

arteche

Principios de Baja Tensión

Soluciones en compensación de reactiva y filtrado de armónicos



CUADERNO DE FORMACIÓN

Este documento está sometido a posibles cambios.
Póngase en contacto con ARTECHE para la
confirmación de las características y disponibilidades
aquí descritas.

A decorative graphic consisting of numerous thin, white, curved lines that sweep across the bottom half of the page, creating a sense of motion and depth against the solid blue background.

Moving together

ÍNDICE

1. Calidad de energía | 4
2. Compensación de potencia reactiva | 6
 - › Generalidades y factor de potencia
 - › Problemas debidos a un bajo factor potencia
 - › Ventajas de la compensación de potencia reactiva
3. Filtrado de armónicos | 21
 - › Características y formas de mitigación
 - › Normas

1. CALIDAD DE ENERGÍA

Existen muchas definiciones de lo que significa calidad de energía, entre ellas se puede destacar la siguiente:

Calidad de energía es un conjunto de límites de las propiedades eléctricas que permite que el sistema y equipos eléctricos funcionen de manera adecuada, sin pérdida significativa de rendimiento o sin disminuir su vida útil.

Todos los equipos eléctricos sin excepción pueden tener problemas en su funcionamiento al estar expuestos a uno o más problemas de calidad de energía. Dichos equipos eléctricos pueden ser: motores, transformadores, generadores eléctricos, equipos de comunicación, electrodomésticos, ordenadores, etc.

Entonces la calidad de energía es un término que mide los efectos de diversos fenómenos que pueden presentarse en un sistema eléctrico, como son los siguientes:

- 1) Los transitorios y oscilaciones de tensión y corriente
- 2) Las caídas y elevaciones de la tensión
- 3) La distorsión armónica
- 4) El bajo factor de potencia
- 5) La interferencia electromagnética
- 6) Las interrupciones del servicio

La anterior lista enumera los problemas de calidad de energía más comunes. A continuación se da una breve descripción de cada uno:

Transitorios y oscilaciones de tensión y corriente

Los transitorios son eventos de corta duración que producen oscilaciones de tensión y/o corriente como muescas e impulsos. Los transitorios son de gran importancia, se producen en todos los circuitos (el encendido de una lámpara ya es un transitorio) y se suelen extinguir de forma natural sin causar problemas, pero existen casos donde se deben limitar pues pueden provocar un mal funcionamiento o incluso la destrucción de algún componente.

Caídas y elevaciones de tensión

Son fenómenos de frecuencia baja, estos pueden presentarse tanto en el lado fuente como en el lado carga y pueden ser generados debido a fallas o conmutaciones en un sistema eléctrico. Una elevación de tensión se considera

cuando la tensión eficaz excede entre un 10 y 80% la tensión nominal durante un período de tiempo de medio ciclo a un minuto, si la condición se mantiene durante más tiempo se le denomina sobretensión. Por otro lado cuando la tensión eficaz disminuye a un valor del 10 a 90% de la tensión nominal durante un tiempo de medio ciclo a un minuto se le denominará caída de tensión.

Distorsión Armónica

Es un fenómeno de baja frecuencia caracterizado por la distorsión de la onda senoidal pura (frecuencia fundamental), la cual implica la presencia de armónicos en el sistema. Las corrientes y tensiones armónicas tienen efectos nada recomendables en la operación de cualquier sistema eléctrico, en algunos casos la interacción entre los armónicos y los parámetros eléctricos (RLC) del sistema pueden causar amplificación de los armónicos o resonancias en el sistema trayendo consigo severos daños a dispositivos eléctricos.

Bajo Factor de Potencia

El factor de potencia es la relación entre el trabajo producido (potencia activa) y la potencia total consumida, es una forma de medir cómo la potencia eléctrica está siendo usada. Entonces con esto podemos asumir que un bajo factor de potencia indica una utilización pobre de la potencia eléctrica. En muchos casos el bajo Factor de Potencia es el responsable del daño a equipo eléctrico debido a sobrecargas.

Interferencia Electromagnética

Esta perturbación eléctrica se refiere a la interacción entre campos eléctricos y magnéticos y su interacción con circuitos eléctricos. La interferencia electromagnética es predominantemente un fenómeno de alta frecuencia. Este fenómeno puede interrumpir, obstruir, degradar o limitar el rendimiento efectivo del circuito eléctrico.

Interrupciones de Servicio

Esta situación no es otra cosa que la pérdida total de corriente y tensión en el sistema por un período de tiempo. Esto puede ser el resultado final de diversos problemas en la calidad de energía. La interrupción puede ser debida a fallos internos severos dentro del sistema o también fallos externos al mismo.

Las causas de los fenómenos descritos tienen diferentes orígenes. Algunos de los problemas son el resultado de infraestructura compartida, algunos ejemplos son:

- 1) Un fallo en una red eléctrica podría generar caídas de tensión a diferentes usuarios.
- 2) Para casos de faltas de cortocircuito, cuanto más alto sea el nivel de la falta (monofásica, bifásica, trifásica, etc.) mayor será el número de usuarios afectados.
- 3) Un problema de conmutación con un cliente puede generar un transitorio que afectará al resto de clientes del subsistema.
- 4) Los armónicos generados por el proceso de alguna industria pueden propagarse en la red y afectar a otros usuarios.

La calidad de energía es un tema de causa y efecto, es decir, la calidad de energía es la causa y la habilidad de la instalación eléctrica para operar en estas condiciones es el efecto. Si la calidad de energía está dentro de los límites de operabilidad del sistema no se espera que existan problemas, pero si por otro lado el suministro eléctrico excede los límites que se tienen para la correcta operación del sistema se pueden esperar fallos o daños al mismo.

Arteche, por su lado, ofrece soluciones para los problemas de bajo factor de potencia y armónicos, con una amplia gama de equipos que ayudarán a mejorar estas dos problemáticas.

Se describen los problemas de bajo factor de potencia en el capítulo 2 y los problemas de armónicos en el capítulo 3.

2. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

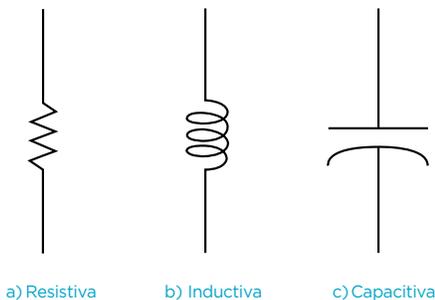
Generalidades y factor de potencia

Potencia reactiva: naturaleza y tipos de carga

Las cargas que se conectan a un sistema eléctrico son, generalmente, una combinación de tres tipos: resistivas, inductivas y capacitivas. Puede decirse que las cargas que se conectan a la red de suministro son una combinación, en diferentes proporciones, de las tres mencionadas.

