

Corrección del factor de poder



Este capítulo proporciona referencias de conocimientos técnicos sobre potencia reactiva y técnicas de corrección del factor de potencia: definiciones, por qué y cómo mejorar el factor de potencia, tipos de equipos de corrección del factor de potencia, dónde instalar estos equipos, impacto de los armónicos en las baterías de condensadores, etc.

Capítulo L - Contenidos

Factor de potencia y potencia reactiva.

- Definición de factor de potencia
- Definición de potencia reactiva
- La naturaleza de la potencia reactiva.
- Potencia reactiva de los condensadores.
- Equipos y aparatos que requieren energía reactiva.
- Valores prácticos del factor de potencia.

¿Por qué mejorar el factor de potencia?

¿Cómo mejorar el factor de potencia?

- Principios teóricos para mejorar el factor de potencia.
- Equipos para mejorar el factor de potencia.
- La elección entre un banco de condensadores fijo o regulado automáticamente

¿Dónde instalar condensadores de corrección del factor de potencia?

¿Cómo determinar el nivel óptimo de compensación?

Compensación en los terminales de un transformador.

- Compensación para aumentar la potencia activa disponible
- Compensación de energía reactiva absorbida por el transformador.

Corrección del factor de potencia de motores de inducción.

Ejemplo de instalación antes y después de la corrección del factor de potencia.

Los efectos de los armónicos.

- Problemas derivados de los armónicos del sistema de potencia.
- Riesgo de resonancia debido a armónicos del sistema de potencia.
- Posibles soluciones para los armónicos del sistema de potencia.

Implementación de bancos de capacitores.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.

Corrección del factor de poder



Este capítulo proporciona referencias de conocimientos técnicos sobre potencia reactiva y técnicas de corrección del factor de potencia: definiciones, por qué y cómo mejorar el factor de potencia, tipos de equipos de corrección del factor de potencia, dónde instalar estos equipos, impacto de los armónicos en las baterías de condensadores, etc.

Capítulo L - Contenidos

Factor de potencia y potencia reactiva.

- Definición de factor de potencia
- Definición de potencia reactiva
- La naturaleza de la potencia reactiva.
- Potencia reactiva de los condensadores.
- Equipos y aparatos que requieren energía reactiva.
- Valores prácticos del factor de potencia.

¿Por qué mejorar el factor de potencia?

¿Cómo mejorar el factor de potencia?

- Principios teóricos para mejorar el factor de potencia.
- Equipos para mejorar el factor de potencia.
- La elección entre un banco de condensadores fijo o regulado automáticamente

¿Dónde instalar condensadores de corrección del factor de potencia?

¿Cómo determinar el nivel óptimo de compensación?

Compensación en los terminales de un transformador.

- Compensación para aumentar la potencia activa disponible
- Compensación de energía reactiva absorbida por el transformador.

Corrección del factor de potencia de motores de inducción.

Ejemplo de instalación antes y después de la corrección del factor de potencia.

Los efectos de los armónicos.

- Problemas derivados de los armónicos del sistema de potencia.
- Riesgo de resonancia debido a armónicos del sistema de potencia.
- Posibles soluciones para los armónicos del sistema de potencia.

Implementación de bancos de capacitores.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.



Factor de potencia y potencia reactiva.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:47.



Definición de factor de potencia

El Factor de Potencia es un indicador de la calidad del diseño y gestión de una instalación eléctrica. Se basa en dos nociones muy básicas: poder activo y poder aparente.

La **potencia activa P (kW)** es la potencia real transmitida a cargas como motores, lámparas, calentadores y computadoras. La potencia eléctrica activa se transforma en potencia mecánica, calor o luz.

En un circuito donde el voltaje rms aplicado es V_{rms} y la corriente rms circulante es I_{rms} , la **potencia aparente S (kVA)** es el producto: $V_{rms} \times I_{rms}$.

La potencia aparente es la base para la clasificación de equipos eléctricos.

El **Factor de Potencia λ** es la relación entre la potencia activa P (kW) y la potencia aparente S (kVA):

$$\lambda = \frac{P(\text{kW})}{S(\text{kVA})}$$

La carga puede ser un único elemento que consume energía o varios elementos (por ejemplo, una instalación completa).

El valor del factor de potencia oscilará entre 0 y 1.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.



Definición de potencia reactiva

Para la mayoría de las cargas eléctricas, como los motores, la corriente I está retrasada con respecto al voltaje V en un ángulo ϕ .

Si las corrientes y los voltajes son señales perfectamente sinusoidales, se puede utilizar un diagrama vectorial para su representación.

En este diagrama vectorial, el vector de corriente se puede dividir en dos componentes: uno en fase con el vector de voltaje (componente I_a), otro en cuadratura (retrasado 90 grados) con el vector de voltaje (componente I_r). Consulte **la figura L1**.

I_a se llama componente **activo** de la corriente.

I_r se llama componente **reactiva** de la corriente.

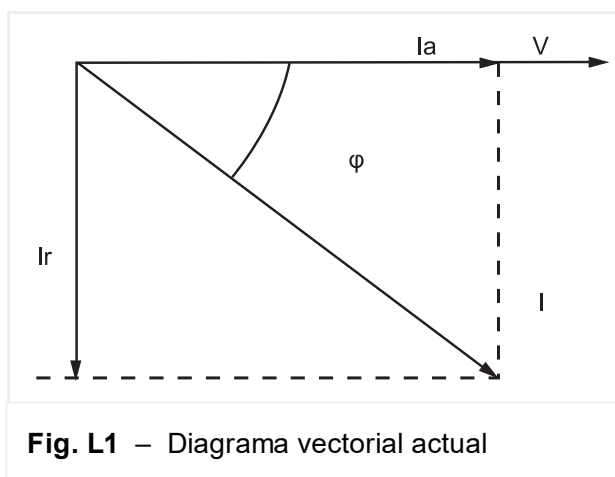


Fig. L1 – Diagrama vectorial actual

El diagrama anterior elaborado para corrientes también se aplica a potencias, multiplicando cada corriente por la tensión común V . Ver **Fig. L2**.

Así definimos:

- **Potencia aparente** : $S = V \times I$ (kVA)

- **Potencia activa** : $P = V \times I_a$ (kW)
- **Potencia reactiva** : $Q = V \times I_r$ (kvar)

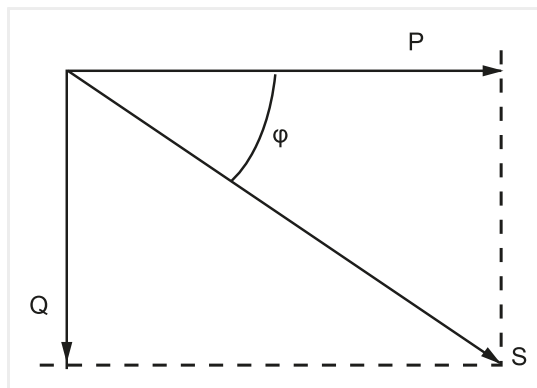


Fig. L2 – Diagrama vectorial de potencia

En este diagrama podemos ver que:

- **Factor de potencia** : $P/S = \cos \varphi$

Esta fórmula es aplicable para voltaje y corriente sinusoidales. Es por eso que el **factor de potencia** se denomina "**factor de potencia de desplazamiento**".

- $Q/S = \sin \varphi$
- $Q/P = \tan \varphi$

Se obtiene una fórmula sencilla, relacionando la potencia aparente, activa y reactiva:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Un factor de potencia cercano a la unidad significa que la potencia aparente S es mínima. Esto significa que la clasificación del equipo eléctrico es mínima para la transmisión de una determinada potencia activa P a la carga. La potencia reactiva es entonces pequeña en comparación con la potencia activa.

Un valor bajo del factor de potencia indica la condición opuesta.

Fórmulas útiles (para cargas equilibradas y casi equilibradas en sistemas de 4 hilos):

- **Potencia activa P** (en kW)
 - Monofásico (monofásico y neutro): $P = VI \cos \varphi$
 - Monofásico (fase a fase): $P = UI \cos \varphi$
 - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $P = \sqrt{3} \cdot UI \cos \varphi$
- **Potencia reactiva Q** (en kvar)
 - Monofásico (monofásico y neutro): $Q = VI \sin \varphi$
 - Monofásico (fase a fase): $Q = UI \sin \varphi$
 - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $Q = \sqrt{3} \cdot UI \sin \varphi$
- **Potencia aparente S** (en kVA)
 - Monofásico (monofásico y neutro): $S = VI$
 - Monofásico (fase a fase): $S = UI$
 - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $S = \sqrt{3} \cdot UI$

dónde:

V = Tensión entre fase y neutro

U = Tensión entre fases

I = Corriente de línea

φ = Ángulo de fase entre los vectores V e I.

Un ejemplo de cálculos de potencia (ver Fig. L3)

Fig. L3 – Ejemplo en el cálculo de potencia activa y reactiva

Tipo de circuito	Potencia aparente S (kVA)	Potencia activa P (kW)	Potencia reactiva Q (kvar)
Monofásico (fase y neutro)	$S = VI$	$P = VI \cos \varphi$	$Q = VI \sin \varphi$
Monofásico (fase a fase)	$S = \text{interfaz de usuario}$	$P = UI \cos \varphi$	$Q = UI \sin \varphi$
Ejemplo: 5 kW de carga $\cos \varphi = 0,5$	10kVA	5 kilovatios	8,7 kvar
Trifásico 3 hilos o 3 hilos + neutro	$S = \sqrt{3} \cdot \text{interfaz de usuario}$	$P = \sqrt{3} \cdot \text{interfaz de usuario} \cdot \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} \cdot \text{interfaz de usuario} \cdot \sin \varphi$

Ejemplo	Parte del motor = 51 kW	65kVA	56 kilovatios	33kvar
	porque $\varphi = 0,86$			
	$\rho = 0,91$ (eficiencia del motor)			

Los cálculos para el ejemplo de tres fases anterior son los siguientes:

P_n = potencia entregada del eje = 51 kW

P = potencia activa consumida

$$P = \frac{P_n}{\rho} = \frac{51}{0.91} = 56 \text{ kW}$$

S = potencia aparente

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{56}{0.86} = 65 \text{ kVA}$$

De modo que, consultando **la Figura L16** o utilizando una calculadora de bolsillo, se encuentra que el valor de $\tan \varphi$ correspondiente a un $\cos \varphi$ de 0,86 es 0,59

$Q = P \tan \varphi = 56 \times 0,59 = 33 \text{ kvar}$ (ver **Figura L4**).

Alternativamente:

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

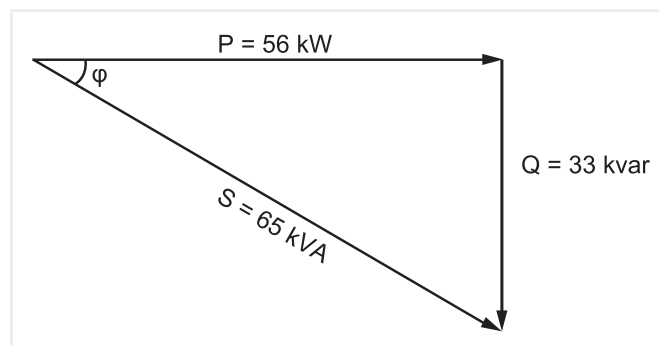


Fig. L4 – Diagrama de potencia de cálculo

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:50.



La naturaleza de la potencia reactiva.

Todas las máquinas y dispositivos inductivos (es decir, electromagnéticos) que funcionan con sistemas de CA convierten la energía eléctrica de los generadores del sistema de energía en trabajo mecánico y calor. Esta energía se mide mediante medidores de kWh y se denomina energía "activa".

Para realizar esta conversión es necesario establecer campos magnéticos en las máquinas. El campo magnético se crea mediante la circulación de corriente en bobinas, que son principalmente inductivas. Por lo tanto, la corriente en estas bobinas tiene un retraso de 90° con respecto al voltaje y representa la corriente reactiva absorbida por la máquina.

Cabe señalar que si bien la corriente reactiva no extrae energía del sistema, sí causa pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución al calentar los conductores.

En los sistemas de energía prácticos, las corrientes de carga son invariablemente inductivas, y las impedancias de los sistemas de transmisión y distribución también son predominantemente inductivas. La combinación de corriente inductiva que pasa a través de una reactancia inductiva produce las peores condiciones posibles de caída de voltaje (es decir, en oposición de fase directa al voltaje del sistema).

Por estas dos razones (pérdidas de potencia de transmisión y caída de tensión), los Operadores de Red trabajan para reducir al máximo la cantidad de corriente reactiva (inductiva).

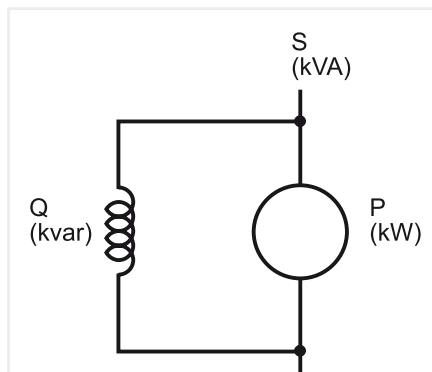


Fig. L5 – Un motor eléctrico requiere potencia activa P y

potencia reactiva Q del sistema de potencia.

Esta página se editó por última vez el 4 de agosto de 2022 a las 07:37.



Potencia reactiva de los condensadores.

La corriente que fluye a través de los capacitores adelanta el voltaje en 90° . El vector de corriente correspondiente se opone entonces al vector de corriente de las cargas inductivas. Es por eso que los capacitores se usan comúnmente en los sistemas eléctricos, para compensar la potencia reactiva absorbida por cargas inductivas como los motores.

