteurs asynchrones

La compensation individuelle d'un moteur est recommandée si la puissance apparente (en kVA) du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection

Précautions générales

Le facteur de puissance d'un moteur a une valeur très faible en fonctionnement à vide ou à faible charge parce que :

- sa consommation en kW est faible,
- son courant réactif reste pratiquement constant quelle que soit la charge.

De ce fait, de nombreux moteurs fonctionnant à faible charge impliquent une consommation d'énergie réactive relativement importante ce qui est préjudiciable à l'installation (pour des raisons expliquées dans les paragraphes précédents).

Raccordement

La batterie de condensateurs doit être raccordée directement au moteur.

Moteurs spéciaux

Il est recommandé que les moteurs spéciaux (moteurs à marche intermittente tels que les moteurs de levage) ne soient pas compensés.

Effet sur les réglages des protections

Après l'installation d'une batterie de compensation sur un moteur, le courant de l'association moteur-condensateur est plus faible qu'avant compensation, tant que les conditions de charge entraînée par le moteur sont identiques. Ceci est dû au fait qu'une partie significative de la composante réactive du courant moteur est fournie par les condensateurs (en lieu et place du réseau d'alimentation) comme indiqué sur le schéma de la **Figure L23**.

Si les dispositifs de protection contre les surcharges du moteur sont installés en amont du raccordement des condensateurs au moteur (ce qui est toujours le cas pour les condensateurs raccordés aux bornes du moteur), le réglage de la protection thermique doit être réduite dans le rapport de :

$$\cos \varphi \text{ avant compensation} / \cos \varphi \text{ après compensation}$$

Pour des moteurs compensés conformément aux valeurs en kvar indiquées dans le tableau de la **Figure L24** (valeurs maximales recommandées pour éviter l'auto-excitation des moteurs asynchrones, comme développé dans le paragraphe 7.2), le rapport ci-dessus mentionné doit avoir une valeur similaire à celle indiquée pour la vitesse correspondant au moteur dans la **Figure L25**.

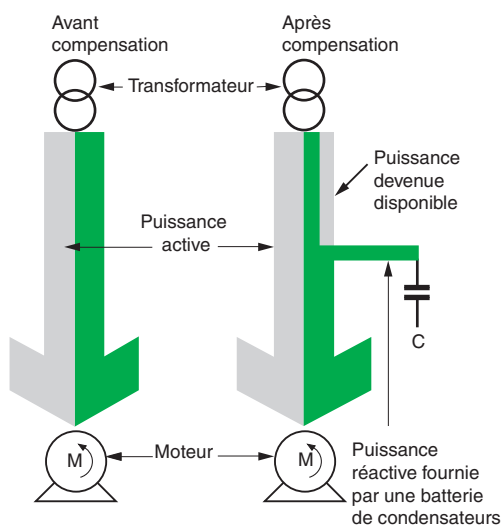


Fig. L23 : Avant compensation, le transformateur fournit toute l'énergie réactive, après compensation, les condensateurs fournissent une grande partie de l'énergie réactive

Vitesse en tr/min	Facteur de réduction
750	0,88
1000	0,90
1500	0,91
3000	0,93

Fig. L25 : Facteur de réduction du réglage de la protection thermique après compensation

Puissance nominale		Puissance réactive à installer (en kvar)			
kW	hp	Vitesse de rotation (tr/min)			
		3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7,5	10	11	12,5
37	50	9	11	12,5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Fig. L24 : Dimensionnement maximal (en kvar) de la batterie de condensateurs de correction du facteur de puissance pouvant être installée sans risque d'auto-excitation du moteur

7 Compensation des moteurs asynchrones

Quand une batterie de condensateurs est connectée aux bornes d'un moteur asynchrone, il est important de vérifier que le dimensionnement de la batterie est inférieur à celui qui peut engendrer une auto-excitation du moteur.

7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?

Quand un moteur entraîne une charge à forte inertie, le moteur continue à tourner (à moins d'être freiné spécifiquement) après que l'alimentation du moteur ait été coupée.

L'« inertie magnétique » du circuit du rotor signifie qu'une f.e.m. est générée dans les enroulements du stator pendant une courte période après la coupure, et devrait s'annuler après 1 ou 2 périodes, dans le cas d'un moteur non compensé.