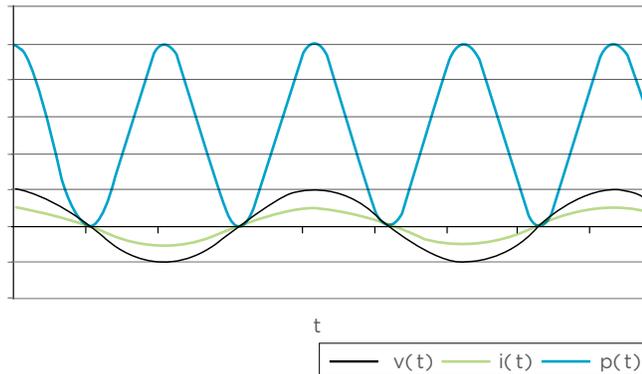
- 1) Resistivas (R): Hornos eléctricos, calefactores, planchas, lámparas incandescentes y otras.
- 2) Inductivas (L): Transformadores, reactancias, motores de inducción, alumbrado fluorescente, etc.
- 3) Capacitivas (C): Condensadores, motores síncronos cuando operan sobreexcitados, líneas de transporte, cables de potencia en vacío, etc.

En la figura 2.1, se pueden observar los símbolos eléctricos mediante los cuales se representan los tipos de carga mencionados anteriormente.

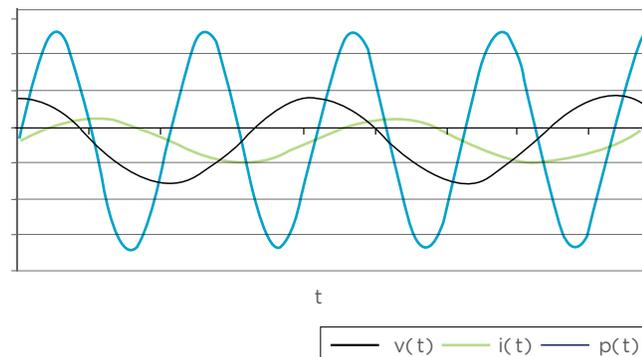


► Figura 2.1. Diagramas eléctricos tipos de carga.

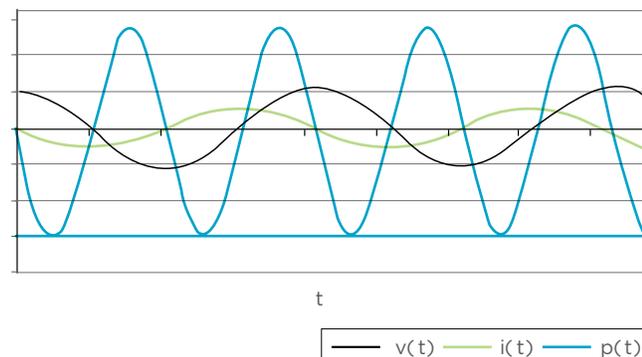
Desde el punto de vista de la corriente alterna, si la carga es resistiva, la corriente y la tensión estarán en fase, es decir, sus valores mínimos y máximos ocurrirán en el mismo instante. En presencia de cargas inductivas, la corriente se atrasa con respecto a la tensión un ángulo de 90° y, por último, para cargas capacitivas el posicionamiento angular ocurre de manera inversa al de la carga inductiva, es decir, la corriente se adelantará 90° con respecto a la tensión. Las figuras 2.2a, 2.2b y 2.2c muestran gráficamente el comportamiento descrito.



a) Tensión (V), corriente (I) y Potencia (P) en una carga resistiva



b) Tensión (V), corriente (I) y Potencia (P) en una carga inductiva



c) Tensión (V), corriente (I) y Potencia (P) en una carga capacitiva

► Figura 2.2. Gráficas de V, I y P en los diferentes tipos de carga.

Por sus características, diseño simple, robusto y coste comparativamente reducido, el motor de inducción de jaula de ardilla, es el medio propulsor preferido, ya sea por si solo o combinado con la electrónica de potencia. El circuito equivalente de la máquina de inducción, es resistivo-inductivo. Algo parecido puede decirse para el transformador, aparato utilizado para elevar o disminuir la tensión, que también es inductivo. La corriente que circula por estos aparatos estará atrasada con respecto a la tensión del sistema.

Como la totalidad de los elementos de red, el motor de inducción tiene asociada una eficiencia, es decir, no toda la potencia eléctrica suministrada en los bornes de conexión, denominada potencia aparente, medida en kVA y expresada comúnmente con la letra S, podrá convertirse en potencia mecánica útil. Esta potencia útil se denomina Potencia activa, se representa con la letra P y se mide en kW.

Existe otro tipo de potencia que es la necesaria para que las cargas inductivas generen su campo magnético y funcionen adecuadamente, pero que no es aprovechable para desarrollar trabajo útil, a ésta se le denomina Potencia reactiva, se representa con la letra Q, y se mide en kVAr.

¿Cómo se vinculan y calculan estos tres tipos de potencia?

Para sistemas trifásicos tenemos lo siguiente:

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \quad 2.1$$

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi \quad 2.2$$

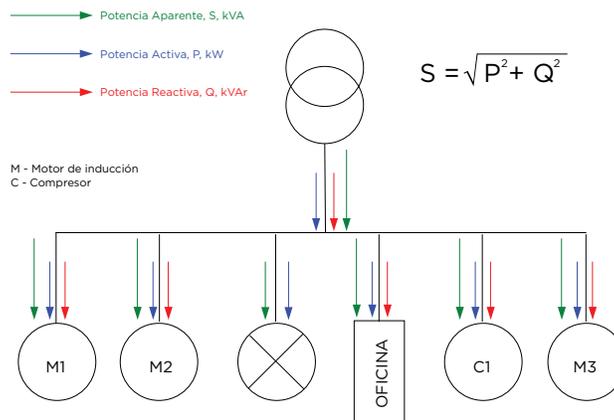
$$Q = \sqrt{3} \times V \times I \times \sin \phi \quad 2.3$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad 2.4$$

donde

- › S: es la potencia aparente en voltio-amperios (VA).
- › P: es la potencia activa en vatios (W).
- › Q: es la potencia reactiva en voltio-amperios reactivos (VAr).
- › ϕ : es el ángulo que posiciona la corriente con respecto a la tensión.