La potencia reactiva inductiva es convencionalmente positiva (absorbida por una carga inductiva), mientras que la potencia reactiva capacitiva es negativa (suministrada por una carga capacitiva).

Como las cargas reactivas-inductivas y la reactancia de línea son responsables de las caídas de voltaje, las corrientes reactivas-capacitivas tienen el efecto inverso en los niveles de voltaje y producen aumentos de voltaje en los sistemas de energía.

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:50.



Equipos y aparatos que requieren energía reactiva.

Todos los equipos y aparatos de CA que incluyen dispositivos electromagnéticos o que dependen de devanados acoplados magnéticamente, requieren cierto grado de corriente reactiva para crear un flujo magnético.

Los elementos más comunes de esta clase son transformadores, reactores, motores y lámparas de descarga con balastos magnéticos (ver **Fig. L6**).

La proporción de potencia reactiva (kvar) respecto a potencia activa (kW) cuando un equipo está completamente cargado varía según el elemento de que se trate siendo:

- 65-75% para motores asíncronos (correspondiente a un factor de potencia de 0,8 a 0,85)
- 5-10% para transformadores (correspondiente a un factor de potencia cercano a 0,995)

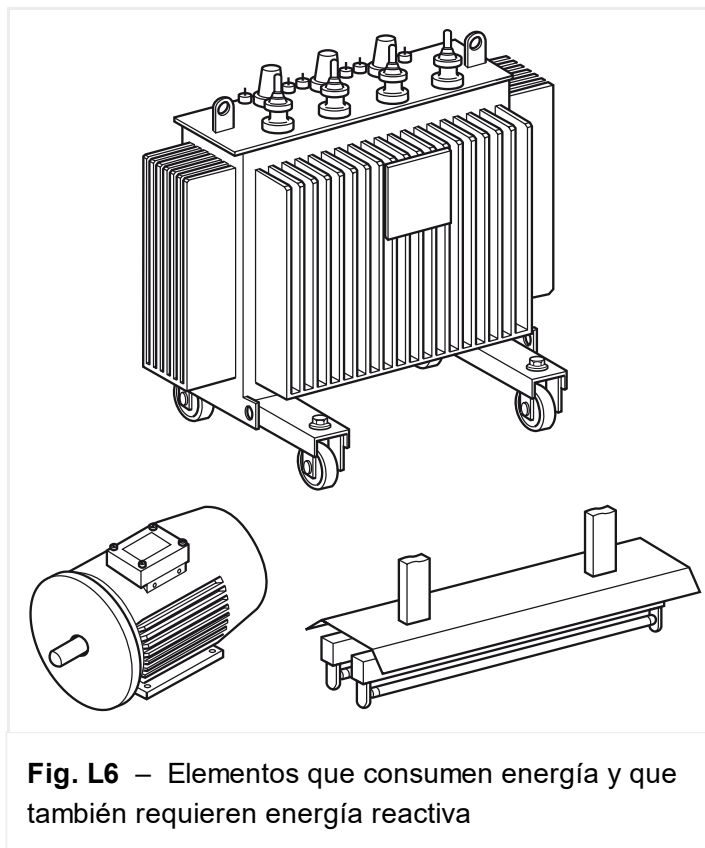


Fig. L6 – Elementos que consumen energía y que también requieren energía reactiva

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.



Valores prácticos del factor de potencia.

Valores promedio del factor de potencia para los equipos y electrodomésticos más utilizados

(ver **figura L7**)

Fig. L7 – Valores de $\cos \phi$ y $\tan \phi$ para equipos de uso común

Equipos y electrodomésticos				porque ϕ	bronceado ϕ
Motor	Motor de inducción común	cargado en	0 %	0,17	5.80
			25%	0,55	1,52
			50 %	0,73	0,94
			75 %	0,80	0,75
			100 %	0,85	0,62
Lámparas	Lámparas incandescentes			1.0	0
	Lámparas fluorescentes (no compensadas)			0,5	1,73
	Lámparas fluorescentes (compensadas)			0,93	0,39
	Lámparas de descarga			0,4 a 0,6	2,29 a 1,33
Hornos	Hornos que utilizan elementos de resistencia.			1.0	0
	Hornos de calentamiento por inducción (compensados)			0,85	0,62
	Hornos de calentamiento tipo dieléctrico			0,85	0,62
Soldadura	Máquinas de soldar por resistencia			0,8 a 0,9	0,75 a 0,48
	Conjunto fijo de soldadura por arco monofásico			0,5	1,73
	Grupo electrógeno para soldadura por arco			0,7 a 0,9	1,02 a 0,48
	Conjunto transformador-rectificador para soldadura por arco			0,7 a 0,8	1,02 a 0,75
horno de arco				0,8	0,75

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



¿Por qué mejorar el factor de potencia?

Reducción del coste de la electricidad.

La mejora del factor de potencia de una instalación presenta varias ventajas técnicas y económicas, en particular en la reducción de la factura eléctrica.

Una buena gestión en el consumo de energía reactiva aporta ventajas económicas.

Estas notas se basan en una estructura tarifaria real que se aplica comúnmente en Europa, diseñada para alentar a los consumidores a minimizar su consumo de energía reactiva.

La instalación de equipos de corrección del factor de potencia en las instalaciones permite al consumidor reducir su factura eléctrica manteniendo el nivel de consumo de energía reactiva por debajo de un valor acordado contractualmente con la autoridad de suministro de energía.

En esta tarifa concreta, la energía reactiva se factura según el criterio $\tan \phi$.

Como se señaló anteriormente:

$$\tan \phi = \frac{Q(\text{kvar})}{P(\text{kW})}$$

La misma proporción se aplica a las energías:

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

La autoridad de suministro de energía entrega energía reactiva de forma gratuita:

- Si la energía reactiva representa menos del 40% de la energía activa ($\tan \phi < 0,4$) durante un período máximo de 16 horas cada día (de 06-00 h a 22-00 h) durante el período de mayor carga (a menudo en invierno)
- Sin limitación durante los periodos de carga ligera en invierno, y en primavera y verano.

Durante los periodos de prescripción, el consumo de energía reactiva que supere el 40% de la energía activa (es decir, $\tan \phi > 0,4$) se facturará mensualmente según las tarifas vigentes. Así, la cantidad de energía reactiva facturada en estos periodos será:

$kvarh$ (a facturar) = kWh ($\tan \phi - 0,4$) donde:

- kWh es la energía activa consumida durante los plazos de prescripción
- $kWh \tan \phi$ es la energía reactiva total durante un período de prescripción
- $0,4 kWh$ es la cantidad de energía reactiva entregada gratuitamente durante un periodo de prescripción

$\tan \phi = 0,4$ corresponde a un factor de potencia de 0,93, de modo que, si se toman medidas para garantizar que durante los plazos de prescripción el factor de potencia nunca baje de 0,93, el consumidor no tendrá que pagar nada por la potencia reactiva consumida.

Frente a las ventajas financieras de una facturación reducida, el consumidor debe equilibrar el coste de compra, instalación y mantenimiento del equipo de corrección del factor de potencia y del equipo de control automático (donde se requieren niveles escalonados de compensación) junto con los kWh adicionales consumidos por las pérdidas. del equipo, etc. Se puede encontrar que es más económico proporcionar una compensación sólo parcial, y que pagar parte de la energía reactiva consumida es menos costoso que proporcionar una compensación del 100%.

La cuestión de la corrección del factor de potencia es una cuestión de optimización, excepto en casos muy simples.

Optimización técnica/económica

La mejora del factor de potencia permite el uso de transformadores, aparamenta y cables más pequeños, etc., así como reducir las pérdidas de potencia y la caída de tensión en una instalación.

Un factor de potencia elevado permite la optimización de los componentes de una instalación. Se puede evitar la sobretensión de ciertos equipos, pero para lograr los mejores resultados, la corrección debe realizarse lo más cerca posible de los elementos inductivos individuales.

Reducción del tamaño del cable

La Figura L8 muestra el aumento requerido en el tamaño de los cables a medida que el factor de potencia se reduce de la unidad a 0,4, para la misma potencia activa transmitida.

Fig. L8 – Factor multiplicador para el tamaño del cable en función de $\cos \phi$

Factor multiplicador para el área de la sección transversal del núcleo del cable	1	1.25	1,67	2.5
porque ϕ	1	0,8	0,6	0,4

Reducción de pérdidas (P, kW) en cables

Las pérdidas en los cables son proporcionales a la corriente al cuadrado y se miden con el contador de kWh de la instalación. Una reducción de la corriente total en un conductor en un 10%, por ejemplo, reducirá las pérdidas en casi un 20%.

Reducción de la caída de tensión.

Los equipos de corrección del factor de potencia reducen o incluso anulan completamente la corriente reactiva (inductiva) en los conductores aguas arriba, reduciendo o eliminando así las caídas de tensión.

Nota: La sobrecompensación producirá un aumento de voltaje a nivel del equipo.

Aumento de la potencia disponible

Al mejorar el factor de potencia de una carga suministrada desde un transformador, se reducirá la corriente a través del transformador, permitiendo así agregar más carga. En la práctica, puede resultar menos costoso mejorar el factor de potencia ^[1] que reemplazar el transformador por una unidad más grande.

Esta cuestión se desarrolla más detalladamente en [Compensación en los terminales de un transformador](#) .

Notas

1. Dado que se obtienen otros beneficios a partir de un valor elevado del factor de potencia, como se señaló anteriormente.

Esta página se editó por última vez el 4 de agosto de 2022 a las 07:32.



¿Cómo mejorar el factor de potencia?

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.

Principios teóricos para mejorar el factor de potencia.

Mejorar el factor de potencia de una instalación requiere de una batería de condensadores que actúe como fuente de energía reactiva. Se dice que este arreglo proporciona compensación de energía reactiva.

Una carga inductiva que tiene un factor de potencia bajo requiere que los generadores y los sistemas de transmisión/distribución pasen corriente reactiva (con un retraso de 90 grados con respecto al voltaje del sistema) con pérdidas de energía asociadas y caídas de voltaje exageradas, como se indica en [La naturaleza de la potencia reactiva](#). Si se agrega un banco de capacitores en derivación a la carga, su corriente reactiva (capacitiva) tomará el mismo camino a través del sistema de energía que la corriente reactiva de la carga. Dado que, como se señala en [La naturaleza de la potencia reactiva](#), esta corriente capacitiva I_C (que adelanta el voltaje del sistema en 90 grados) está en oposición de fase directa a la corriente reactiva de carga (I_L). Los dos componentes que fluyen por el mismo camino se cancelarán entre sí, de modo que si el banco de capacitores es lo suficientemente grande e $I_C = I_L$, no habrá flujo de corriente reactiva en el sistema aguas arriba de los capacitores.

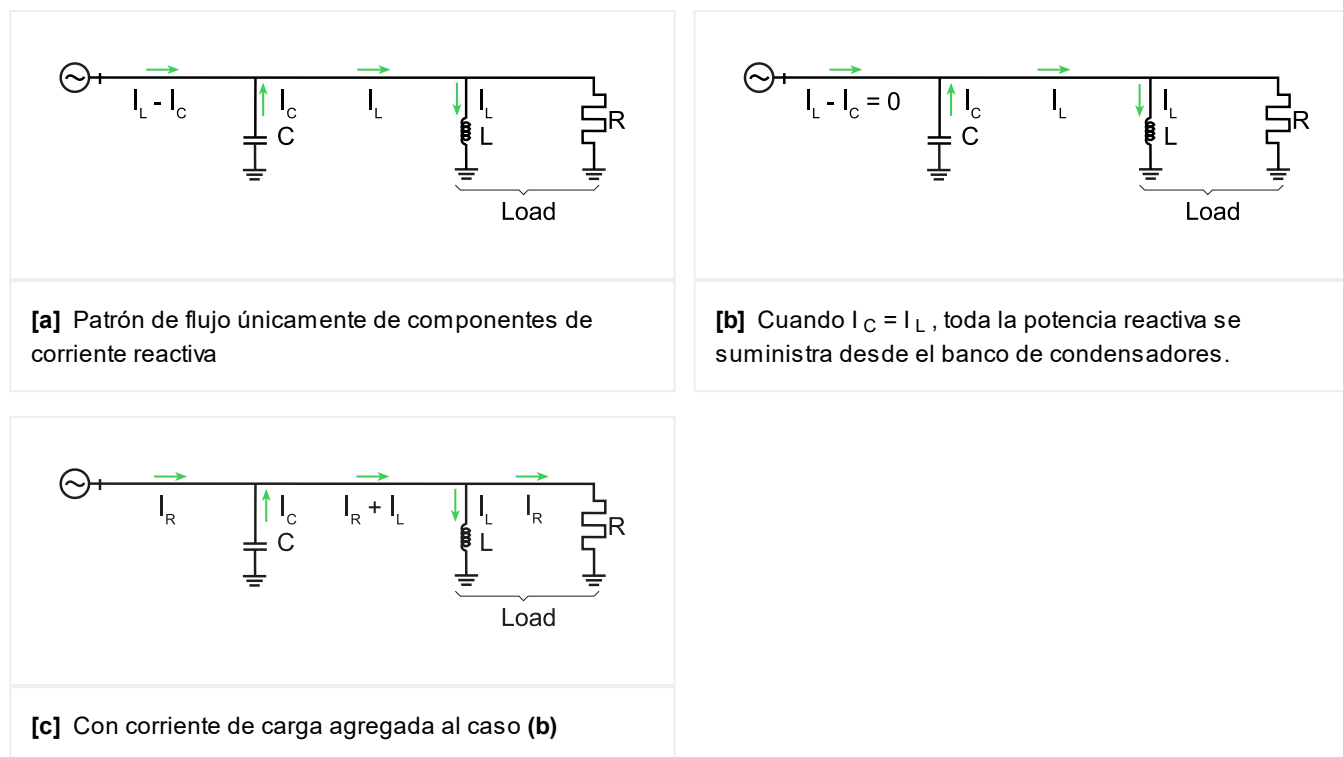
Esto se indica en la **Figura L9 (a) y (b)**, que muestran el flujo de los componentes reactivos de la corriente únicamente.