Cependant les condensateurs de compensation constituent une charge triphasée réactive pour cette f.e.m. induite, qui fait circuler des courants capacitifs dans les bobinages du stator. Ces courants statoriques produisent un champ magnétique tournant dans le rotor qui est colinéaire avec le champ magnétique induit (dans le même axe et dans le même sens).

De ce fait le flux rotorique augmente, les courants statoriques augmentent et la tension aux bornes du moteur augmente jusqu'à atteindre des valeurs de tension élevées et dangereuses. Ce phénomène est connu sous l'appellation de « auto-excitation » et c'est la raison pour laquelle les générateurs de courants alternatifs ne fonctionnent normalement pas avec des facteurs de puissance en avance car il pourrait spontanément fonctionner (de manière incontrôlée) par auto-excitation.

Notes :

1. Les caractéristiques d'un moteur fonctionnant sur l'inertie de la charge ne sont pas rigoureusement identiques à celles d'un moteur à vide. Cependant garder les mêmes caractéristiques est suffisamment précis en pratique pour traiter les problèmes.
2. Avec des moteurs fonctionnant en générateur, les courants circulant sont largement réactifs, de ce fait le freinage (retardé) du moteur est principalement dû à la charge mécanique représentée par le ventilateur de refroidissement du moteur.
3. Le courant (en retard de pratiquement 90°) normalement absorbé par le moteur à vide, et le courant (en avance de pratiquement 90°) fourni aux condensateurs par le moteur fonctionnant en générateur ont les mêmes effets de tension aux bornes du moteur.

Afin d'éviter l'auto-excitation du moteur comme décrit ci-dessus, le dimensionnement (en kvar) de la batterie de condensateurs doit être limité à la valeur maximale suivante :

$$Q_c \leq 0,9 \times I_o \times U_n \times \sqrt{3} \text{ avec}$$

I_o = courant du moteur fonctionnant à vide

U_o = tension nominale phase phase du moteur.

Le tableau de la Figure L24 sur la page précédente indique les valeurs de Q_c correspondant à cette formule.

Exemple

Un moteur triphasé de 75 kW, vitesse nominale 3000 tr/min, tension nominale 400 V ne peut être équipé que d'une batterie de condensateurs de 17 kvar suivant le tableau de la Figure L24. Les valeurs consignées dans ce tableau, sont en général, trop faibles pour assurer une compensation adéquate au niveau d'une valeur de $\cos \varphi$ normalement souhaitable. De ce fait une compensation additionnelle doit être installée sur le réseau, par exemple une batterie de condensateurs dédiée à la compensation globale de plusieurs petites charges.

Moteurs et/ou charges à inertie importante

Dans une installation où des moteurs entraînent des charges à inertie importante, les disjoncteurs et les contacteurs protégeant ces moteurs doivent pouvoir déclencher très rapidement en cas de coupure totale du réseau d'alimentation.

Si cette précaution n'est pas assurée, alors l'auto-excitation du moteur (générant des surtensions à ses bornes) est quasi sûre tant que toutes les autres batteries de condensateurs installées seront effectivement en parallèle avec celles des circuits moteurs à haute inertie.

Le plan de protection de ces moteurs doit aussi prévoir un relais de protection contre les surtensions ainsi qu'un relais contrôlant le retour de puissance (en effet, le moteur alimentera le reste de l'installation jusqu'à ce que l'énergie stockée dans le moteur soit dissipée). Si la batterie de condensateurs associée à un circuit moteur à haute inertie est plus largement dimensionnée que la valeur recommandée dans le tableau de la Figure L24, alors elle devra être pilotée par un disjoncteur ou un contacteur qui déclenchera en même temps que le disjoncteur ou le contacteur pilotant le départ moteur, comme indiqué sur le schéma de la Figure L26.

La fermeture du départ moteur n'est généralement possible que si le contacteur de la batterie de compensation est déjà fermé.