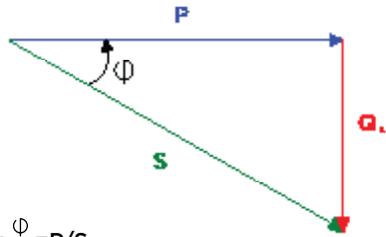
La figura 2.3 es un ejemplo de los flujos de carga en una instalación que se conecta a una fuente única de suministro. Para hacer más clara la lectura, se han marcado con colores diferentes las variables de interés.



› Figura 2.3. Esquema de consumo de potencia de una instalación eléctrica.

Puede observarse cómo la mayor parte de las cargas, para poder operar, requieren tanto de potencia activa como de potencia reactiva. Cuando las cargas son puramente resistivas, como es el caso del alumbrado incandescente, en ausencia de potencia reactiva, la potencia activa (flecha azul) y la potencia aparente (flecha verde) coinciden.

La relación que existe entre las tres clases de potencia, que se formaliza en la fórmula 2.4, se denomina triángulo de potencias. El cociente entre la potencia activa (kW) y aparente (kVA), se denomina Factor de potencia (FP o $\cos \phi$). Tal y como se muestra en la figura 2.4, cuanto mayor sea el consumo de potencia reactiva más bajo será el factor de potencia.



$$FP = \cos \phi = P/S$$

En unidades, $\cos \phi = W/VA$

Dependiendo del tipo de industria y de sus procesos asociados el factor de potencia puede variar de acuerdo con la siguiente tabla:

Tipo de industria	FP
Textil Química	0,65 - 0,75
Soldadoras de Arco	0,35 - 0,60
Hornos de Arco	0,70 - 0,90
Hornos de Inducción	0,15 - 0,40
Hoteles	0,75 - 0,94
Bancos	0,96 - 0,99
Periódicos (Prensa)	0,79 - 0,95
Plantas de corrugados	0,82 - 0,98
Centros Comerciales	0,80 - 0,95

› Figura 2.4. Triángulo de potencias y factor de potencia ($\cos \phi$).

Induction motor horse-power rating	Number of poles and nominal motor speed in rpm											
	2 3600 rpm		4 1800 rpm		6 1200 rpm		8 900 rpm		10 720 rpm		12 600 rpm	
	Capacitor kvar	Current reduction %	Capacitor kvar	Current reduction %	Capacitor kvar	Current reduction %	Capacitor kvar	Current reduction %	Capacitor kvar	Current reduction %	Capacitor kvar	Current reduction %
2	1	14	1	24	1.5	30	2	42	2	40	3	50
3	1.5	14	1.5	23	2	28	3	38	3	40	4	49
5	2	14	2.5	22	3	26	4	31	4	40	5	49
7.5	2.5	14	3	20	4	21	5	28	5	38	6	45
10	4	14	4	18	5	21	6	27	7.5	36	8	38
15	5	12	5	18	6	20	7.5	24	8	32	10	34
20	6	12	6	17	7.5	19	9	23	10	29	12.5	30
25	7.5	12	7.5	17	8	19	10	23	12.5	25	17.5	30
30	8	11	8	16	10	19	15	22	15	24	20	30
40	12.5	12	15	16	15	19	17.5	21	20	24	25	30
50	15	12	17.5	15	20	19	22.5	21	22.5	24	30	30
60	17.5	12	20	15	22.5	17	25	20	30	22	35	28
75	20	12	25	14	25	15	30	17	35	21	40	19
100	22.5	11	30	14	30	12	35	16	40	15	45	17
125	25	10	35	12	35	12	40	14	45	15	50	17
150	30	10	40	12	40	12	50	14	50	13	60	17
200	35	10	50	11	50	11	70	14	70	13	90	17
250	40	11	60	10	60	10	80	13	90	13	100	17
300	45	11	70	10	75	12	100	14	100	13	120	17
350	50	12	75	8	90	12	120	13	120	13	135	15
400	75	10	80	8	100	12	130	13	140	13	150	15
450	80	8	90	8	120	10	140	12	160	14	160	15
500	100	8	120	9	150	12	160	12	180	13	180	15

› Tabla 2.1. Valores típicos de factor de potencia.

Problemas debidos a un bajo factor potencia

Existen varios problemas, de índole técnica y económica, asociados con el bajo factor de potencia.

La consecuencia más directa es el consumo elevado de potencia aparente que implica:

- › Circulación de corriente de magnitud elevada por los cables, generadores y alimentadores, que podría causar sobrecargas y sobrecalentamiento de los mismos disminuyendo su vida útil.
- › Incremento de las pérdidas por efecto Joule (Pérdidas = I^2R). El control o la compensación de la potencia reactiva permitiría, en algunos casos, disminuir la sección de los cables o capacidad de la instalación en la etapa de proyecto.

$$\text{Pérdidas} = I^2R \quad 2.5$$

donde: I es la intensidad de corriente
R es la resistencia

- › Mayor caída de tensión en los conductores, generadores y alimentadores ($\Delta V = ZI$).

$$\Delta V = ZI \quad 2.6$$

donde Z es la impedancia del conductor, generador o alimentador e I la intensidad de corriente que circula por él.

- › Pérdida de capacidad de los transformadores. Cuanto mayor sea el flujo de potencia reactiva a través del transformador menor será el valor de la potencia activa necesario para mantener la misma potencia aparente.

Las sobrecargas de transformadores, generadores, alimentadores, pueden ocasionar una falta parcial o total de algunos equipos.

Desde el punto de vista económico el coste viene por dos conceptos: por penalización por bajo factor de potencia; y por un mayor consumo de potencia aparente, lo que conlleva un pago mayor en la factura energética.



› Figura 2.5. Capacitores Fijos en BT

En España a partir de Enero de 2010 de acuerdo con el Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre de 2009, los consumidores con un contrato superior a 15 kW, pueden sufrir penalizaciones en su factura energética, de acuerdo con la siguiente tabla:

Rango $\cos \phi$	€ por kVArh
$\cos \phi < 0,95$ hasta $\cos \phi = 0,9$	0,041554
$\cos \phi < 0,90$ hasta $\cos \phi = 0,85$	0,041554
$\cos \phi < 0,85$ hasta $\cos \phi = 0,80$	0,041554
$\cos \phi < 0,8$	0,062332

› Tabla 2.2. Penalizaciones por bajo factor de potencia.

Bajo esta norma el consumo de energía reactiva (kVArh) no puede exceder el 33% del consumo de energía activa (kWh). Cuando el consumo de reactiva sea superior al mencionado, se aplicarán las penalizaciones anteriores.