En esta figura:

R representa los elementos de potencia activa de la carga.

L representa los elementos de potencia reactiva (inductivos) de la carga.

C representa los elementos de potencia reactiva (capacitivos) del equipo de corrección del factor de potencia (es decir, condensadores).

Fig. L9 – Mostrando las características esenciales de la corrección del factor de potencia

Se verá en el diagrama (b) de la **Figura L9** que el banco de condensadores C parece estar suministrando toda la corriente reactiva de la carga. Por esta razón, a los condensadores a veces se les denomina “generadores de vars principales”.

En el diagrama (c) de la **Figura L9**, se agregó el componente de corriente de potencia activa y muestra que la carga (totalmente compensada) aparece ante el sistema de energía con un factor de potencia de 1.

En general, no resulta económico compensar completamente una instalación.

La **Figura L10** utiliza el diagrama de potencia discutido en [Definición de potencia reactiva](#) (ver **Figura L2**) para ilustrar el principio de compensación al reducir una potencia reactiva grande Q a un valor más pequeño Q' por medio de un banco de capacitores que tienen una potencia reactiva Qc.

Al hacerlo, la magnitud de la potencia aparente S se ve reducida a S'.

Qc se puede calcular mediante la siguiente fórmula deducida de la **Figura L10** :

$$Q_c = P \cdot (\tan(\varphi) - \tan(\varphi'))$$

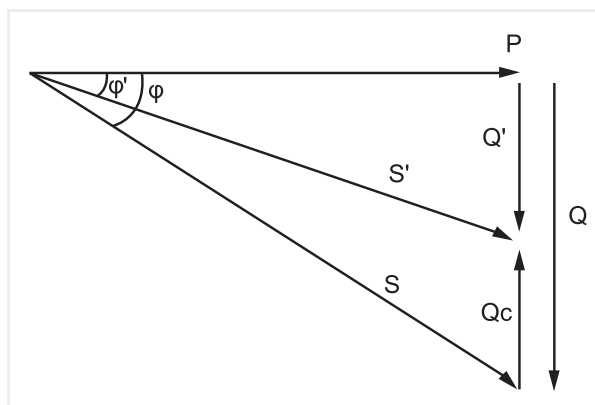


Fig. L10 – Diagrama que muestra el principio de compensación: $Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$

Ejemplo:

Un motor consume 100 kW con un factor de potencia de 0,75 (es decir, $\tan \varphi = 0,88$). Para mejorar el factor de potencia a 0,93 (es decir, $\tan \varphi = 0,4$), la potencia reactiva del banco de condensadores debe ser:

$$Q_c = 100 (0,88 - 0,4) = 48 \text{ kvar}$$

El nivel de compensación seleccionado y el cálculo del calibre de la batería de condensadores dependen de la instalación en particular. Los factores que requieren atención se explican de manera general en la cláusula 5, y en las cláusulas 6 y 7 para transformadores y motores.

Nota:

Antes de iniciar un proyecto de compensación, se deben observar una serie de precauciones. En particular, se debe evitar el sobredimensionamiento de los motores, así como su funcionamiento en vacío. En esta última condición, la energía reactiva consumida por un motor resulta en un factor de potencia muy bajo ($\approx 0,17$); esto se debe a que los kW que consume el motor (cuando está descargado) son muy pequeños.

Esta página se editó por última vez el 4 de agosto de 2022 a las 07:33.



Equipos para mejorar el factor de potencia.

Compensación en LV

En baja tensión, la compensación la proporciona:

- Condensador de valor fijo
- Equipos que proporcionen regulación automática, o bancos que permitan un ajuste continuo según las necesidades, según cambie la carga de la instalación.

Nota: Cuando la potencia reactiva instalada de compensación excede los 800 kvar y la carga es continua y estable, a menudo resulta económicamente ventajoso instalar bancos de condensadores en el nivel de media tensión.

Condensadores fijos

(ver **figura L11**)

La compensación se puede realizar mediante un valor fijo de capacitancia en circunstancias favorables.

Esta disposición emplea uno o más condensadores para formar un nivel constante de compensación. El control puede ser:

- Manual: mediante disyuntor o interruptor-seccionador
- Semiautomático: por contactor

- Conexión directa a un electrodoméstico y conmutado con él.

Estos condensadores se aplican:

- En los terminales de dispositivos inductivos (motores y transformadores)
- En barras colectoras que alimentan numerosos motores pequeños y aparatos inductivos para los que la compensación individual sería demasiado costosa.
- En los casos en que el nivel de carga sea razonablemente constante



Fig. L11 – Ejemplo de condensadores de compensación de valor fijo

Bancos de condensadores automáticos

(ver **figura L12**)

La compensación se efectúa más comúnmente mediante un banco de condensadores escalonado

controlado automáticamente.

Este tipo de equipo proporciona control automático de compensación, manteniendo el factor de potencia dentro de límites estrechos alrededor de un nivel seleccionado. Dichos equipos se aplican en puntos de una instalación donde las variaciones de potencia activa y/o reactiva son relativamente grandes, por ejemplo:

- En las barras de un cuadro de distribución general de energía.
- En los terminales de un cable alimentador muy cargado



Fig. L12 – Ejemplo de equipo de regulación de compensación automática

Los principios y razones para utilizar la compensación automática

Los bancos de condensadores regulados automáticamente permiten una adaptación inmediata de la compensación al nivel de carga.

Un banco de condensadores se divide en varias secciones, cada una de las cuales está controlada por un contactor. El cierre de un contactor pone su sección en funcionamiento en paralelo con otras secciones que ya están en servicio. Por lo tanto, el tamaño del banco se puede aumentar o disminuir paso a paso mediante el cierre y la apertura de los contactores de control.

Un relé de control monitorea el factor de potencia del circuito controlado y está dispuesto para cerrar y abrir contactores apropiados para mantener un factor de potencia del sistema razonablemente constante (dentro de la tolerancia impuesta por el tamaño de cada paso de compensación). Evidentemente, el transformador de corriente para el relé de monitoreo debe colocarse en una fase del cable entrante que alimenta los circuitos que se están controlando, como se muestra en la **Figura L13**.

Los equipos de corrección del factor de potencia que incluyen contactores estáticos (tiristores) en lugar de los contactores habituales son especialmente adecuados para un cierto número de instalaciones que utilizan equipos de ciclo rápido y/o sensibles a sobretensiones transitorias.

Las ventajas de los contactores estáticos son:

- Respuesta inmediata a todas las fluctuaciones del factor de potencia (tiempo de respuesta tan bajo como 40 ms según la opción del regulador)
- Número ilimitado de operaciones
- Eliminación de fenómenos transitorios en la red mediante conmutación de condensadores.
- Funcionamiento totalmente silencioso

Al igualar estrechamente la compensación a la requerida por la carga, se evitará la posibilidad de producir sobretensiones en momentos de baja carga, previniendo así una condición de sobretensión y posibles daños a los electrodomésticos y equipos.

Las sobretensiones debidas a una compensación reactiva excesiva dependen en parte del valor de la impedancia de la fuente.

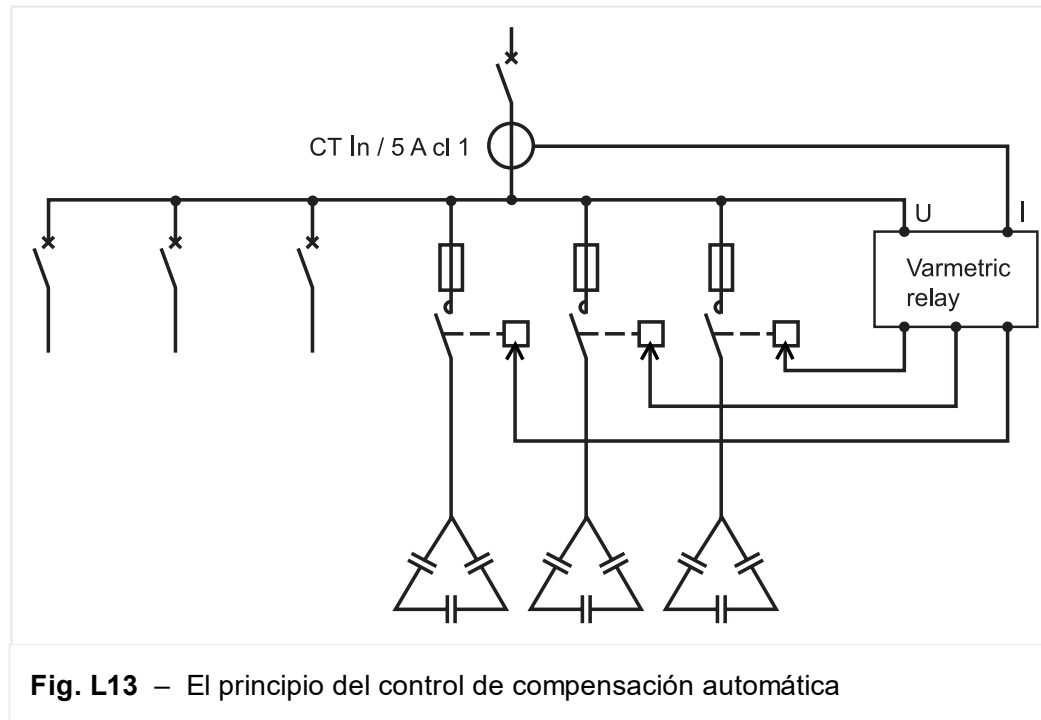


Fig. L13 – El principio del control de compensación automática

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.

La elección entre un banco de condensadores fijo o regulado automáticamente

Reglas comúnmente aplicadas

Cuando la capacidad kvar de los condensadores es menor o igual al 15% de la capacidad del transformador de suministro, es apropiado un valor fijo de compensación. Por encima del nivel del 15%, es aconsejable instalar una batería de condensadores controlada automáticamente.

La ubicación de los capacitores de baja tensión en una instalación constituye el modo de compensación, que puede ser global (una ubicación para toda la instalación), parcial (sección por sección), local (en cada dispositivo individual) o alguna combinación de los dos últimos. En principio, la compensación ideal se aplica en un punto de consumo y al nivel requerido en cada instante.

En la práctica, la elección está determinada por factores técnicos y económicos.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



¿Dónde instalar condensadores de corrección del factor de potencia?

Compensación global

(ver **figura L14**)

Cuando una carga es continua y estable, se puede aplicar una compensación global.

Principio

La batería de condensadores se conecta a las barras del cuadro de distribución principal de BT de la instalación, y permanece en servicio durante el periodo de carga normal.

Ventajas

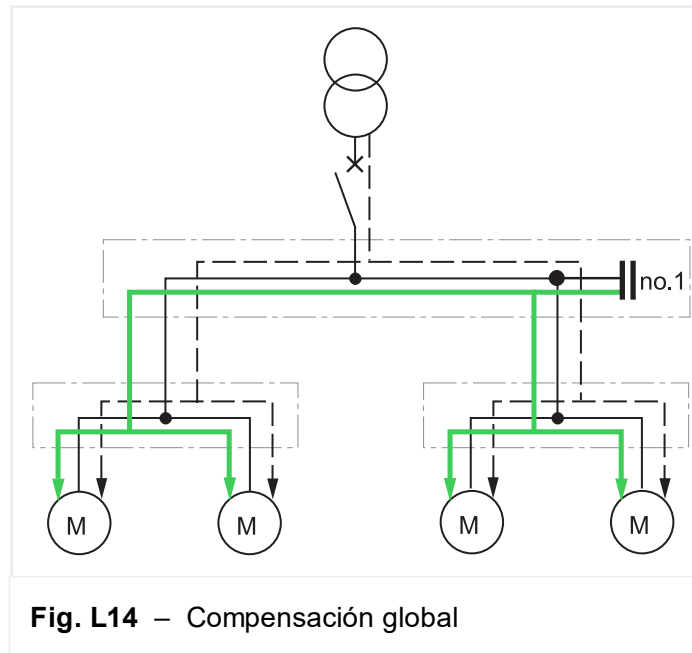
El tipo global de compensación:

- Reduce las penalizaciones arancelarias por consumo excesivo de kvars
- Reduce la demanda de potencia aparente en kVA, en la que normalmente se basan los cargos permanentes.

- Alivia el transformador de suministro, que luego puede aceptar más carga si es necesario

Comentarios

- La corriente reactiva todavía fluye en todos los conductores de los cables que salen (es decir, aguas abajo) del cuadro de distribución principal de BT.
- Por la razón anterior, el modo de compensación global no mejora el tamaño de estos cables y las pérdidas de potencia en ellos.



Compensación por sector

(ver **figura L15**)

Se recomienda la compensación por sectores cuando la instalación es extensa y los patrones de carga/tiempo difieren de una parte a otra de la instalación.

Principio

Los bancos de capacitores están conectados a las barras colectoras de cada tablero de distribución local, como se muestra en **la Figura L15**.

Una parte importante de la instalación se beneficia de esta disposición, en particular los cables de alimentación desde el cuadro de distribución principal hasta cada uno de los cuadros de distribución local en los que se aplican las medidas de compensación.