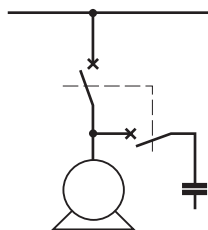


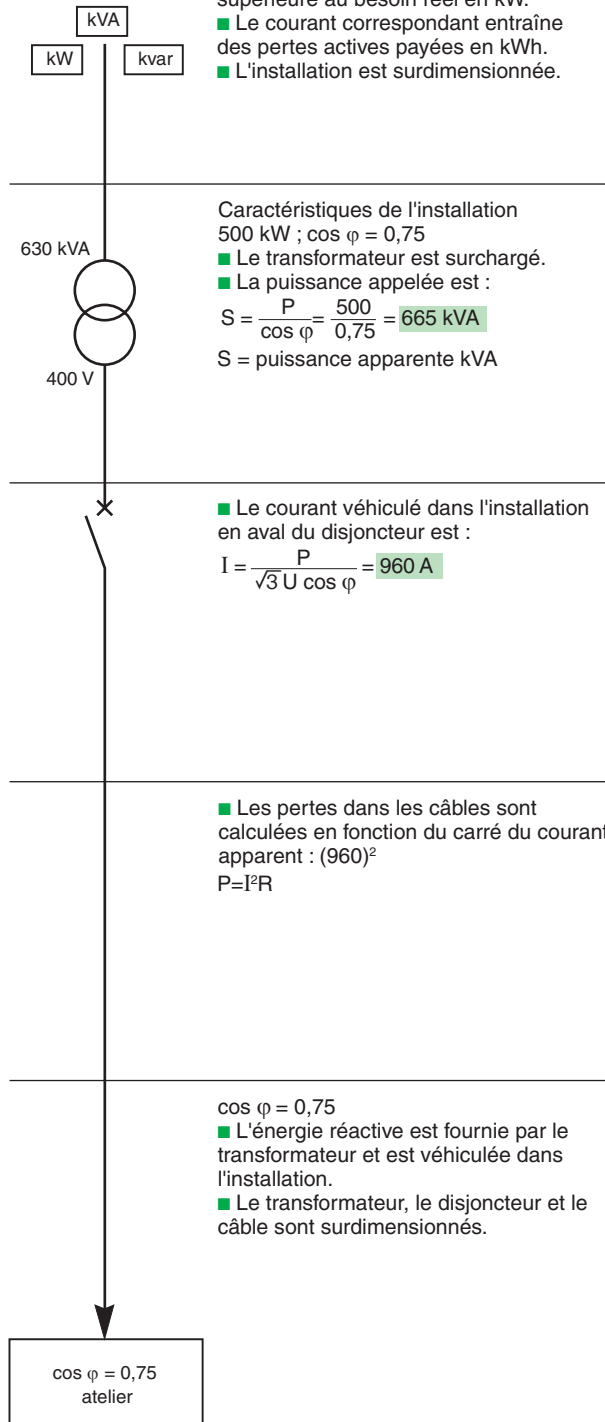
Fig. L26 : Connexion d'une batterie de condensateurs à un moteur

8 Exemple d'une installation avant et après compensation

Installation sans condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}^{(1)}$$