Ejemplo de cálculo de penalización

Supongamos una industria cuya potencia contratada es 40 kW y que tiene los siguientes consumos en los períodos tarifarios y los siguientes factores de potencia en cada uno de esos períodos:

Consumos y factor de potencia	kWh	kVArh	FP
Periodo Tarifario 1	14500	2800	84,91%
Periodo Tarifario 2	2 6300	4850	79,24%

El exceso de consumo de reactiva será el mostrado en la siguiente tabla:

Exceso de consumo de energía reactiva kVArh - 0,33 kWh	
Periodo Tarifario 1	1,315
Periodo Tarifario 2	2,771

El factor de potencia en el primer período está entre el 80 y 85%, mientras que para el segundo período está por debajo de 80%, entonces por cada kVArh de exceso la compañía suministradora aplicará una penalización de 0,041554 € en el primer período, mientras que para el segundo será de 0,062332 € por cada kVArh de exceso.

Por lo que los recargos serían los siguientes:

- › Recargo Mensual Período 1 54,64 €
- › Recargo Mensual Período 2 17272 €
- › Recargo Mensual Total 227,37 €
- › Recargo Anual Total 2.728,39 €

Es evidente que las penalizaciones variarán de acuerdo con el factor de potencia. En el caso del ejemplo, manteniendo el mismo consumo de kWh, los recargos se ajustarán de acuerdo con el siguiente gráfico:



› Figura 2.6. Recargos con distintos factores de potencia en España.

Para solucionar el problema (léase ahorro de dinero), la mejor opción es instalar BANCO DE CAPACITORES que, respecto a otro tipo de soluciones, ofrecen las siguientes ventajas:

- › Generalmente son el medio más económico.
- › Se pueden fabricar en distintas configuraciones.
- › Tienen menores pérdidas con respecto a otros métodos de compensación.
- › Se pueden instalar en diversos puntos de la instalación eléctrica, incrementando su versatilidad.
- › El suministro de potencia reactiva kVAr puede incrementarse o decrementarse de acuerdo a las condiciones de carga y futuros incrementos de la misma.

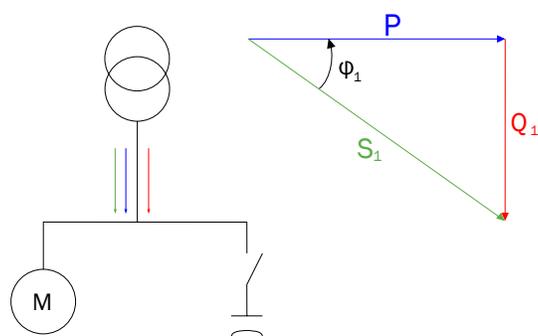


› Figura 2.7. Celda capacitiva en BT

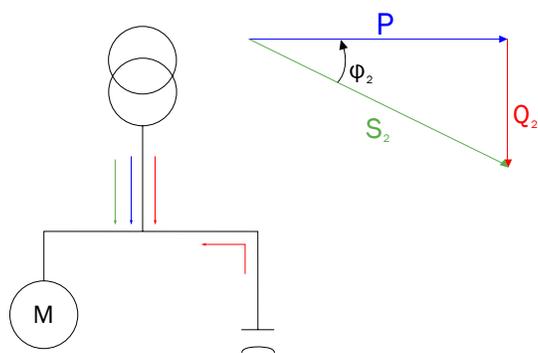
Ventajas de la compensación de potencia reactiva

Los beneficios que acarrea la compensación de reactiva en las instalaciones eléctricas son tanto técnicos como económicos. A continuación se describen los beneficios técnicos.

- Se libera la capacidad de los transformadores, generadores y de los alimentadores



a) Instalación sin compensar



b) Instalación con compensación

- Figura 2.8. Comparación entre una instalación eléctrica sin compensación (a) y con compensación (b).

La potencia aparente liberada se puede calcular de la siguiente manera.

La intensidad de corriente que circula por los alimentadores disminuye

$$S_L = S_1 - S_2 = P \times \left(\frac{1}{\cos \varphi_1} - \frac{1}{\cos \varphi_2} \right) \quad 2.7$$

$$kVA_L = kVA_1 - kVA_2 = kW \times \left(\frac{1}{fp_1} - \frac{1}{fp_2} \right) \quad 2.8$$

donde:

SL (kVAL): Potencia aparente liberada

S₁ (kVA₁): Potencia aparente inicial

S₂ (kVA₂): Potencia aparente final

P (kW): Potencia activa

cos φ₁ (fp₁): Factor de potencia inicial

- mejorando sensiblemente el rendimiento eléctrico

$$I_1 = \frac{kW}{\sqrt{3} \times kV_L \times fp_1} \quad 2.9$$

$$I_2 = \frac{kW}{\sqrt{3} \times kV_L \times fp_2} \quad 2.10$$

$$\text{reducción de corriente} = I_1 - I_2 \quad 2.11$$

donde:

I₁: Intensidad de corriente inicial (Amperios)

I₂: Intensidad de corriente final (Amperios)

P: Potencia activa (kW)

kVL: Tensión entre fases del sistema (kV)

fp₁: Factor de potencia inicial

fp₂: Factor de potencia final

- Disminución de pérdidas por efecto Joule.

$$P_1 = I_1^2 R \quad 2.12$$

$$P_2 = I_2^2 R \quad 2.13$$

$$\text{reducción de pérdidas} = P_1 - P_2 \quad 2.14$$

donde:

I₁: Intensidad de corriente inicial (Amperios)

I₂: Intensidad de corriente final (Amperios)

P₁: Pérdidas por Efecto Joule iniciales (kW)

P₂: Pérdidas por Efecto Joule finales (kW)

R: Resistencia de los conductores o alimentadores (Ohmios)

El perfil de las tensiones en la instalación mejora, disminuyendo las caídas de tensión en los cables que interconectan al transformador con las cargas.

$$\Delta V_1 = I_1 R \quad 2.15$$

$$\Delta V_2 = I_2 R \quad 2.16$$

$$\text{reducción de caídas de tensión} = \Delta V_1 - \Delta V_2 \quad 2.17$$

donde:

I_1 : Intensidad de corriente inicial (Amperios)

I_2 : Intensidad de corriente final (Amperios)

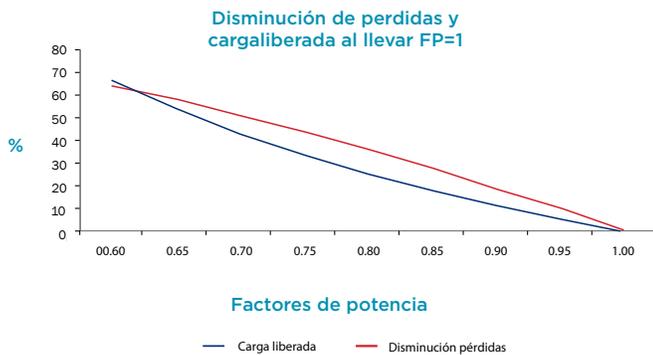
ΔV_1 : Caída de tensión inicial en el alimentador (Voltios)

ΔV_2 : Caída de tensión final en el alimentador (Voltios)

R: Resistencia de los conductores o alimentadores (Ohmios)

- › Es factible satisfacer los incrementos de carga con los mismos equipos.
- › Aumento de la vida útil de los equipos.