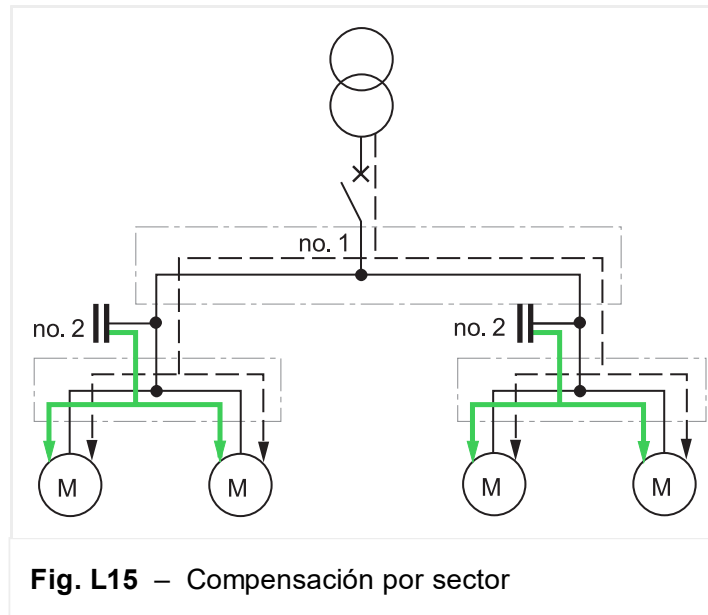
Ventajas

La compensación por sector:

- Reduce las penalizaciones arancelarias por consumo excesivo de kvars
- Reduce la demanda de potencia aparente en kVA, en la que normalmente se basan los cargos permanentes.
- Alivia el transformador de suministro, que luego puede aceptar más carga si es necesario
- El tamaño de los cables que alimentan los cuadros de distribución local podrá reducirse o tendrán capacidad adicional para posibles aumentos de carga.
- Se reducirán las pérdidas en los mismos cables.

Comentarios

- En todos los cables situados detrás de los cuadros de distribución locales sigue circulando corriente reactiva.
- Por lo anterior, el dimensionamiento de estos cables, y las pérdidas de potencia en los mismos, no se mejoran con la compensación por sectores.
- Cuando se producen grandes cambios en las cargas, siempre existe el riesgo de una sobrecompensación y los consiguientes problemas de sobretensión.



Compensación individual

Se debe considerar una compensación individual cuando la potencia del motor sea significativa respecto a la potencia de la instalación.

Principio

Los condensadores están conectados directamente a los terminales del circuito inductivo. Se deberá considerar una compensación individual cuando la potencia del motor sea significativa respecto a la potencia requerida (kVA) declarada de la instalación.

La clasificación en kvar del banco de capacitores es del orden del 25% de la clasificación en kW del motor. También puede resultar beneficiosa una compensación complementaria en el origen de la instalación (transformador).

Ventajas

Compensación individual:

- Reduce las penalizaciones arancelarias por consumo excesivo de kvars
- Reduce la demanda de kVA de potencia aparente
- Reduce el tamaño de todos los cables así como las pérdidas de cables.

Comentarios

- Ya no existen corrientes reactivas importantes en la instalación.

Esta página se editó por última vez el 4 de agosto de 2022 a las 07:38.



¿Cómo determinar el nivel óptimo de compensación?

método general

Listado de demandas de potencia reactiva en la etapa de diseño.

Este listado se puede realizar de la misma forma (y al mismo tiempo) que el de la carga de potencia descrito en [Normas generales de diseño de instalaciones eléctricas](#). A continuación se pueden determinar los niveles de carga de potencia activa y reactiva, en cada nivel de la instalación (generalmente en los puntos de distribución y subdistribución de los circuitos).

Optimización técnico-económica de una instalación existente

La clasificación óptima de los condensadores de compensación para una instalación existente se puede determinar a partir de las siguientes consideraciones principales:

- Facturas de electricidad previas a la instalación de condensadores.
- Se anticipan futuras facturas de electricidad tras la instalación de condensadores
- Costo de:
 - Compra de capacitores y equipos de control (contactores, relés, gabinetes, etc.)
 - Costos de instalación y mantenimiento.
 - Costo de las pérdidas por calentamiento dieléctrico en los capacitores, versus pérdidas reducidas en cables, transformador, etc., luego de la instalación de los capacitores.

Varios métodos simplificados aplicados a tarifas típicas (comunes en Europa) se muestran en [Método basado en evitar penalizaciones arancelarias](#) y [Método basado en la reducción de la potencia aparente máxima declarada \(kVA\)](#).

Método simplificado

Principio general

Un cálculo aproximado suele ser adecuado para la mayoría de los casos prácticos y puede basarse en el supuesto de un factor de potencia de 0,8 (en atraso) antes de la compensación. Para mejorar el factor de potencia a un valor suficiente para evitar penalizaciones tarifarias (esto depende de las estructuras tarifarias locales, pero aquí se supone que es 0,93) y para

reducir pérdidas, caídas de tensión, etc. en la instalación, se puede hacer referencia a la **Figura L16**.

De la figura se puede observar que para elevar el factor de potencia de la instalación de 0,8 a 0,93 se necesitarán 0,355 kvar por kW de carga. El calibre de una batería de condensadores en las barras del cuadro de distribución principal de la instalación sería

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

Este sencillo enfoque permite una determinación rápida de los condensadores de compensación necesarios, ya sea en modo global, parcial o independiente.

Ejemplo

Se requiere mejorar el factor de potencia de una instalación de 666 kVA de 0,75 a 0,928. La demanda de potencia activa es $666 \times 0,75 = 500 \text{ kW}$.

En la **Figura L16**, la intersección de la fila $\cos \phi = 0,75$ (antes de la corrección) con la columna $\cos \phi = 0,93$ (después de la corrección) indica un valor de 0,487 kvar de compensación por kW de carga.

Por lo tanto, para una carga de 500 kW, se requieren $500 \times 0,487 = 244 \text{ kvar}$ de compensación capacitiva.

Nota : este método es válido para cualquier nivel de tensión, es decir, es independiente de la tensión.

Fig. L16 – kvar a instalar por kW de carga, para mejorar el factor de potencia de una instalación

Antes de la compensación		Clasificación en kvar de la batería de condensadores a instalar por kW de carga, para mejorar el $\cos \phi$ (el factor de potencia) o $\tan \phi$, hasta un valor determinado													
		bronceado 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
bronceado ϕ	porque ϕ	porque 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	1303	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	1.007	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	0,499	0.565	0.593	0.620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0.840	0.907	1.049
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	0,878	1.020
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	0.850	0,992
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	0.821	0.963
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	0,794	0.936
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	0,767	0.909
0,88	0,75		0,132	0,82	0,398	0,426	0.453	0,487	0.519	0.553	0.591	0.631	0,673	0,740	0,882
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	0,687	0,829
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	0.661	0.803
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	0,634	0,776
0,75	0,80			0.150	0.266	0,294	0.321	0.355	0.387	0,421	0,459	0,499	0.541	0.608	0.750
0,72	0,81			0,124	0.240	0.268	0,295	0,329	0.361	0,395	0.433	0.473	0.515	0.582	0,724
0,70	0,82			0,098	0.214	0.242	0.269	0.303	0.335	0.369	0.407	0,447	0,489	0.556	0,698

0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

Valor seleccionado como ejemplo en el [método simplificado](#)

Valor seleccionado como ejemplo de [Método basado en la evitación de penalizaciones arancelarias](#)

Método basado en la evitación de sanciones arancelarias

En el caso de determinados tipos de tarifas (comunes), el examen de varias facturas que cubren el período más cargado del año permite determinar el nivel de compensación en kvarh necesario para evitar cargos en kvarh (energía reactiva). El período de recuperación de la inversión de un banco de condensadores de corrección del factor de potencia y equipos asociados es generalmente de unos 18 meses.

El siguiente método permite calcular la calificación de un banco de capacitores propuesto, con base en los detalles de facturación, donde la estructura tarifaria corresponde (o es similar) a la descrita en [Reducción del costo de la electricidad](#).

El método determina la compensación mínima requerida para evitar estos cargos que se basan en el consumo de kvarh.

El procedimiento es el siguiente:

- Consulte las facturas que cubren el consumo de los 5 meses de invierno (en Francia, de noviembre a marzo inclusive).
Nota : en los climas tropicales, los meses de verano pueden constituir el período de mayor carga y picos más altos (debido a las grandes cargas de aire acondicionado), por lo que en este caso es necesaria una variación consiguiente de los períodos de tarifas altas. El resto de este ejemplo asumirá las condiciones invernales en Francia.

- Identifique en las facturas la línea que hace referencia a “energía reactiva consumida” y “kvarh a cobrar”. Elige la factura que muestra el cargo más alto por kvarh (después de comprobar que no se debe a alguna situación excepcional).

Por ejemplo: 15.966 kvarh en enero.

- Evaluar el período total de operación en carga de la instalación para ese mes, por ejemplo: 220 horas (22 días x 10 horas). Las horas que se deben contar son aquellas que ocurren durante la carga más pesada y los picos de carga más altos que ocurren en el sistema de energía. Estos se indican en los documentos tarifarios y son (comúnmente) durante un período de 16 horas cada día, ya sea de 06.00 h a 22.00 h o de 07.00 h a 23.00 h, según la región. Fuera de estos periodos no se realiza ningún cargo por el consumo de kvarh.
- El valor necesario de compensación en kvar = kvarh facturados/número de horas de funcionamiento ^[1] = Qc

La clasificación del banco de condensadores instalado generalmente se elige para que sea ligeramente mayor que la calculada.

Ciertos fabricantes pueden proporcionar “reglas de cálculo” especialmente diseñadas para facilitar este tipo de cálculos, según tarifas particulares. Estos dispositivos y la documentación que los acompaña asesoran sobre equipos y esquemas de control adecuados, además de llamar la atención sobre las limitaciones impuestas por las tensiones armónicas en el sistema de energía. Tales voltajes requieren capacitores sobredimensionados (en términos de disipación de calor, voltaje y corriente nominal) y/o inductores o filtros de supresión de armónicos.

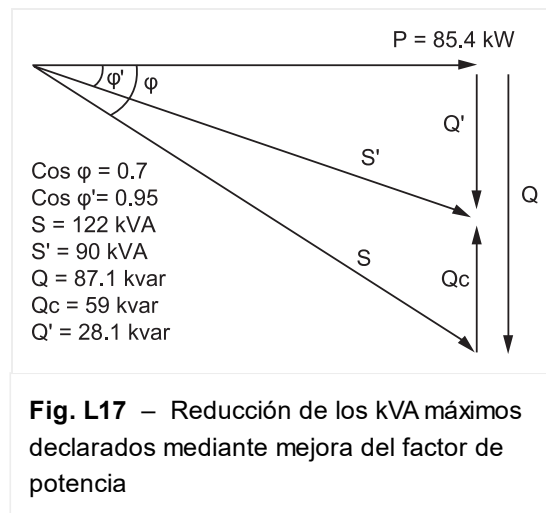
Método basado en la reducción de la potencia aparente máxima declarada (kVA)

Para tarifas de 2 partes basadas parcialmente en un valor de kVA declarado, **la Figura L18** permite determinar los kvar de compensación necesarios para reducir el valor de kVA declarado y evitar excederlo.

Para los consumidores cuyas tarifas se basan en un cargo fijo por kVA declarado, más un cargo por kWh consumido, es evidente que una reducción de los kVA declarados sería beneficiosa. El diagrama de **la Figura L17** muestra que a medida que mejora el factor de potencia, el valor de kVA disminuye para un valor dado de kW (P). La mejora del factor de potencia tiene como objetivo (además de otras ventajas anteriormente mencionadas) reducir el nivel declarado y no superarlo nunca, evitando así el pago de un precio excesivo por kVA durante los periodos de exceso, y/o el disparo de la red principal, cortacircuitos. **La Figura L16** indica el valor de kvar de compensación por kW de carga, requerido para mejorar de un valor de factor de potencia a otro.

Ejemplo:

Un supermercado tiene una carga declarada de 122 kVA con un factor de potencia de 0,7 en atraso, es decir, una carga de potencia activa de 85,4 kW. El contrato particular para este consumidor se basó en valores escalonados de kVA declarados (en pasos de 6 kVA hasta 108 kVA, y en pasos de 12 kVA por encima de ese valor, esta es una característica común en muchos tipos de tarifa de dos partes). En el caso que nos ocupa, se facturó al consumidor sobre la base de 132 kVA. Con referencia a **la Figura L16**, se puede ver que un banco de capacitores de 60 kvar mejorará el factor de potencia de la carga de 0,7 a 0,95 ($0,691 \times 85,4 = 59$ kvar en la figura). El valor declarado de kVA será entonces $\frac{85,4}{0,95} = 90 \text{ kVA}$, es decir, una mejora del 30%.



Notas

- En el período de facturación, durante las horas en que se cobra energía reactiva para el caso considerado anteriormente:

$$Q_c = \frac{15,996 \text{ kvar h}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$$

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



Compensación en los terminales de un transformador.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.

Compensación para aumentar la potencia activa disponible

La instalación de una batería de condensadores puede evitar la necesidad de cambiar un transformador en caso de aumento de carga

Medidas similares a las adoptadas para reducir los kVA máximos declarados, es decir, la mejora del factor de potencia de carga como se analiza en [Método basado en la reducción de la potencia aparente máxima declarada \(kVA\)](#), maximizarán la capacidad disponible del transformador, es decir, suministrarán más potencia activa.