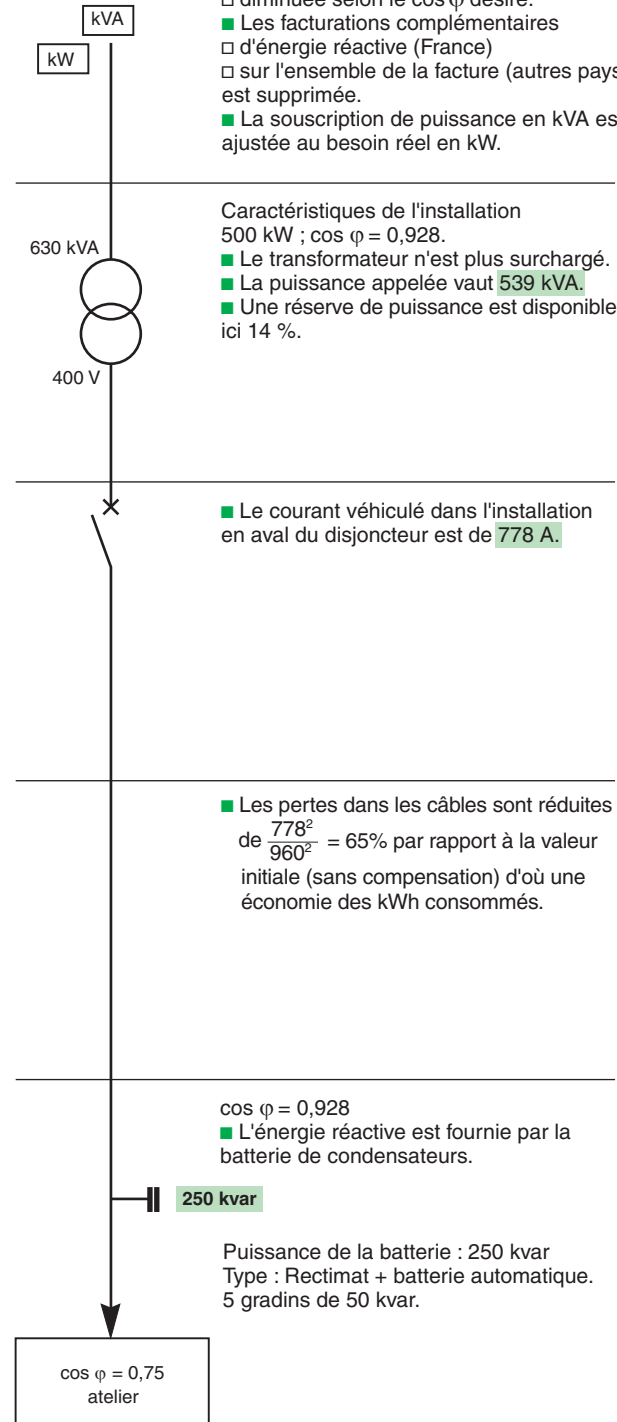
- Les kvar en excès sont facturés.
- La puissance appelée en kVA est supérieure au besoin réel en kW.
- Le courant correspondant entraîne des pertes actives payées en kWh.
- L'installation est surdimensionnée.



Installation avec condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$$

- La consommation de kvarh est :
 - supprimée ou,
 - diminuée selon le $\cos \varphi$ désiré.
- Les facturations complémentaires
 - d'énergie réactive (France)
 - sur l'ensemble de la facture (autres pays) est supprimée.
- La souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW.



Nota : en fait, le $\cos \varphi$ de l'atelier est toujours de 0,75 mais le $\cos \varphi$ de toute l'installation en amont de la batterie de condensateurs est de 0,928. Comme mentionné dans le sous paragraphe 6.2 le $\cos \varphi$ vu du côté MT du transformateur est légèrement plus faible⁽²⁾ du fait des pertes dans le transformateur.

Fig. K27 : Comparaison technico-économique d'une installation avant et après compensation

(1) Les flèches indiquent des quantités vectorielles (voir sous paragraphe 1.3).
(2) Particulièrement dans le cas de correction à priori.

Lorsque des harmoniques représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, leur analyse s'impose pour éliminer les possibles nuisances et rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs et de la norme NF C 15-100 § 330.1.1d.

Les harmoniques sont principalement pris en compte par le surdimensionnement des condensateurs et par la mise en œuvre de filtres en série avec les condensateurs.

9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait de « charges non linéaires », charges à impédance non linéaire.

Les charges non linéaires existent depuis longtemps sur les réseaux électriques particulièrement dans l'industrie : courant magnétisant des transformateurs, four à arc, etc... Mais depuis l'avènement de l'électronique de puissance celles-ci se sont généralisées : variateurs de vitesses, etc. mais aussi éclairage (lampes à ballast), TV, etc.

Les équipements qui utilisent des composants électroniques de puissance sont de plus en plus nombreux et produisent, de ce fait, de plus en plus de déformations harmoniques.

Sur un réseau triphasé symétrique les harmoniques sont de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, et leur amplitude décroît avec leur rang. Un certain nombre de solutions existent pour réduire les valeurs des courants harmoniques jusqu'à ce qu'ils deviennent négligeables, mais elles ne peuvent pas complètement les éliminer. Dans ce paragraphe, des moyens pratiques de réduction de l'influence des harmoniques sont recommandés, avec un point particulier sur les batteries de condensateurs.