En el siguiente gráfico se puede observar el porcentaje de mejora al compensar una instalación y llevar el factor de potencia a la unidad.



› Figura 2.9. Disminución en pérdidas y carga liberada al llevar FP = 1

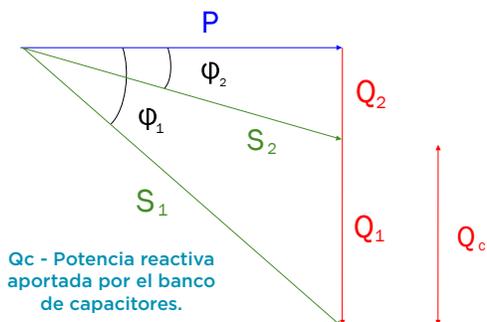
Agregado a los beneficios técnicos, viene el beneficio económico. Se pueden evitar los recargos derivados del consumo en exceso de la potencia reactiva y del bajo factor potencia.



› Figura 2.10. Banco de Capacitores Automático en BT

Cálculo de la potencia del banco de capacitores para corregir el factor de potencia

Existen dos maneras de determinar la potencia de un banco de capacitores para corregir el Factor de Potencia: mediante el cálculo o usando tablas. La siguiente figura muestra cómo el banco de capacitores evita el consumo de potencia reactiva demandada a la red.



› Figura 2.11. Disminución de consumo de potencia reactiva al instalar bancos de capacitores.

Por cálculo

Para realizar el cálculo se dispone de varias ecuaciones; dicho de otro modo, son varios los caminos para llegar a la determinación de la potencia (kVAR) del banco de capacitores.

a) Fórmulas tradicionales

$$Q_1 = P \times \tan(\varphi_1) \quad 2.18 \quad Q_2 = P \times \tan(\varphi_2) \quad 2.19$$

$$Q_c = Q_1 - Q_2 \quad 2.20$$

donde:

Q_1 : Potencia reactiva consumida inicial (kVAR)

Q_2 : Potencia reactiva consumida final (kVAR)

Tan (φ_1): Tangente del ángulo formado por P y S_1

Tan (φ_2): Tangente del ángulo formado por P y S_2

P: Potencia activa (kW)

Q_c : Potencia reactiva aportada por el banco de capacitores (kVAR)

b) Fórmula de las tangentes

$$Q_c = P(\tan(\varphi_1) - \tan(\varphi_2)) \quad 2.21$$

donde:

Tan (φ_1): Tangente del ángulo formado por P y S_1

Tan (φ_2): Tangente del ángulo formado por P y S_2

P: Potencia activa (kW)

Q_c : Potencia reactiva aportada por el banco de capacitores (kVAR)

c) Fórmula a través de los factores de potencia.

$$Q_c = P \left(\frac{\sqrt{1 - fp_1^2}}{fp_1} - \frac{\sqrt{1 - fp_2^2}}{fp_2} \right) \quad 2.22$$

donde:

P: Potencia activa (kW)

Q_c : Potencia reactiva aportada por el banco de capacitores (kVAR)

fp_1 : Factor de potencia inicial

fp_2 : Factor de potencia final

Ejemplo:

Una industria tiene una demanda de potencia activa de 200 kW y se encuentra trabajando con un Factor de potencia inicial de 0,87. Se desea subir el factor potencia de la instalación a 0,98. Encontrar la potencia del banco de capacitores para lograr lo planeado.

Datos

P = 200 kW

$\cos \varphi_1 = 0,87 \quad \varphi_1 = 29,54^\circ$

$\cos \varphi_2 = 0,98 \quad \varphi_2 = 11,47^\circ$

a) Fórmulas tradicionales

$$Q_1 = P \times \tan(\varphi_1) = 200 \times \tan(29,54) = 113,33 \text{ kVAR} \quad 2.23$$

$$Q_2 = P \times \tan(\varphi_2) = 200 \times \tan(11,47) = 40,5814 \text{ kVAR} \quad 2.24$$

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = 72,75 \text{ kVAR} \quad 2.25$$

b) Fórmula de las tangentes

$$Q_c = P(\tan(\varphi_1) - \tan(\varphi_2)) = 72,75 \text{ kVAR} \quad 2.26$$

c) A través de los factores de potencia

$$Q_c = P \left(\frac{\sqrt{1 - fp_1^2}}{fp_1} - \frac{\sqrt{1 - fp_2^2}}{fp_2} \right) = 72,73 \text{ kVAR} \quad 2.27$$

Por tabla

La determinación de la capacidad mediante las tablas se basa en los siguientes pasos:

1) Identificar y ubicar el factor potencia actual o inicial.

2) Localizar el Factor de Potencia objetivo.

3) La intersección de los dos valores dará el valor del factor "K", que al multiplicarlo por los kW de la instalación, dará el valor requerido:

$$Q_c = P \times K \qquad 2.28$$

Estado Actual Cos φ	Factor Potencia Objetivo											
	0,85	0,87	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,112	1,165	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,52	1,023	1,076	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
0,54	0,939	0,992	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,559
0,56	0,860	0,913	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
0,58	0,785	0,838	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
0,60	0,714	0,767	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
0,62	0,646	0,699	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
0,64	0,581	0,634	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,66	0,519	0,572	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138
0,68	0,459	0,512	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,936	1,078
0,70	0,400	0,453	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020
0,71	0,372	0,425	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,72	0,344	0,397	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,73	0,316	0,370	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936
0,74	0,289	0,342	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909
0,75	0,262	0,315	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,76	0,235	0,288	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855
0,77	0,209	0,262	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,686	0,829
0,78	0,183	0,236	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802
0,79	0,156	0,209	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,80	0,130	0,183	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,81	0,104	0,157	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,82	0,078	0,131	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698
0,83	0,052	0,105	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672
0,84	0,026	0,079	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646
0,85	0,000	0,053	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,86		0,027	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593
0,87		0,000	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567
0,88			0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,89			0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512
0,90			0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,484
0,91			0,000	0,030	0,060	0,093	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,456
0,92				0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,284	0,426
0,93					0,000	0,032	0,067	0,104	0,145	0,192	0,253	0,395
0,94						0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,363
0,95							0,000	0,037	0,078	0,126	0,186	0,329
0,96								0,000	0,041	0,089	0,149	0,292
0,97									0,000	0,048	0,108	0,251
0,98										0,000	0,061	0,203
0,99											0,000	0,142
1,00												0,000

► Tabla 2.3: Valores de la constante K para determinar la potencia del banco de capacitores.