Pueden surgir casos en los que por este medio se pueda evitar la sustitución de un transformador por una unidad más grande, para superar un crecimiento de carga. **La Figura L18** muestra directamente la capacidad de potencia (kW) de transformadores completamente cargados con diferentes factores de potencia de carga, a partir de los cuales se puede obtener el aumento de la salida de potencia activa a medida que aumenta el valor del factor de potencia.

Fig. L18 – Capacidad de potencia activa de transformadores completamente cargados, cuando se alimentan cargas con diferentes valores de factor de potencia.

bronceado ϕ	porque ϕ	Clasificación nominal de los transformadores (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	1480	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

Ejemplo:(ver **Figura L19**)

Una instalación se alimenta desde un transformador de 630 kVA cargado a 450 kW (P1) con un factor de potencia medio de 0,8 en retraso. El poder aparente

$$S1 = \frac{450}{0.8} = 562 \text{ kVA}$$

La potencia reactiva correspondiente.

$$Q1 = \sqrt{S1^2 - P1^2} = 337 \text{ kvar}$$

El aumento de carga previsto P2 = 100 kW con un factor de potencia de 0,7 en retraso.

El poder aparente

$$S2 = \frac{100}{0.7} = 143 \text{ kVA}$$

La potencia reactiva correspondiente.

$$Q2 = \sqrt{S2^2 - P2^2} = 102 \text{ kvar}$$

¿Cuál es el valor mínimo de kvar capacitivos a instalar para evitar un cambio de transformador?

Potencia total a suministrar ahora:

$$P = P1 + P2 = 550 \text{ kW}$$

La capacidad máxima de potencia reactiva del transformador de 630 kVA al entregar 550 kW es:

$$Q_m = \sqrt{S^2 - P^2}$$

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

Potencia reactiva total requerida por la instalación antes de la compensación:

$$Q1 + Q2 = 337 + 102 = 439 \text{ kvar}$$

De modo que el tamaño mínimo de batería de condensadores a instalar:

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

Cabe señalar que en este cálculo no se han tenido en cuenta los picos de carga y su duración.

La mejor mejora posible, es decir, una corrección que alcance un factor de potencia de 1, permitiría una reserva de potencia para el transformador de $630 - 550 = 80 \text{ kW}$.

La batería de condensadores tendría entonces que tener una potencia nominal de 439 kvar.

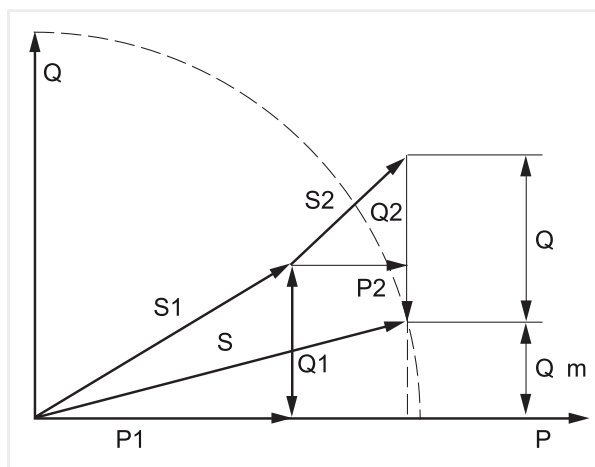


Fig. L19 – La compensación Q permite agregar la extensión de carga de la instalación S2, sin necesidad de reemplazar

el transformador existente, cuya salida está limitada a S

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



Compensación de energía reactiva absorbida por el transformador.

Cuando la medición se realiza en el lado de MT de un transformador, es posible que sea necesario compensar las pérdidas de energía reactiva en el transformador (dependiendo de la tarifa).

La naturaleza de las reactancias inductivas del transformador.

Todas las referencias anteriores han sido a dispositivos conectados en derivación, como los utilizados en cargas normales y bancos de condensadores de corrección del factor de potencia, etc. La razón de esto es que los equipos conectados en derivación requieren (con diferencia) las mayores cantidades de energía reactiva en los sistemas de energía; sin embargo, las reactancias conectadas en serie, como las reactancias inductivas de las líneas eléctricas y la reactancia de fuga de los devanados de los transformadores, etc., también absorben energía reactiva.

Cuando la medición se realiza en el lado de MT de un transformador, es posible que sea necesario compensar las pérdidas de energía reactiva en el transformador (dependiendo de la tarifa). En lo que respecta únicamente a las pérdidas de energía reactiva, un transformador puede representarse mediante el diagrama elemental de la **Figura L20**. Todos los valores de reactancia se refieren al lado secundario del transformador, donde la rama en derivación representa la ruta de la corriente magnetizante. La corriente magnetizante permanece prácticamente constante (alrededor del 1,8% de la corriente a plena carga) desde vacío hasta plena carga, en circunstancias normales, es decir, con una tensión primaria constante, de modo que se puede instalar un condensador en derivación de valor fijo en MV o Lado BT, para compensar la energía reactiva absorbida.

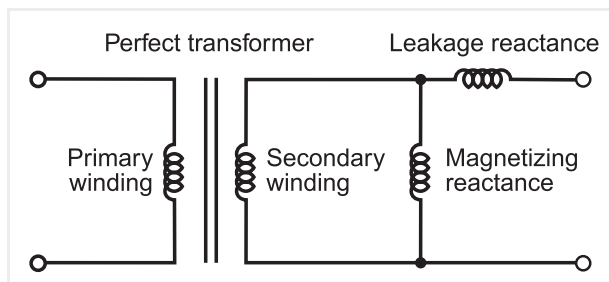


Fig. L20 – Reactancias del transformador por fase

Absorción de potencia reactiva en reactancia XL conectada en serie (flujo de fuga)

La potencia reactiva absorbida por un transformador no puede despreciarse y puede ascender a (aproximadamente) el 5% de la potencia nominal del transformador cuando se suministra a su carga completa. La compensación puede ser proporcionada por un banco de condensadores. En los transformadores, la potencia reactiva es absorbida tanto por reactancias en derivación (magnetización) como en serie (flujo de fuga). La compensación completa puede ser proporcionada por un banco de condensadores BT conectados en derivación.

Una ilustración sencilla de este fenómeno la proporciona el diagrama vectorial de **la Figura L21**.

El componente de corriente reactiva a través de la carga = $I \sin \phi$ de modo que $Q_L = VI \sin \phi$.

El componente de corriente reactiva de la fuente = $I \sin \phi'$ de modo que $Q_E = EI \sin \phi'$.

Se puede observar que $E > V$ y $\sin \phi' > \sin \phi$.

La diferencia entre $EI \sin \phi'$ y $VI \sin \phi$ da los kvar por fase absorbidos por XL.

Se puede demostrar que este valor kvar es igual a $I^2 X_L$ (que es análogo a las pérdidas de potencia activa (kW) $I^2 R$ debido a la resistencia en serie de las líneas eléctricas, etc.).

De la fórmula $I^2 X_L$ es muy sencillo deducir los kvar absorbidos en cualquier valor de carga para un transformador dado, de la siguiente manera:

Si se utilizan valores por unidad (en lugar de valores porcentuales), se puede realizar la multiplicación directa de I y X_L .

Ejemplo

Un transformador de 630 kVA con una tensión de reactancia de cortocircuito del 4% está completamente cargado.

¿Cuál es su pérdida de potencia reactiva (kvar)?

$$X_L = 0,04 \text{ pu y } I = 1 \text{ pu}$$

$$\text{pérdida} = I^2 X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04 \text{ pu kvar}$$

$$\text{donde } 1 \text{ pu} = 630 \text{ kVA}$$

Las pérdidas en kvar trifásicas son $630 \times 0,04 = 25,2 \text{ kvar}$ (o, simplemente, el 4% de 630 kVA).

A media carga, es decir, $I = 0,5 \text{ pu}$, las pérdidas serán

$$0,5^2 \times 0,04 = 0,01 \text{ pu} = 630 \times 0,01 = 6,3 \text{ kvar y así sucesivamente...}$$

Este ejemplo y el diagrama vectorial de **la Figura L21** muestran que:

- El factor de potencia en el lado primario de un transformador cargado es diferente (normalmente menor) que en el lado secundario (debido a la absorción de vars).
- Las pérdidas en kvar a plena carga debido a la reactancia de fuga son iguales al porcentaje de reactancia del transformador (el 4 % de la reactancia significa una pérdida en kvar igual al 4 % de la capacidad nominal en kVA del transformador).
- Las pérdidas en kvar debidas a la reactancia de fuga varían según la corriente (o carga en kVA) al cuadrado

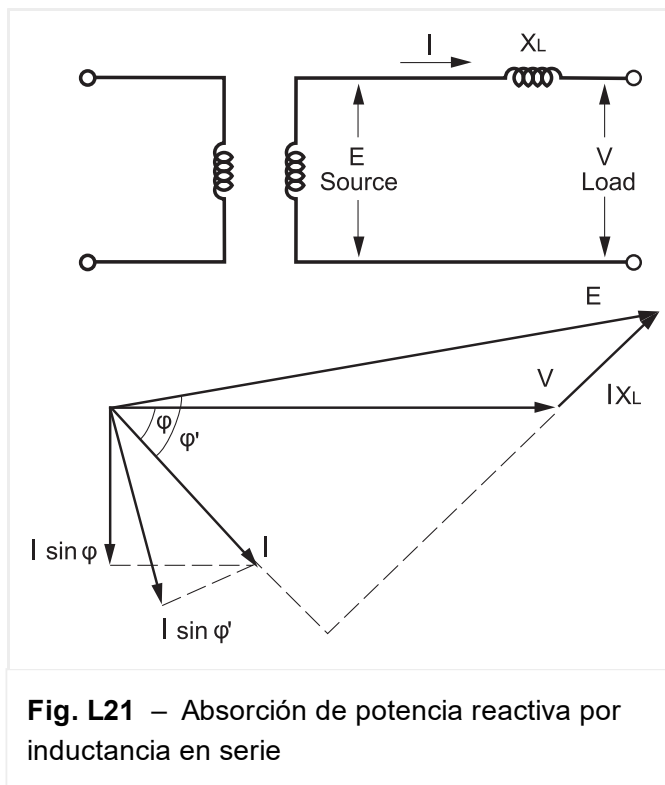


Fig. L21 – Absorción de potencia reactiva por inductancia en serie

Para determinar las pérdidas totales en kvar de un transformador, las pérdidas constantes del circuito de corriente magnetizante (aproximadamente 1,8 % de la capacidad nominal en kVA del transformador) deben sumarse a las pérdidas “en serie” anteriores. **La Figura L21** muestra las pérdidas en kvar sin carga y con carga completa para transformadores de distribución típicos. En principio, las inductancias en serie pueden compensarse mediante condensadores en serie fijos (como suele ser el caso de las líneas de transmisión de MT largas). Sin embargo, esta disposición es operativamente difícil, por lo que, a los niveles de voltaje cubiertos por esta guía, siempre se aplica compensación en derivación.

En el caso de la medición de MT, es suficiente elevar el factor de potencia hasta un punto en el que el consumo de energía reactiva del transformador más la carga esté por debajo del nivel en el que se realiza un cargo de facturación. Este nivel depende de la tarifa, pero a menudo corresponde a un valor $\tan \phi$ de 0,31 ($\cos \phi$ de 0,955).

Fig. L22 – Consumo de potencia reactiva de transformadores de distribución con devanados primarios de 20 kV

Potencia nominal (kVA)	Potencia reactiva (kvar) a compensar	
	Sin carga	Carga completa
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

Como cuestión de interés, las pérdidas en kvar en un transformador se pueden compensar completamente ajustando el banco de condensadores para darle a la carga un factor de potencia (ligeramente) adelantado. En tal caso, todos los kvar del transformador se suministran desde el banco de capacitores, mientras que la entrada al lado MV del transformador tiene un factor de potencia unitario, como se muestra en la **Figura L23**.

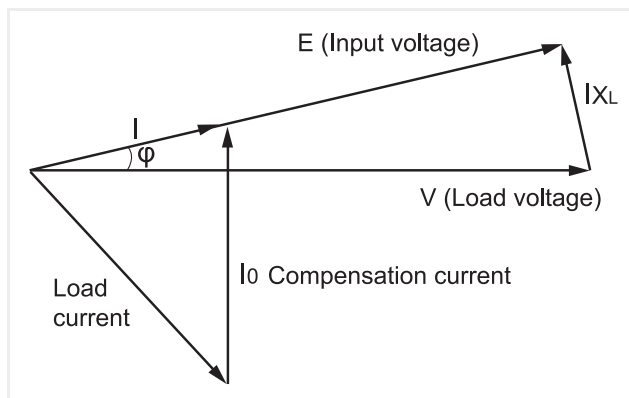


Fig. L23 – Sobrecompensación de carga para compensar completamente las pérdidas de potencia reactiva del transformador

Por lo tanto, en términos prácticos, la compensación de los kvar absorbidos por el transformador se incluye en los condensadores destinados principalmente a la corrección del factor de potencia de la carga, ya sea de forma global, parcial o individual. A diferencia de la mayoría de los otros elementos que absorben kvar, la absorción del transformador (es decir, la parte debida a la reactancia de fuga) cambia significativamente con las variaciones del nivel de carga, de modo que, si se aplica una compensación individual al transformador, entonces tendrá que alcanzarse un nivel promedio de carga. ser asumido.

Afortunadamente, este consumo de kvar generalmente constituye sólo una parte relativamente pequeña de la potencia reactiva total de una instalación, por lo que no es probable que el desajuste de la compensación en momentos de cambio de carga sea un problema.