Les condensateurs sont plus particulièrement sensibles aux composantes harmoniques du courant du réseau d'alimentation, du fait que la réactance des capacités décroît de manière inversement proportionnelle à la fréquence. En pratique cela signifie qu'un pourcentage relativement faible de tension harmonique peut créer un courant significatif dans le condensateur.

La présence de composantes harmoniques de courant crée des déformations de la tension d'alimentation (normalement sinusoïdale) c'est à dire plus le courant comporte des composantes harmoniques, plus la déformation de la tension est importante.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :

- filtre passif et/ou bobines anti-harmonique en série,
- filtre actif (ou compensateur actif),
- filtre hybride.

9.2 Solutions possibles

Filtre passif (cf. Fig. L28)

Combattre les effets des harmoniques

La présence de courants harmoniques dans le réseau d'alimentation entraîne des niveaux de courants anormalement élevés dans les condensateurs. Afin de tolérer ces courants, il est nécessaire de concevoir les condensateurs avec un surdimensionnement de 1,3 fois la valeur efficace de leur courant assigné. Tous les appareillages et éléments en série avec les condensateurs, tels que connexions, fusibles, interrupteurs, etc. sont aussi à surdimensionner entre 1,3 fois et 1,5 fois leur courant d'emploi (sans courants harmoniques).

La distorsion harmonique en tension produit fréquemment un pic sur l'onde de tension ce qui augmente la valeur crête de l'onde de tension normalement sinusoïdale. Ce phénomène associé aux autres conditions de surtension devant se produire de manière certaine sont prises en compte par un accroissement du niveau d'isolation au dessus des capacités « standard ».

Dans beaucoup de cas, ces 2 mesures correctives sont tout ce qu'il est nécessaire de faire pour obtenir un fonctionnement correct.

Combattre les effets de la résonance

Des condensateurs sont des charges linéaires réactives, et en conséquence, ne génèrent pas de courants harmoniques. Cependant, l'installation de condensateurs dans un réseau électrique (réseau dans lequel les impédances sont principalement inductives) peut conduire à des résonances partielles ou totales à une des fréquences harmoniques.

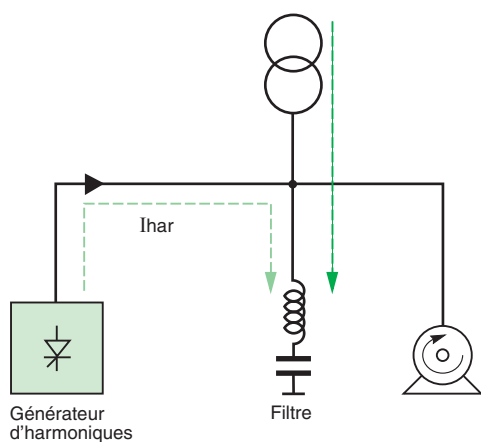


Fig. L28 : Principe de fonctionnement d'un filtre passif

L21

Le rang h_0 de l'harmonique de la fréquence propre entre les inductances du réseau et de la batterie de condensateurs est donné par

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

avec

S_{cc} = la valeur du puissance de court-circuit en kVA au point de connexion de la batterie de condensateurs

Q = le dimensionnement en kvar;

h_0 = rang de l'harmonique à la fréquence propre f_0 , c'est à dire $\frac{f_0}{50}$ pour une

fréquence de réseau à 50 Hz, $\frac{f_0}{60}$ pour une fréquence de réseau à 60 Hz.

Par exemple : $h_0 = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$ donne une valeur pour h_0 de 2.93 ce qui indique que la

fréquence propre du système condensateurs/inductances du réseau est proche de la fréquence de l'harmonique 3 de la fréquence du réseau.

Par suite, si la fréquence du réseau est 50 Hz, la fréquence propre $f_0 = 50 \times h_0 = 146,5$ Hz.

Plus la fréquence propre est proche d'une des composantes harmoniques du réseau, plus grand est l'effet (indésirable). Dans l'exemple ci-dessus une forte résonance avec le 3ème harmonique est pratiquement avérée ce qui aura pour effet une importante distorsion de tension à cette fréquence et une intensité de courant harmonique de rang 3 très élevée.

Dans un tel cas des mesures sont prises pour modifier la fréquence propre du système à une valeur telle qu'il n'y aura pas de résonance avec l'un des courants harmoniques présents sur le réseau. Cela est réalisé par la mise en place d'une bobine anti-harmonique en série avec la batterie de condensateurs.