Ejemplo:

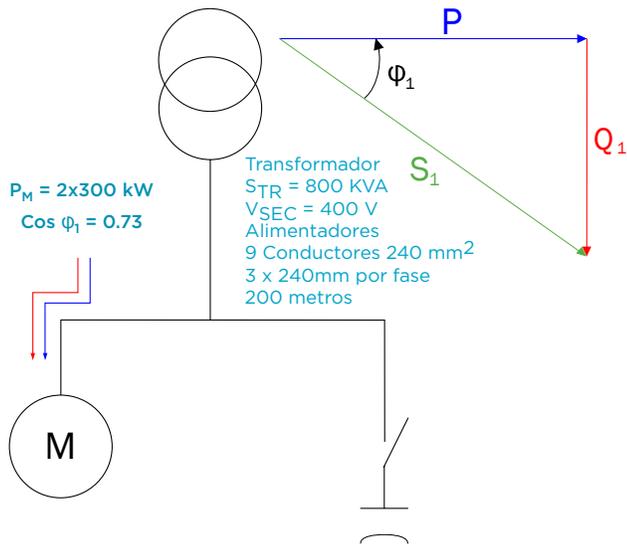
Realizar el ejercicio hecho por el método de cálculo con la tabla.

Estado Actual Cos φ	Factor Potencia Objetivo											
	0,85	0,87	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,112	1,165	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,52	1,023	1,076	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
0,54	0,939	0,992	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,559
0,56	0,860	0,913	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
0,58	0,785	0,838	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
0,60	0,714	0,767	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
0,62	0,646	0,699	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
0,64	0,581	0,634	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,66	0,519	0,572	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138
0,68	0,459	0,512	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,936	1,078
0,70	0,400	0,453	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020
0,71	0,372	0,425	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,72	0,344	0,397	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,73	0,316	0,370	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936
0,74	0,289	0,342	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909
0,75	0,262	0,315	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,76	0,235	0,288	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855
0,77	0,209	0,262	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,686	0,829
0,78	0,183	0,236	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802
0,79	0,156	0,209	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,80	0,130	0,183	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,81	0,104	0,157	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,82	0,078	0,131	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698
0,83	0,052	0,105	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672
0,84	0,026	0,079	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646
0,85	0,000	0,053	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,86		0,027	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593
0,87		0,000	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567
0,88			0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,89			0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512
0,90			0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,484
0,91			0,000	0,030	0,060	0,093	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,456
0,92				0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,284	0,426
0,93					0,000	0,032	0,067	0,104	0,145	0,192	0,253	0,395
0,94						0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,363
0,95							0,000	0,037	0,078	0,126	0,186	0,329
0,96								0,000	0,041	0,089	0,149	0,292
0,97									0,000	0,048	0,108	0,251
0,98										0,000	0,061	0,203
0,99											0,000	0,142
1,00												0,000

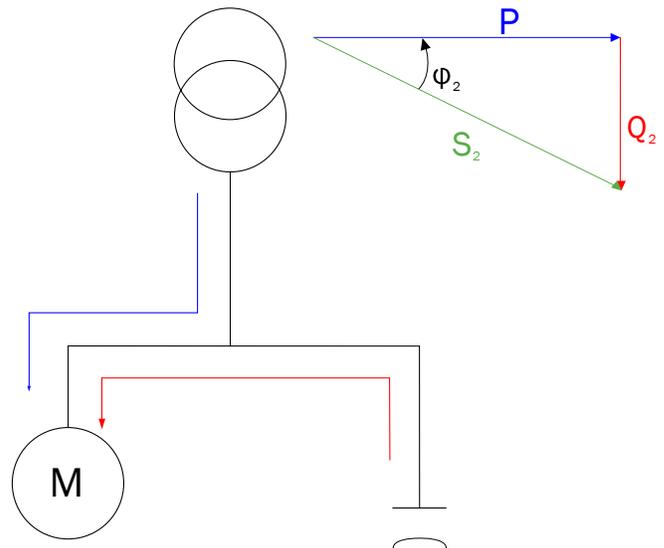
$$Q_C = P \times K = 200kW \times 0.364 = 72.8kVar$$

2.29

Comparación de una instalación sin compensación y otra con compensación



a) Instalación sin compensar



b) Instalación con compensación

Datos Iniciales		Banco de capacitores	
Potencia Nominal Transformador	800 kVA	Factor Potencia objetivo	0,98 cos Φ_2
Tensión instalación	400 V	Potencia calculada de la Batería	439,90kVAr
Régimen de trabajo [Horas/día]	20 Horas/día	Angulo de desfase	11,48°
Potencia Activa Carga	600 kW		
Factor de Potencia Inicial	0,73 cos Φ_1		
Angulo de desfase	43,11°		
Potencia reactiva consumida	561,74 kVAr ₁		
Corriente Nominal sin compensación	1.186,34 A		
Transformador			
Potencia Aparente Inicial	821,92kVA ₁	Potencia Aparente Final	612,24 kVA ₂
Sobrecarga en el transformador	2,67%	Potencia Reactiva Inicial	121,84 kVAr ₂
		Potencia liberada al transformador	209,67 kVA
		Potencia liberada al transformador	26,21%
		Carga en el transformador	76,53%
Conductores 3x240mm ² por Fase			
Capacidad de conducción	372 A	Corriente Nominal con compensación	901,73 A
Cables por Fase	3	Pérdidas por Efecto Joule	3,39 kW
Resistencia del conductor	0,125 Ω /km	Reducción de Pérdidas	2,48 kW
Distancia del conductor	100m	Reducción de Pérdidas	42,22%
Pérdidas por Efecto Joule	5,86 kW	Caída de Tensión	3,76 V
Caída de Tensión	4,94 V	Caída de Tensión	0,94%
Caída de Tensión	1,24%	Carga en cables	80,80%
Sobrecarga en cables	6,30%		
Situación Económica			
Horas x mes en Servicio	600,00horas	Horas x mes en Servicio	600,00 horas
Energía reactiva consumida	337.042,43kVArh	Energía reactiva consumida	73.101,12 kVArh
Energía real consumida	360.000,00 kWh	Energía activa consumida	360.000,00 kWh
Recargo Mensual	13.603,49 €	Recargo Mensual	0,00 €

Esquemas de Compensación de baja tensión

cálculo con la tabla.