La Figura L22 indica los valores típicos de pérdida en kvar para el circuito magnetizador (columnas “kvar sin carga”), así como para las pérdidas totales a plena carga, para una gama estándar de transformadores de distribución alimentados a 20 kV (que incluyen las pérdidas por la reactancia de fuga).

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



Corrección del factor de potencia de motores de inducción.

Conexión de una batería de condensadores y ajustes de protección.

Se recomienda la compensación individual del motor cuando la potencia del motor (kVA) sea grande respecto a la potencia declarada de la instalación.

Precauciones generales

Debido al pequeño consumo de kW, el factor de potencia de un motor es muy bajo sin carga o con carga ligera. La corriente reactiva del motor permanece prácticamente constante con todas las cargas, por lo que un número de motores sin carga supone un consumo de potencia reactiva generalmente perjudicial para una instalación, por las razones explicadas en apartados anteriores.

Por lo tanto, dos buenas reglas generales son que los motores sin carga deben apagarse y no deben sobredimensionarse (ya que entonces estarán ligeramente cargados).

Conexión

El banco de condensadores debe conectarse directamente a los terminales del motor.

motores especiales

Se recomienda no compensar los motores especiales (motores paso a paso, de obturación, de avance lento, de inversión, etc.).

Efecto en la configuración de protección

Después de aplicar compensación a un motor, la corriente a la combinación motor-condensador será menor que antes, asumiendo las mismas condiciones de carga impulsadas por el motor. Esto se debe a que una parte importante del componente reactivo de la corriente del motor proviene del capacitor, como se muestra en la **Figura L24**.

Cuando los dispositivos de protección contra sobrecorriente del motor están ubicados aguas arriba de la conexión del capacitor del motor (y este siempre será el caso para los capacitores conectados por terminales), los ajustes del relé de sobrecorriente deben reducirse en la proporción:

$\cos \phi$ antes de la compensación / $\cos \phi$ después de la compensación

Para motores compensados de acuerdo con los valores de kvar indicados en la **Figura L25** (valores máximos recomendados para evitar la autoexcitación de motores de inducción estándar como se analiza en [Cómo se puede evitar la autoexcitación de un motor de inducción](#)), la relación mencionada anteriormente tendrá un valor similar al indicado para la velocidad del motor correspondiente en la **Figura L26**.

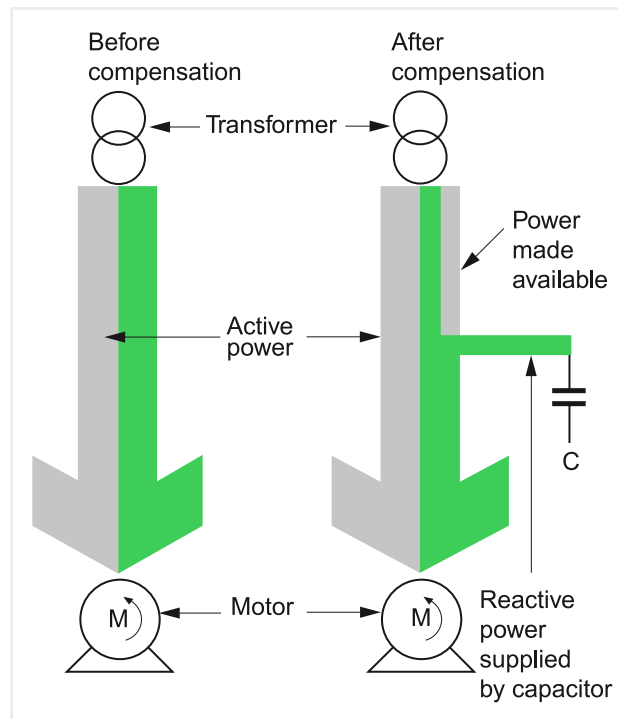


Fig. L24 – Antes de la compensación, el transformador suministra toda la potencia reactiva; Después de la compensación, el condensador suministra una gran parte de la potencia reactiva.

Fig. L25 – Kvar máximo de corrección del factor de potencia aplicable a los terminales del motor sin riesgo de autoexcitación

Motores trifásicos 230/400 V.					
Potencia nominal		kvar a instalar			
		Velocidad de rotación (rpm)			
kilovatios	caballos de fuerza	3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7.5	10	11	12.5

37	50	9	11	12.5	dieciséis
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. L26 – Factor de reducción para protección contra sobrecorriente después de la compensación

Velocidad en rpm	Factor de reducción
750	0,88
1000	0,90
1500	0,91

3000

0,93

Cómo se puede evitar la autoexcitación de un motor de inducción

Cuando se conecta un banco de capacitores a los terminales de un motor de inducción, es importante verificar que el tamaño del banco sea menor que aquel en el que puede ocurrir la autoexcitación.

Cuando un motor impulsa una carga de alta inercia, el motor continuará girando (a menos que se frene deliberadamente) después de que se haya desconectado el suministro del motor.

La "inercia magnética" del circuito del rotor significa que se generará una fem en los devanados del estator durante un corto período después de la desconexión, y normalmente se reducirá a cero después de 1 o 2 ciclos, en el caso de un motor no compensado.

Sin embargo, los condensadores de compensación constituyen una carga reactiva trifásica para esta fem en disminución, lo que hace que fluyan corrientes capacitivas a través de los devanados del estator. Estas corrientes del estator producirán un campo magnético giratorio en el rotor que actúa exactamente a lo largo del mismo eje y en la misma dirección que el campo magnético en decadencia.

En consecuencia, el flujo del rotor aumenta; las corrientes del estator aumentan; y aumenta el voltaje en los terminales del motor; a veces hasta niveles peligrosamente altos. Este fenómeno se conoce como autoexcitación y es una de las razones por las que los generadores de CA normalmente no funcionan con factores de potencia principales, es decir, hay una tendencia a autoexcitarse espontáneamente (e incontrolablemente).

Notas:

1. Las características de un motor accionado por la inercia de la carga no son rigurosamente idénticas a sus características en vacío. Esta suposición, sin embargo, es suficientemente precisa a efectos prácticos.

2. Cuando el motor actúa como generador, las corrientes que circulan son en gran medida reactivas, de modo que el efecto de frenado (retraso) en el motor se debe principalmente únicamente a la carga representada por el ventilador de refrigeración del motor.

3. La corriente (casi 90° en atraso) tomada del suministro en circunstancias normales por el motor descargado, y la corriente (casi 90° en adelanto) suministrada a los capacitores por el motor que actúa como generador, ambas tienen la misma relación de fase con el voltaje terminal. Es por este motivo que las dos características pueden superponerse en el gráfico.

Para evitar la autoexcitación descrita anteriormente, la clasificación kvar del banco de condensadores debe limitarse al siguiente valor máximo:

$$Q_c \leq 0.9 \times I_o \times U_n \times \sqrt{3}$$

donde I_o = la corriente sin carga del motor y U_n = tensión nominal entre fases del motor en kV. **La Figura L25** proporciona valores apropiados de Q_c correspondientes a este criterio.

Ejemplo

Un motor trifásico de 75 kW, 3000 rpm, 400 V puede tener un banco de capacitores no mayor a 17 kvar según la **Figura L25**. Los valores de la tabla son, en general, demasiado pequeños para compensar adecuadamente el motor al nivel de $\cos \phi$ normalmente requerido. Sin embargo, se puede aplicar una compensación adicional al sistema, por ejemplo un banco global, instalado para la compensación global de una serie de aparatos más pequeños.

Motores y/o cargas de alta inercia

En cualquier instalación donde existan cargas impulsadas por motores de alta inercia, los disyuntores o contactores que controlan dichos motores deben, en caso de pérdida total del suministro de energía, dispararse rápidamente.

Si no se toma esta precaución, es probable que se produzca una autoexcitación a tensiones muy altas, ya que todos los demás bancos de condensadores de la instalación estarán efectivamente en paralelo con los de los motores de alta inercia.

Por tanto, el esquema de protección de estos motores debe incluir un relé de disparo por sobretensión, junto con contactos de control de potencia inversa (el motor alimentará al resto de la instalación, hasta disipar la energía inercial almacenada).

Si el banco de capacitores asociado con un motor de alta inercia es más grande que el recomendado en la **Figura L25** , entonces debe controlarse por separado mediante un disyuntor o contactor, que se dispara simultáneamente con el disyuntor o contactor principal que controla el motor, como se muestra. en la **Figura L27** .

El cierre del contactor principal suele estar sujeto a que previamente se haya cerrado el contactor del condensador.

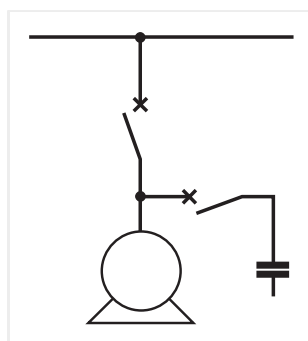


Fig. L27 –
Conexión de la
batería de
capacitores al motor

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.

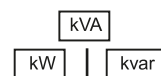


Ejemplo de instalación antes y después de la

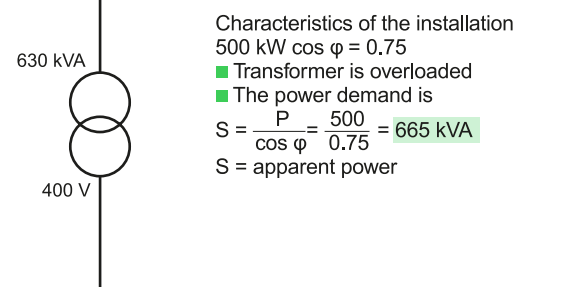
corrección del factor de potencia.

Installation before P.F. correction

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar} \quad [a]$$



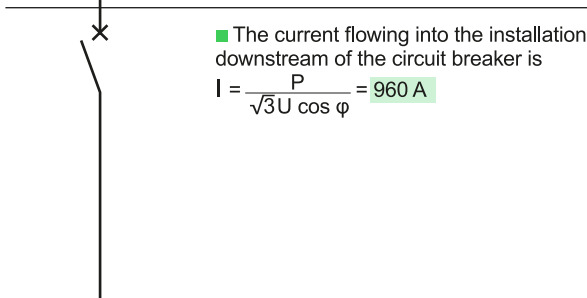
- kvarh are billed heavily above the declared level
- Apparent power kVA is significantly greater than the kW demand
- The corresponding excess current causes losses (kWh) which are billed
- The installation must be over-dimensioned



Characteristics of the installation
 500 kW $\cos \phi = 0.75$
 ■ Transformer is overloaded
 ■ The power demand is

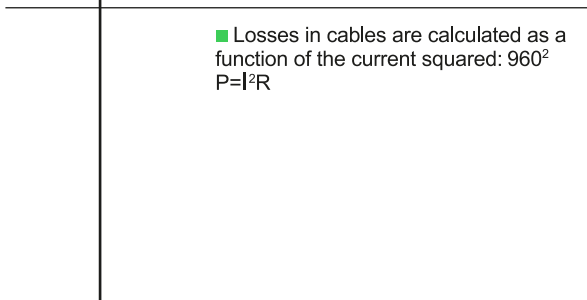
$$S = \frac{P}{\cos \phi} = \frac{500}{0.75} = 665 \text{ kVA}$$

 S = apparent power

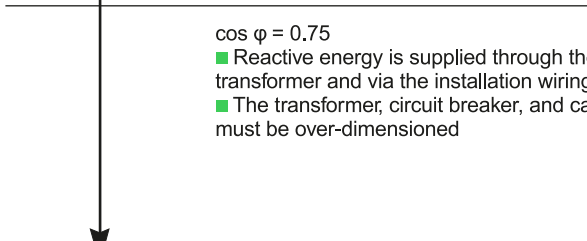


■ The current flowing into the installation downstream of the circuit breaker is

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \phi} = 960 \text{ A}$$



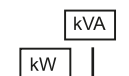
■ Losses in cables are calculated as a function of the current squared: 960^2
 $P = I^2 R$



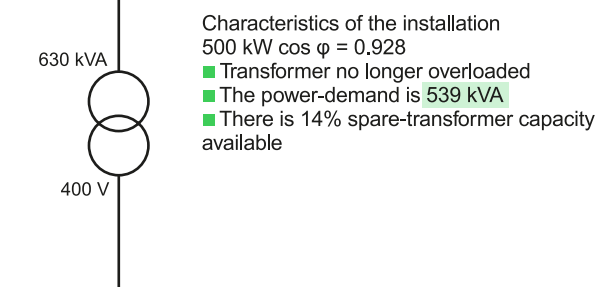
$\cos \phi = 0.75$
 ■ Reactive energy is supplied through the transformer and via the installation wiring
 ■ The transformer, circuit breaker, and cables must be over-dimensioned

Installation after P.F. correction

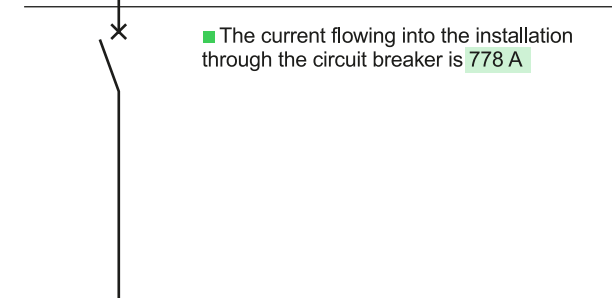
$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$$



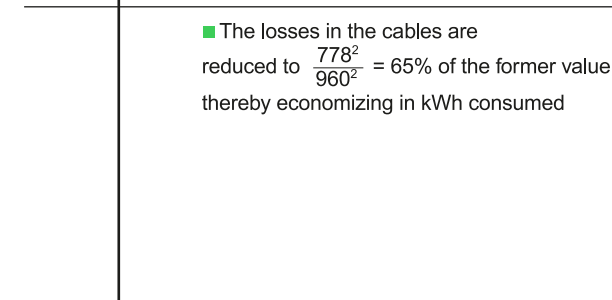
- The consumption of kvarh is
- Eliminated, or
- Reduced, according to the $\cos \phi$ required
- The tariff penalties
- For reactive energy where applicable
- For the entire bill in some cases are eliminated
- The fixed charge based on kVA demand is adjusted to be close to the active power kW demand



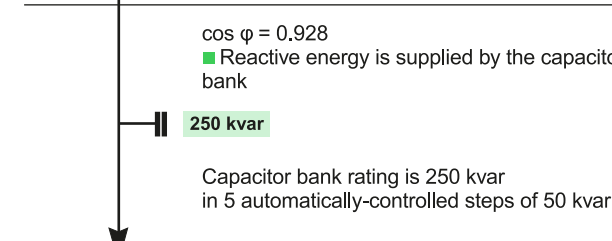
Characteristics of the installation
 500 kW $\cos \phi = 0.928$
 ■ Transformer no longer overloaded
 ■ The power-demand is 539 kVA
 ■ There is 14% spare-transformer capacity available



■ The current flowing into the installation through the circuit breaker is 778 A



■ The losses in the cables are reduced to $\frac{778^2}{960^2} = 65\%$ of the former value, thereby economizing in kWh consumed



$\cos \phi = 0.928$
 ■ Reactive energy is supplied by the capacitor bank
 ■ 250 kvar
 Capacitor bank rating is 250 kvar in 5 automatically-controlled steps of 50 kvar



[a] Las flechas indican cantidades vectoriales.