Sur un réseau à 50 Hz, ces bobines sont souvent ajustées pour amener la fréquence de l'ensemble, c'est à dire la batterie de condensateurs + bobines, à une valeur de 190 Hz. Les bobines sont ajustées pour 228 Hz pour un réseau à 60 Hz. Ces fréquences correspondent à une valeur de h_0 de 3,8 pour un réseau à 50 Hz c'est à dire à une valeur approximativement centrée entre la 3ème et la 5ème harmonique.

Dans ce schéma, la mise en série des bobines augmente le courant à la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz) d'une faible valeur (de 7 à 8 %) et aussi la tension aux bornes des condensateurs dans les mêmes proportions.

Cette caractéristique est prise en compte, par exemple, en utilisant des condensateurs qui sont conçus pour un fonctionnement à 440 V sur des réseaux 400 V.

Filtre actif (cf. Fig. L29)

Les filtres actifs sont basés sur une technologie électronique de puissance. Ils sont en général installés en parallèle sur les charges non linéaires.

Les filtres actifs analysent en permanence les courants harmoniques générés par la charge et injectent des courants harmoniques, de même valeur mais en opposition de phase, dans la charge. En conséquence, les courants harmoniques sont totalement neutralisés au point considéré. Cela signifie qu'ils ne circulent plus sur les circuits en amont et ne sont plus « fournis » par la source.

Un avantage important des filtres actifs est qu'ils continuent de garantir une compensation efficace des courants harmoniques même si des modifications sont apportées à l'installation. Ils sont aussi exceptionnellement faciles à utiliser grâce à :

- une auto-configuration aux charges générant des courants harmoniques quels que soient leur rang et leur intensité,
- l'élimination des risques de surcharges,
- la compatibilité avec les groupe électrogènes,
- la connexion possible en tout point du réseau électrique.

Plusieurs filtres actifs peuvent être installés sur la même installation pour accroître l'efficacité de la dépollution (par exemple si une nouvelle machine est installée). Les filtres actifs peuvent effectuer aussi une correction du facteur de puissance.

Filtre hybride (cf. Fig. L30)

Ces types de filtre combinent les avantages des filtres passifs et actifs. Le courant harmonique à une des fréquences peut être filtré par le filtre passif et tous les courants aux autres fréquences sont filtrés par le filtre actif.

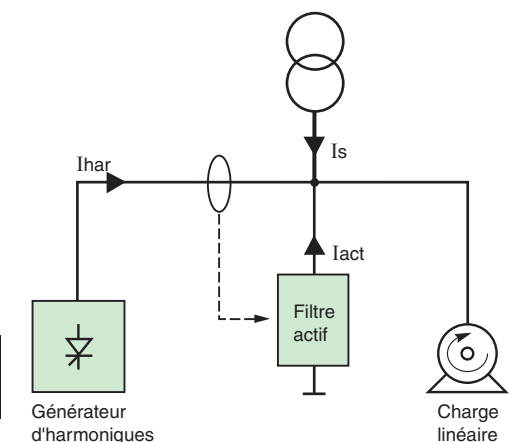


Fig. L29 : Filtre actif BT

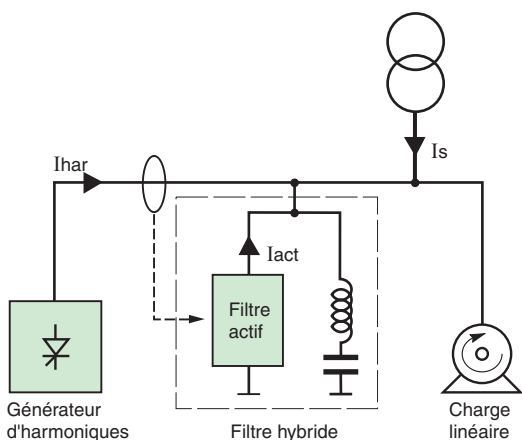


Fig. L30 : Filtre hybride BT

9 Les effets des harmoniques

9.3 Choisir la solution optimale

Le tableau de la **Figure L31** ci dessous montre les critères à prendre en compte pour sélectionner la technologie la mieux adaptée à l'application.