Para determinar la ubicación de un banco de capacitores en el sistema se recomienda:

1) Definir la índole del problema que se pretende resolver, es decir: sólo se necesita mejorar el factor de potencia; se desea mejorar el perfil de las tensiones, el propósito es evitar los recargos, se requiere compensación fija o automática, es necesario liberar capacidad de las líneas o de los equipos, se desea inyectar potencia reactiva para compensar la línea de suministro, se requiere una solución combinada, etc.

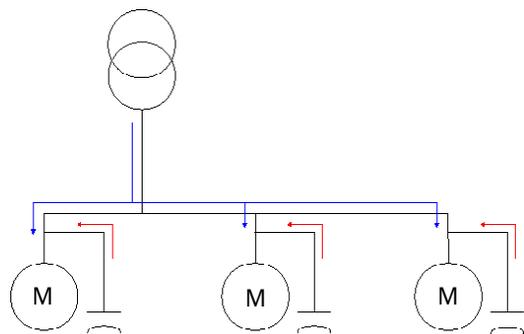
2) Determinar en cuánto tiempo se amortizará la inversión.

3) Analizar los efectos o consecuencias diversas que la inserción de los bancos de capacitores tendrá en el sistema.

Compensación en baja tensión

Generalmente, se manejan tres esquemas de compensación en baja tensión: Compensación individual, compensación combinada y compensación central. A continuación se describe cada tipo de esquema.

A) Compensación individual



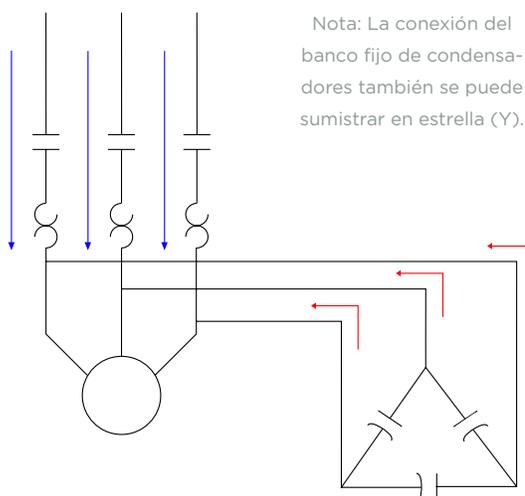
› Figura 2.12. Compensación individual

A.1) Compensación individual después de la protección por sobrecarga

Para esta configuración se recomienda un banco de capacitores fijo sin fusibles, como se muestra en la figura 2.9. En este caso, se debe ajustar la protección por sobrecarga considerando que, con la compensación, el sistema suministrará una corriente de magnitud menor.

El ajuste mencionado debe hacerse de acuerdo con la siguiente fórmula:

donde:



› Figura 2.13. Compensación fija sin fusibles

$$I_{SC2} = \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} * I_{SC1} \quad 2.30$$

I_{SC1} : Protección por sobrecarga inicial

I_{SC2} : Protección por sobrecarga final

$\cos(\varphi_1)$: Factor de potencia inicial

$\cos(\varphi_2)$: Factor de potencia final

Ventajas:

- › La compensación es distribuida y sólo se aplica en las cargas que realmente lo requieren.
- › Se libera al sistema a partir del punto de conexión de la batería.
- › Menor caída de tensión.

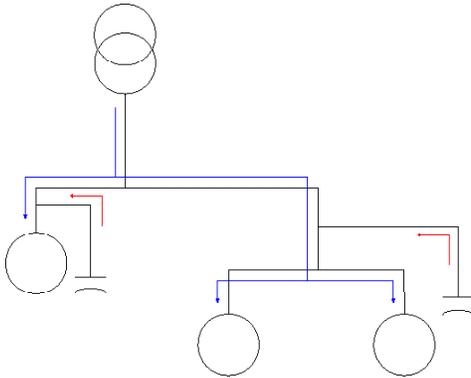
Desventajas:

- › Coste mayor frente a los otros tipos de compensación.
- › Menor factor de potencia de utilización. Se refiere al hecho de que la compensación se produce cerca de las cargas y las pérdidas en los conductores son compensadas desde el punto en donde se instala la batería.
- › Para el caso de compensación individual es importante conocer de antemano la ubicación exacta del banco de capacitores para poder ofrecer la mejor solución, es decir, si ésta se conectará antes o después de la protección por sobrecarga (overload) que protege al motor.

A.2) Compensación individual antes de la protección por sobrecarga, lado fuente

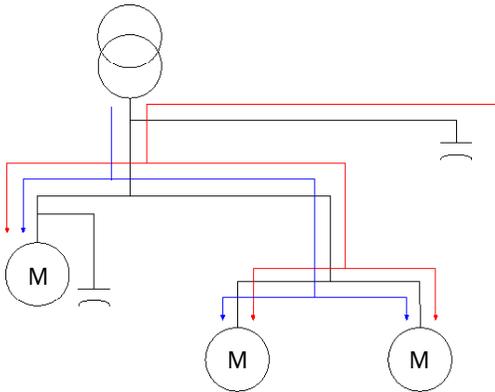
En este tipo de conexión existe la protección contra sobrecorriente y deberá tener su propio medio de desconexión. Existen dos opciones para la protección: una puede ser con fusibles y un medio de desconexión exterior y la otra mediante un magnetotérmico automático.

B) Compensación combinada



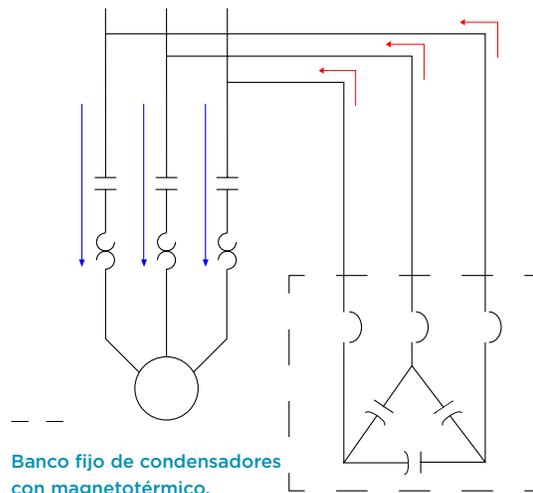
› Figura 2.14. Compensación combinada.

C) Compensación centralizada



› Figura 2.15. Compensación centralizada

Banco fijo de capacitores con magnetotérmico



Banco fijo de condensadores con magnetotérmico.