[b] El cos φ del taller se mantiene en 0,75 pero el cos φ para toda la instalación aguas arriba de la batería de condensadores hasta los terminales de BT del transformador es 0,928. Como se menciona en la Subcláusula 6.2, el cos φ en el lado de alta tensión del transformador será ligeramente menor (particularmente en el caso precorrecto), debido a las pérdidas de potencia reactiva en el transformador.

Fig. L28 – Comparación técnico-económica de una instalación antes y después de la corrección del factor de potencia

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.



Los efectos de los armónicos.

Esta página se editó por última vez el 4 de agosto de 2022 a las 07:33.

Problemas derivados de los armónicos del sistema de potencia.

La presencia de armónicos en los sistemas eléctricos significa que la corriente y el voltaje se distorsionan y se desvían de las formas de onda sinusoidales.

Se pide a los diseñadores que presten cada vez más atención al ahorro de energía y a la mejora de la disponibilidad de electricidad. Es por eso que los armónicos son una preocupación creciente en la gestión de los sistemas eléctricos en la actualidad.

Los armónicos han existido desde los primeros días de la industria y fueron (y aún son) causados por las impedancias magnetizantes no lineales de transformadores, reactores, balastos de lámparas fluorescentes, etc. Además, los dispositivos electrónicos de potencia se han vuelto abundantes hoy en día debido a sus capacidades para un control preciso del proceso y beneficios de ahorro de energía. Sin embargo, también traen inconvenientes a los sistemas de distribución eléctrica: los armónicos.

Las corrientes armónicas causadas por cargas no lineales conectadas al sistema de distribución fluyen a través de las impedancias del sistema y, a su vez, distorsionan la tensión de suministro.

Este tipo de cargas son cada vez más abundantes en todas las instalaciones industriales, comerciales y residenciales y su porcentaje sobre la carga total crece de forma constante.

Ejemplos incluyen:

- Equipos industriales (soldadores, hornos de inducción, cargadores de baterías, fuentes de alimentación CC)
- Variadores de velocidad para motores de CA y CC
- Suministros de energía ininterrumpida (UPS)
- Equipos de oficina (PC, impresoras, servidores, monitores, etc.)
- Electrodomésticos (televisores, hornos microondas, iluminación fluorescente, fluocompacta y LED, lavadoras y secadoras, atenuadores de luz)

Las corrientes armónicas aumentan la corriente rms en los sistemas eléctricos y deterioran la calidad de la tensión de alimentación. Estresan la red eléctrica y potencialmente dañan el equipo. Pueden alterar el funcionamiento normal de los dispositivos y aumentar los costes operativos.

Los síntomas de niveles armónicos problemáticos incluyen sobrecalentamiento de transformadores, motores y cables, disparo térmico de dispositivos de protección y fallas lógicas de dispositivos digitales. Además, la vida útil de muchos dispositivos se ve reducida por las elevadas temperaturas de funcionamiento.

Los condensadores son especialmente sensibles a los componentes armónicos de la tensión de alimentación debido al hecho de que la reactancia capacitiva disminuye a medida que aumenta la frecuencia. En la práctica, esto significa que un porcentaje relativamente pequeño de tensión armónica puede provocar que fluya una corriente significativa en el circuito del condensador.

Se pueden utilizar varias funciones de diversas maneras para reducir las consecuencias de los armónicos. En esta sección se recomiendan medios prácticos para reducir la influencia de los armónicos, con especial referencia a los bancos de condensadores.

Se presenta una descripción más detallada en **el capítulo [Gestión de armónicos de potencia](#)**.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.

Riesgo de resonancia debido a armónicos del sistema de potencia.

Considerando el circuito simplificado representado en **la Figura L29** (sin condensadores PFC conectados):

La distorsión de tensión V_h a nivel de las barras resulta de dos factores diferentes:

- conexión de cargas no lineales que generan corrientes armónicas I_h ,
- Distorsión de tensión U_h presente en la red de suministro debido a cargas no lineales fuera del circuito considerado (tensión armónica entrante).

Un indicador significativo de importancia armónica es el porcentaje de cargas no lineales N_{LL} , calculado mediante la fórmula:

$$N_{LL}(\%) = \frac{\text{Power of non-linear loads}}{\text{Power of supply transformer}}$$

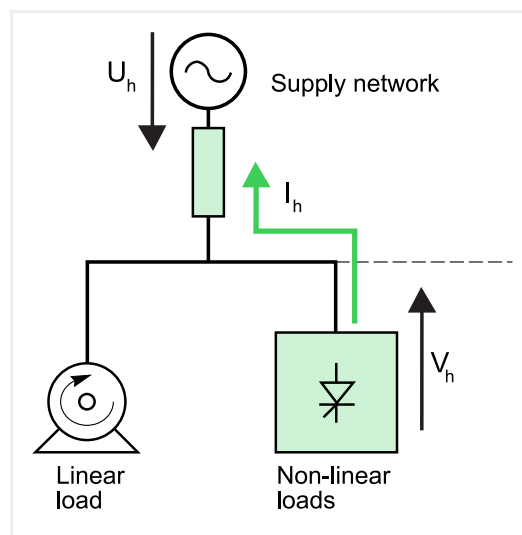


Fig. L29 – Diagrama de circuito

simplificado

La conexión de condensadores PFC (sin reactores) produce una amplificación de las corrientes armónicas a nivel de las barras y un aumento de la distorsión de tensión.

Los condensadores son dispositivos reactivos lineales y, en consecuencia, no generan armónicos. Sin embargo, la instalación de condensadores en un sistema eléctrico (en el que las impedancias son predominantemente inductivas) puede provocar una resonancia total o parcial en una de las frecuencias armónicas.

Debido a los armónicos, la corriente I_C que circula a través de los condensadores PFC es mayor en comparación con la situación en la que sólo está presente la corriente fundamental I_1 .

Si la frecuencia natural de la combinación de reactancia del banco de capacitores y del sistema de potencia está cerca de un armónico particular, entonces se producirá una resonancia parcial, con valores amplificados de voltaje y corriente en la frecuencia armónica en cuestión. En este caso particular, la corriente elevada provocará un sobrecalentamiento del condensador, con degradación del dieléctrico, lo que puede resultar en su eventual falla.

El orden h_0 de la frecuencia de resonancia natural entre la inductancia del sistema y la batería de condensadores viene dado por:

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

Dónde:

S_{sc} = el nivel de potencia de cortocircuito del sistema (kVA) en el punto de conexión del capacitor

Q = clasificación del banco de capacitores en kvar

h_0 = el orden de la frecuencia natural f_0 , es decir, $f_0/50$ para 50 Hz sistema, o $f_0/60$ para un sistema de 60 Hz.

Por ejemplo:

Potencia nominal del transformador:	$S = 630\text{kVA}$
Tensión de cortocircuito:	$U_{sc} = 6\%$
Potencia de cortocircuito a nivel de barras:	$S_{sc} \sim 10\text{ MVA}$

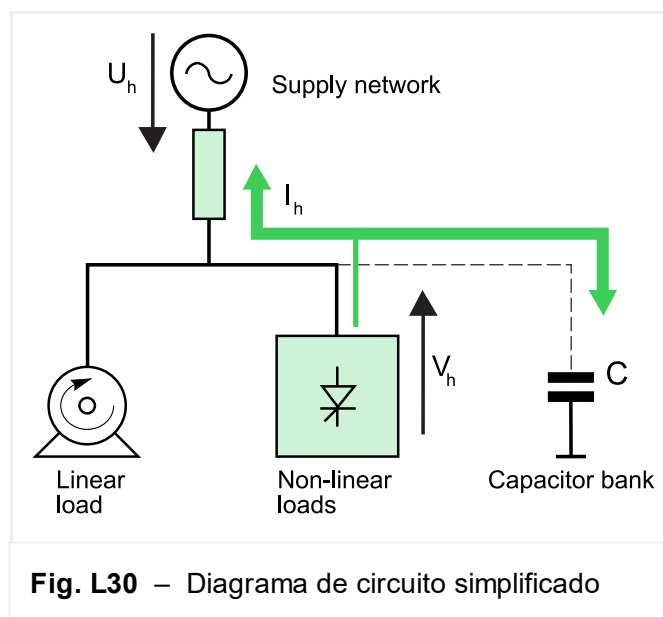
Potencia reactiva de la batería de condensadores:	Q = 350 kvar
---	--------------

Entonces:

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^3}{350}} = 5.5$$

La frecuencia natural de la combinación condensador/sistema-inductancia está cerca de la frecuencia del quinto armónico del sistema.

Para un sistema de 50 Hz, la frecuencia natural f_0 es entonces igual a $f_0 = 50 \times h_0 = 50 \times 5,5 = 275$ Hz



Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:51.



Posibles soluciones para los armónicos del sistema de potencia.

Condensadores estándar

La presencia de armónicos en la tensión de alimentación da como resultado niveles de corriente anormalmente altos a través de los condensadores. Se tiene en cuenta esto diseñando condensadores para un valor eficaz de corriente igual a 1,3 veces la corriente nominal nominal. Todos los elementos en serie, como conexiones, fusibles, interruptores, etc., asociados a los condensadores están igualmente sobredimensionados, entre 1,3 y 1,5 veces los valores nominales.

Se pueden utilizar condensadores estándar si el porcentaje de cargas no lineales es inferior al 10% ($N_{LL} \leq 10\%$).

Condensadores con mayor clasificación de corriente

Se pueden utilizar condensadores con capacidad de corriente mejorada ("heavy duty") para aumentar el margen de seguridad. La tecnología de estos condensadores permite una sobrecorriente superior a la estrictamente exigida por las normas.

Otra posibilidad es utilizar condensadores con mayor corriente y tensión nominal.

Como se debe generar la misma potencia reactiva, los condensadores deben tener la misma capacitancia.

Con una tensión nominal U_N (superior a la tensión del sistema U), la corriente nominal I_N y la potencia nominal

Q_N vendrá dado por las fórmulas:

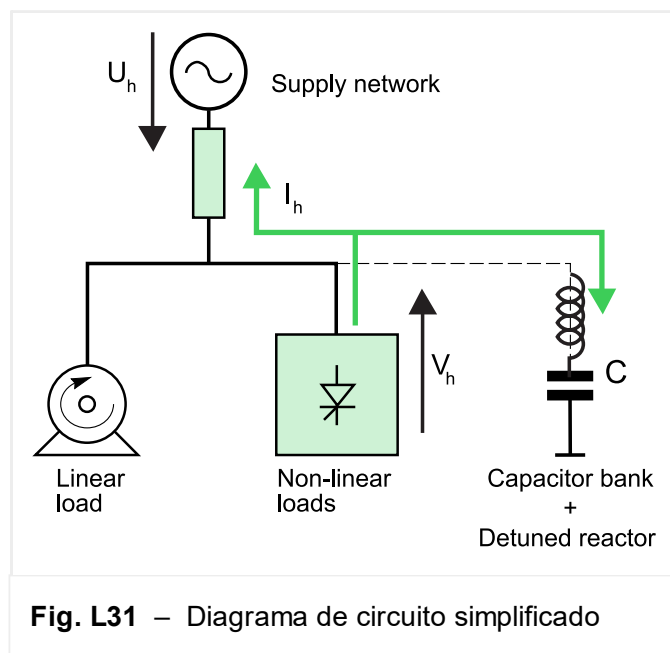
$$\frac{I_N}{I} = \frac{U_N}{U} \frac{Q_N}{Q} = \left(\frac{U_N}{U} \right)^2$$

Se pueden utilizar condensadores con clasificación de corriente mejorada si el porcentaje de cargas no lineales es inferior al 20% ($N_{LL} \leq 20\%$).

Conexión de condensadores de corrección del factor de potencia con reactores desafinados

Para atenuar los efectos de los armónicos (aumento significativo de la corriente del capacitor así como alta distorsión de corriente y voltaje), los reactores deben asociarse a los capacitores. Los reactores y condensadores están configurados en un circuito resonante en serie, sintonizados de modo que la frecuencia resonante en serie esté por debajo de la frecuencia armónica más baja presente en el sistema (consulte la **Figura L31**).