	Filtre passif	Filtre actif	Filtre hybride
Applications	Industriel	Tertiaire	Industriel
... avec une puissance totale des charges non linéaires (variateurs de vitesses, ASI, redresseurs, etc.)	de plus de 200 kVA	inférieure à 200 kVA	de plus de 200 kVA
Compensation		Non	
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en tension pour éviter pour les charges sensibles			
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en courant pour éviter le surdimensionnement des câbles			
Nécessité d'être conforme à une limite stricte des courants harmoniques réjectés	Non		

Fig. L31 : Sélection de la technologie la mieux adaptée à l'application

Pour les filtres passifs, un choix est fait à partir des paramètres suivants :

- Gh = somme des puissances nominales en kVA de tous les dispositifs générant des courants harmoniques (convertisseurs statiques, ASI, variateurs de vitesse, etc.) connectés au jeu de barres par lequel la batterie de condensateurs est alimentée. Si certains de ces dispositifs sont dimensionnés en kW, un facteur de puissance moyen de 0,7 est estimé a priori.

- Scc = puissance de court-circuit triphasée aux bornes de la batterie de condensateurs.

- Sn = somme des puissances nominales en kVA de tous les transformateurs alimentant (c'est à dire directement connectés) le réseau dont le jeu de barres, alimentant la batterie de condensateurs, fait partie.

Note : si plusieurs transformateurs fonctionnent en parallèle, la mise hors service d'un transformateur ou plus change significativement les valeurs de Scc et Sn.

Un choix de spécification de condensateurs assurant un niveau acceptable de fonctionnement en présence des courants et tensions harmoniques du réseau, peut être fait selon les valeurs des paramètres mentionnés ci-dessus (voir le tableau de la **Figure L32**).

- Règle générale valable quelque soit la puissance du transformateur

$Gh \leq \frac{S_{cc}}{120}$	$\frac{S_{cc}}{120} \leq Gh \leq \frac{S_{cc}}{70}$	$Gh > \frac{S_{cc}}{70}$
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques

- Règle simplifiée si la puissance du(des) transformateur(s) Sn ≤ 2 MVA

$Gh \leq 0.15 S_n$	$0.15 S_n < Gh \leq 0.25 S_n$	$0.25 S_n < Gh \leq 0.60 S_n$	$Gh > 0.60 S_n$
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques	filtres

Fig. L32 : Choix de solutions de batterie de condensateurs BT avec ou sans filtrage des harmoniques selon la puissance du(des) transformateur(s)

L23

10 Mise en œuvre des batteries de condensateurs

10.2 Choix des protections, des dispositifs de commande et des connexions

Le choix de la protection, de la commande et des connexions de raccordement dépend du courant de charge.

Pour les condensateurs, le courant de charge est une fonction de :

- la tension appliquée (fondamentale et harmoniques) en kV,
- la capacité (kvar).

Le courant nominal I_n d'une batterie triphasée de condensateurs est égal à :

$$I_n = \frac{Q}{U_n \sqrt{3}} \text{ avec}$$

- Q : capacité en kvar,
- U_n : tension phase phase (kV).

Le courant calculé ci-dessus peut être augmenté jusqu'à 50 % du fait :

- des larges plages de variation de la tension appliquée, fondamentale et composantes harmoniques, pouvant atteindre approximativement 30 %,
- des plages de tolérance sur la valeur réelle de la capacité des condensateurs en fabrication, pouvant atteindre 15 %.

De sorte que la valeur de I_n à considérer est 1,5 fois celle calculée.

Tous les composants du circuit alimentant le condensateur doivent aussi être dimensionnés pour couvrir les conditions du « pire cas », pour une température ambiante maximale de 50 °C. Dans le cas où la température ambiante dans les tableaux, etc. est supérieure à 50 °C des déclassements de composants du circuit peuvent être nécessaires.

Protection

Les disjoncteurs placés en protection des batteries de condensateurs doivent aussi être bien définis pour les protéger contre les surcharges (protection Long retard). Ainsi pour les différentes versions de condensateurs de Schneider Electric ce sont les réglages suivants qui sont retenus :

- 1,36 x I_n pour la version Classic,
- 1,50 x I_n pour la version Confort,
- 1,12 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 2.7 f),
- 1,19 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 3.8 f),
- 1,31 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 4.3 f).