El uso de reactores desafinados previene así problemas de resonancia armónica, evita el riesgo de sobrecarga de los condensadores y ayuda a reducir la distorsión armónica de tensión en la red.



La frecuencia de sintonización se puede expresar mediante la impedancia relativa del reactor (en %, con respecto a la impedancia del condensador), o mediante el orden de sintonización, o directamente en Hz.

Los valores más comunes de impedancia relativa son 5,7, 7 y 14 (el 14% se utiliza con un nivel alto de tensiones del tercer armónico).

Fig. L32 – Correspondencia entre impedancia relativa, orden de sintonización y frecuencia de sintonización

Impedancia relativa (%)	orden de afinación	Frecuencia de sintonización @50Hz (Hz)	Frecuencia de sintonización @60Hz (Hz)
5.7	4.2	210	250
7	3.8	190	230
14	2.7	135	160

En esta disposición, la presencia del reactor aumenta el voltaje de frecuencia fundamental (50 o 60 Hz) a través del capacitor.

Esta característica se tiene en cuenta mediante el uso de condensadores que están diseñados con una tensión nominal U_N superior a la tensión de servicio de la red U_S , como se muestra en la siguiente tabla.

Fig. L33 – Valores típicos de la tensión nominal del condensador

Tensión nominal del condensador U_N (V)		Voltaje de servicio de red U_S (V)				
		50Hz		60Hz		
		400	690	400	480	600
Impedancia relativa (%)	5.7	480	830	480	575	690
	7	480	830	480	575	690

	14	480		480		
--	----	-----	--	-----	--	--

Resumen

En la Fig. L34 se sugieren reglas prácticas para seleccionar la configuración adecuada, dependiendo de los parámetros del sistema:

- S_{sc} = potencia de cortocircuito trifásico en kVA a nivel de barra
- S_n = suma de las capacidades kVA de todos los transformadores que alimentan (es decir, están conectados directamente a) la barra colectora
- G_h = suma de las capacidades en kVA de todos los dispositivos generadores de armónicos (convertidores estáticos, inversores, variadores de velocidad, etc.) conectados a la barra colectora.

Si las clasificaciones de algunos de estos dispositivos se indican únicamente en kW, suponga un factor de potencia promedio de 0,7 para obtener las clasificaciones en kVA.

Fig. L34 – Reglas simplificadas

Regla general (para cualquier tamaño de transformador):			
$G_h \leq \frac{S_{sc}}{120}$	$\frac{S_{sc}}{120} < G_h \leq \frac{S_{sc}}{70}$	$\frac{S_{sc}}{70} < G_h \leq \frac{S_{sc}}{30}$	$G_h > \frac{S_{sc}}{30}$
Condensadores estándar	Condensadores de servicio pesado o capacitores con voltaje nominal aumentado en un 10%	Condensadores de servicio pesado o capacitores con voltaje nominal aumentado en un 20 % + reactor desafinado	Necesario filtrado de armónicos Ver capítulo Gestión de armónicos de potencia
Regla simplificada (si la potencia del transformador es $\leq 2\text{MVA}$):			
$G_h \leq 0.1 \times S_n$	$0.1 \times S_n < G_h \leq 0.2 \times S_n$	$0.2 \times S_n < G_h \leq 0.5 \times S_n$	$G_h > 0.5 \times S_n$
Condensadores estándar	Condensadores de servicio pesado o capacitores con voltaje nominal aumentado en un 10%	Condensadores de servicio pesado o capacitores con voltaje nominal aumentado en un 20 % + reactor desafinado	Necesario filtrado de armónicos Ver capítulo Gestión de armónicos de potencia

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:48.



Implementación de bancos de capacitores.

Elementos condensadores

Tecnología

Los condensadores de baja tensión son unidades de tipo seco (es decir, no están impregnados de dieléctrico líquido) que comprenden una película autorreparable de polipropileno metalizado en forma de un rollo de dos películas.

La autorreparación es un proceso mediante el cual el capacitor se restaura a sí mismo en caso de una falla en el dieléctrico que puede ocurrir durante sobrecargas altas, transitorios de voltaje, etc.

Cuando el aislamiento se rompe, se forma un arco de corta duración (**Figura L35** - arriba). El intenso calor generado por este arco hace que la metalización en las proximidades del arco se vaporice (**Figura L35** - centro).

Simultáneamente vuelve a aislar los electrodos y mantiene el funcionamiento y la integridad del condensador (**Figura L35** - abajo).



(a) Metal layer - (b) Polypropylene film

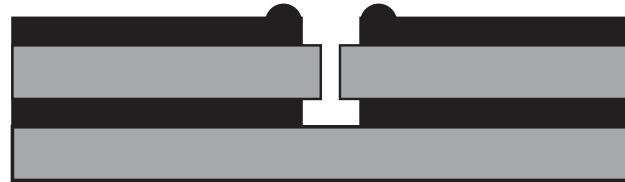


Fig. L35 — Ilustración de fenómenos de autocuración

Esquema de protección

Los condensadores deben estar asociados a dispositivos de protección contra sobrecargas (fusibles, disyuntores o relés de sobrecarga + contactor), para limitar las consecuencias de las sobrecorrientes. Esto puede ocurrir en caso de sobretensión o alta distorsión armónica.

Además de los dispositivos de protección externos, los condensadores están protegidos por un sistema de alta calidad (desconector sensible a la presión, también llamado "fusible de corte") que apaga los condensadores si se produce un fallo interno. Esto permite una desconexión segura y un aislamiento eléctrico al final de la vida útil del condensador.

El sistema de protección funciona de la siguiente manera:

- A veces se producen niveles de corriente superiores a lo normal, pero insuficientes para activar la protección contra sobrecorriente, por ejemplo debido a un flujo microscópico en la película dieléctrica. Estas fallas se solucionan mediante la autocuración.
- Si la corriente de fuga persiste (y se repite la autocuración), el defecto puede producir gas al vaporizar la metalización en el lugar defectuoso. Esto aumentará gradualmente la presión dentro del recipiente. La presión sólo puede provocar una expansión vertical doblando la tapa hacia afuera. Los cables de conexión se rompen en los puntos previstos. El condensador está desconectado irreversiblemente.

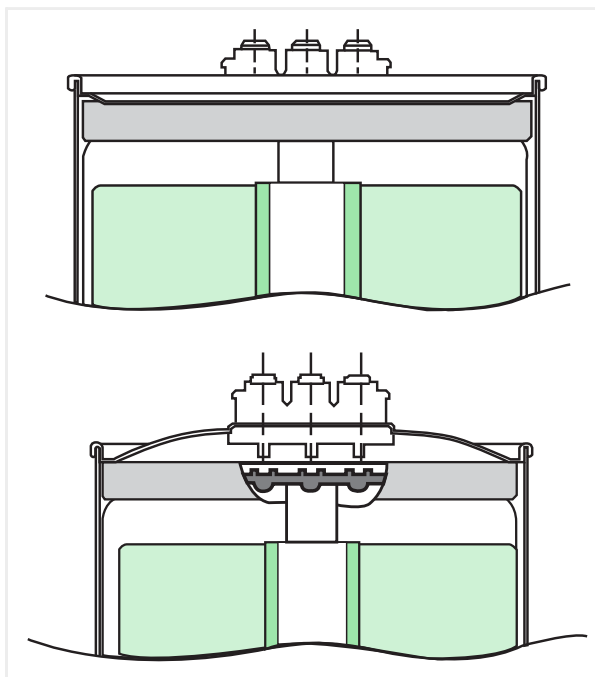


Fig. L36 – Vista en sección transversal de un capacitor trifásico después de operar el dispositivo sensible a la presión: tapa doblada y cables desconectados

Principales características eléctricas, según norma IEC 60831-1/2: "Condensadores de potencia en derivación del tipo autorreparable para sistemas de CA con una tensión nominal de hasta 1000 V inclusive".

Fig. L37 – Principales características de los condensadores según IEC 60831-1/2

Características eléctricas	
Tolerancia de capacitancia	-5 % a +10 % para unidades y bancos hasta 100 kvar -5 % a +5 % para unidades y bancos superiores a 100 kvar
Rango de temperatura	Mín: de -50 a +5°C Máx: de +40 a +55°C
Sobrecarga de corriente permitida	1,3 x I_N
Sobrecarga de tensión permitida	1,1 x U_N , 8 h cada 24 h 1,15 x U_N , 30 min cada 24 h 1,2 x U_N , 5 min 1,3 x U_N , 1 min 2,15 x U_N durante 10 s (prueba de tipo)
unidad de descarga	a 75 V en 3 min o menos

Elección de dispositivos de protección, control y cables de conexión.

La elección de cables ascendentes, dispositivos de protección y control depende de la carga actual.

Para los condensadores, la corriente es función de:

- La tensión del sistema (fundamental y armónicos),
- La potencia nominal.

La corriente nominal I_N de una batería de condensadores trifásica es igual a:

$$I_N = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U}$$

con:

- Q: potencia nominal (kvar)
- U: tensión entre fases (kV)

Los dispositivos de protección contra sobrecargas deben implementarse y configurarse de acuerdo con la distorsión armónica esperada. La siguiente tabla resume las tensiones armónicas a considerar en las diferentes configuraciones, y el correspondiente factor de sobrecarga máximo I_{MP} / I_N . (I_{MP} = corriente máxima permitida)

Fig. L38 – Corrientes de sobrecarga típicas permitidas

Configuración	orden armónico					THDu máx (%)	I_{MP} / I_N
	3	5	7	11	13		
Condensadores estándar						5	1.5
Condensadores de servicio pesado						7	1.8
Condensadores + 5,7% reactor	0,5	5	4	3.5	3	10	1.31
Condensadores + 7% reactor	0,5	6	4	3.5	3	8	1.19
Condensadores + 14% reactor	3	8	7	3.5	3	6	1.12

La configuración de retardo de tiempo corto de los disyuntores (protección contra cortocircuitos) debe establecerse en $10 \times I_N$ para que sean insensibles a la corriente de entrada.

Ejemplo 1

50 kvar – 400V – 50 Hz – Condensadores estándar

$$I_N = \frac{50}{\sqrt{3} \times 0.4} = 72A$$

Configuración de retardo de tiempo prolongado: $1,5 \times 72 = 108 A$

Configuración de retardo de tiempo corto: $10 \times 72 = 720 A$

Ejemplo 2

50 kvar – 400V – 50 Hz – Condensadores + 5,7% reactor desafinado

$$EN = 72A$$

Configuración de retardo de tiempo prolongado: $1,31 \times 72 = 94 A$

Configuración de retardo de tiempo corto: $10 \times 72 = 720 \text{ A}$

Cables aguas arriba

La Figura L39 muestra el área de sección transversal mínima recomendada del cable aguas arriba para bancos de capacitores.

Cables para control

La sección mínima de estos cables será de $1,5 \text{ mm}^2$ para 230 V. Para el lado secundario del transformador de corriente, la sección recomendada es $\geq 2,5 \text{ mm}^2$.

Fig. L39 – Sección de cables que conectan baterías de condensadores de media y alta potencia ^[1]

Energía del banco (kvar)		Sección transversal de cobre	Sección transversal de aluminio
230 voltios	400 voltios	(mm^2)	(mm^2)
5	10	2.5	dieciséis
10	20	4	dieciséis
15	30	6	dieciséis
20	40	10	dieciséis
25	50	dieciséis	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	2x95
150	250	240	2x120
	300	2x95	2x150
180 - 210	360	2x120	2x185

245	420	2x150	2x240
280	480	2x185	2x300
315	540	2x240	3x185
350	600	2x300	3x240
385	660	3x150	3x240
420	720	3x185	3x300

Transitorios de voltaje

Los transitorios de corriente y voltaje de alta frecuencia ocurren cuando se pone en servicio un banco de capacitores. El pico de tensión máxima no supera (en ausencia de armónicos) el doble del valor máximo de la tensión nominal al conmutar condensadores descargados.

Sin embargo, en el caso de que un condensador ya esté cargado en el instante del cierre del interruptor, el voltaje transitorio puede alcanzar un valor máximo cercano a 3 veces el valor pico nominal normal.

Esta condición máxima ocurre sólo si:

- El voltaje existente en el capacitor es igual al valor pico del voltaje nominal, y
- Los contactos del interruptor se cierran en el instante del pico de voltaje de suministro, y
- La polaridad del voltaje de la fuente de alimentación es opuesta a la del capacitor cargado.

En tal situación, la corriente transitoria estará en su valor máximo posible, es decir: el doble de su máximo cuando se cierra a un capacitor inicialmente descargado, como se señaló anteriormente.

Para cualquier otro valor de voltaje y polaridad en el capacitor precargado, los picos transitorios de voltaje y corriente serán menores que los mencionados anteriormente. En el caso particular de que el voltaje nominal pico en el capacitor tenga la misma polaridad que el voltaje de suministro y se cierre el interruptor en el instante del pico de voltaje de suministro, no habría transitorios de voltaje o corriente.

Por lo tanto, cuando se considera la conmutación automática de bancos escalonados de condensadores, se debe tener cuidado para garantizar que una sección de condensadores a punto de ser energizados esté completamente descargada.

El tiempo de retardo de descarga se puede acortar, si es necesario, utilizando resistencias de descarga de un valor de resistencia más bajo.

Notas

1. Sección mínima que no permite ningún factor de corrección (modo de instalación, temperatura, etc.). Los cálculos se realizaron para cables unipolares tendidos al aire libre a 30°C.

Esta página se editó por última vez el 22 de junio de 2022 a las 09:49.