La protection contre les courts-circuits (protection Court retard) doit être réglée de telle façon que les courants d'appel (mise en charge des condensateurs) ne génèrent pas de déclenchements intempestifs. Le réglage de la protection à 10 x I_n est efficace pour toutes les versions Classic, Confort et Harmony.

Exemple 1

Calcul pour un condensateur version Classique : 50 kvar – 400V – 50 Hz

$$I_n = \frac{50,000}{(400 \times 1.732)} = 72 \text{ A}$$

Réglage de la protection Long retard : 1,36 x I_n = 1,36 x 72 = 98 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x I_n = 10 x 72 = 720 A

Exemple 2

Calcul pour un condensateur version Harmony (bobine accordée à 4,3 f) : 50 kvar, 400 V, 50 Hz.

I_n = 72 A

Réglage de la protection Long retard : 1,31 x I_n = 1,31 x 72 = 94 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x I_n = 10 x 72 = 720 A

Câbles amont

Le tableau de la **Figure L34** en page suivante indique la section minimale des câbles amont pour les condensateurs Schneider Electric.

Câbles de commande

La section minimale de ces câbles est de 1,5 mm² pour 230 V.

Pour le secondaire du transformateur de courant (TC), la section recommandée est ≥ 2.5 mm².

L25

(1) Les batteries de condensateurs version Harmony sont équipées de bobines anti-harmoniques

Puissance de la batterie de condensateurs (kvar)		Section conducteur en cuivre (mm ²)	Section conducteur en aluminium (mm ²)
230 V	400 V		
5	10	2,5	16
10	20	4	16
15	30	6	16
20	40	10	16
25	50	16	25
30	60	25	35
40	80	35	50
50	100	50	70
60	120	70	95
70	140	95	120
90-100	180	120	185
	200	150	240
120	240	185	2 x 95
	250	240	2 x 120
150	300	2 x 95	2 x 150
	360	2 x 120	2 x 185
180-210	420	2 x 150	2 x 240
245	480	2 x 185	2 x 300
280	540	2 x 240	3 x 185
315	600	2 x 300	3 x 240
350	660	3 x 150	3 x 240
385	720	3 x 185	3 x 300
420			

Fig L34 : Section des câbles de connexion pour des batteries de condensateurs de moyenne et forte puissance⁽¹⁾

Surtensions transitoires

Des surtensions et des pics de courants à haute fréquence apparaissent à la fermeture du contacteur à l'enclenchement d'une batterie de condensateurs. La tension crête maximale n'excède pas (en l'absence de tensions harmoniques) 2 fois la tension crête nominale quand l'enclenchement se fait sur des condensateurs déchargés.

Dans le cas où les condensateurs sont déjà chargés au moment de la fermeture, la tension crête peut alors atteindre une valeur maximale de 3 fois la tension crête nominale.

La condition la plus critique se produit lorsque :

- la tension de charge des condensateurs est égale à la tension crête nominale,
- les contacts se ferment à l'instant de la tension crête du réseau,
- les tensions des condensateurs et du réseau sont en opposition de phase.

Dans cette situation, le courant transitoire atteint aussi sa valeur maximale : 2 fois la valeur maximale atteinte lors de l'enclenchement sur des condensateurs non chargés.

Pour toutes les autres valeurs de tension et de polarité sur des condensateurs pré-chargés, les surtensions et des pics de courants transitoires ont des valeurs inférieures à celles mentionnées pour la condition la plus critique. En particulier si la tension du réseau et la tension des condensateurs sont de même valeur et en phase, aucun courant et aucune surtension transitoire n'apparaissent.

Quand une batterie de compensation à régulation automatique est utilisée, il est nécessaire, pour les mêmes raisons, de s'assurer que le gradin de condensateurs à mettre en service est complètement déchargé.

Le temps de décharge peut être réduit, si nécessaire, en utilisant des résistances de décharges de plus faible valeur.

L26

(1) section minimale préconisée ne tenant pas compte des facteurs de correction (mode de pose, température, etc.). Les calculs ont été faits pour des câbles monoconducteurs installés à l'air libre à 30 °C.