Nota: La conexión del banco también se puede suministrar en estrella (Y).

› Figura 2.16. Protección mediante magnetotérmico

Fórmulas de uso frecuente

Simbología

C	Capacitancia (Faradios)
C_V	Capacitancia por Fase
L	Inductancia de la reactancia (H)
f_r	Frecuencia del Sistema (Hz)
f	Frecuencia de sintonización del circuito LC
V	Tensión (V)
I	Corriente (A)
FP	Factor de Potencia
kW	Potencia Real o Activa
kVA	Potencia Total o Aparente
kVAr	Potencia Reactiva
P	Potencia Real o Activa (kW)
S	Potencia Total o Aparente (kVA)
Q	Potencia Reactiva (kVAr)
Z%	Impedancia del transformador (%)
kVA_l	kVA liberados
kVA_{cc}	kVA de cortocircuito
$kVAr_r$	kVAr reales
$kVAr_d$	kVAr de diseño
X_c	Reactancia Capacitiva
φ	Angulo del Factor de Potencia
p	Ganancia de potencia reactiva.
U_c	Tensión real de operación de un Filtro de Armónicos
U_N	Tensión nominal de diseño de un Filtro de Armónicos
Sufijo 3φ	Aplica para sistemas Trifásicos.
Sufijo i	Inicial
Sufijo d	Deseado
Sufijo RMS	Valor Cuadrático Medio (Root Mean Square) o Valor eficaz
Sufijo F	Valor de Tensión o Corriente Fundamental

1. Capacitancia en Paralelo

$$C_{Total} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots$$

2. Capacitancia en serie

$$C_{total} = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}$$

$$\frac{1}{C_{total}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots$$

3. Factor de Potencia en un Sistema Trifásico

$$F.P. = \cos \varphi = \frac{kW}{kVA}$$

4. kVAr Necesarios para corregir el Factor de Potencia

$$kVAr = kW (\tan \varphi_i - \tan \varphi_d)$$

donde:

$$\varphi_i = \cos^{-1} FP_i$$

$$\varphi_d = \cos^{-1} FP_d$$

5. kVA liberados de un transformador al corregir el Factor de Potencia

$$kVA_l = \frac{kW}{FP_i} - \frac{kW}{FP_d}$$

6. Aumento de tensión aproximada al instalar condensadores

$$\% \text{ Aumento de Tensión} = \frac{kVAr}{kVA_{cc}} \times 100$$

donde:

$$kVA_{cc} = \frac{kVA \text{ del Transformador}}{kVA \text{ impedancia del Transformador}}$$

7. Capacitancia

$$C = \frac{10^6}{(2\pi f) X_c} = \frac{(kVAr)(1000)}{(2\pi f)(kV)^2}$$

8. Cantidad de kVAr suministrados por un condensador

$$kVAr = \frac{(2\pi f C)(kV)^2}{1000} = \frac{(1000)(kV)^2}{X_c}$$

9. Reactancia Capacitiva

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C} = \frac{(kV)^2(1000)}{kVAR}$$

10. Corriente de Fase para un condensador Trifásico

$$I_{3\phi} = \frac{kVAR_{3\phi}}{\sqrt{3}kV_{LL}}$$

11. kVAR de un condensador conectado a una tensión inferior a la de diseño

$$kVAR_r = kVAR_d \left(\frac{V_{aplicado}}{V_{diseño}} \right)^2$$

12. Potencia Activa

$$kW_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I \cos \varphi = \sqrt{S_{3\phi}^2 - Q_{3\phi}^2}$$

13. Potencia Reactiva

$$kVAR_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I \sin \varphi = \sqrt{S_{3\phi}^2 - P_{3\phi}^2}$$

14. Potencia Aparente

$$kVA_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2}$$

$$kVA = \frac{kW}{FP}$$

15. Reducción de pérdidas al corregir el Factor de Potencia

$$\%R.P. = 100 - 100 \left(\frac{F.P. \cdot inicial}{F.P. \cdot corregido} \right)^2$$

16. Frecuencia de Resonancia de un Condensador y un Transformador cuando operan en vacío

$$F.R. = 60 \sqrt{\frac{kVA_{CC}}{kVAR}}$$

$$kVA_{CC} = \frac{kVA}{Z\%} \times 100$$

17. Tensión real de operación de un Filtro

$$U_C = U_N \frac{1}{1-p}$$

18. Frecuencia de sintonización de un circuito LC

$$f_r = \frac{f}{\sqrt{p}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC_Y}}$$

19. Inductancia necesaria para sintonizar un circuito LC

$$L = \frac{1}{(2\pi f_r)^2 C_Y}$$

20. Corriente RMS

$$I_{RMS} = \sqrt{I_F^2 + I_1^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}$$

3. FILTRADO DE ARMÓNICOS

Características y formas de mitigación

La proliferación de equipos eléctricos que incorporan convertidores electrónicos de potencia ha motivado un aumento de los armónicos presentes en los sistemas eléctricos. Como consecuencia, las ondas de corriente y de tensión difieren notablemente de la onda sinusoidal pura.

En el pasado los armónicos eran producidos en aplicaciones industriales de gran magnitud, como hornos de arco, variadores de frecuencia de gran capacidad, rectificadores para procesos electrolíticos, etc. Estos armónicos eran detectados y tratados por expertos. Sin embargo, los armónicos hoy en día son un problema común no solamente a nivel industrial, sino también a nivel comercial y residencial.

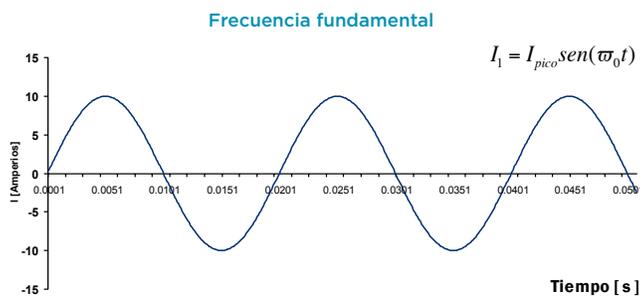
Actualmente la mayoría de los equipos eléctricos, tanto de uso comercial, industrial y doméstico (ordenadores, impresoras, variadores de velocidad, rectificadores de AC-DC, etc.), incorporan cada vez más convertidores electrónicos, que toman energía de la red en forma de corriente alterna y la convierten en corriente continua. A este tipo de cargas se les denomina no lineales.

En el proceso de conversión, la forma de onda de la corriente que consumen resulta distorsionada, de forma que deja de ser una onda sinusoidal pura, y se convierte en una superposición de ondas sinusoidales con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental, a estas últimas se les denomina armónicos.

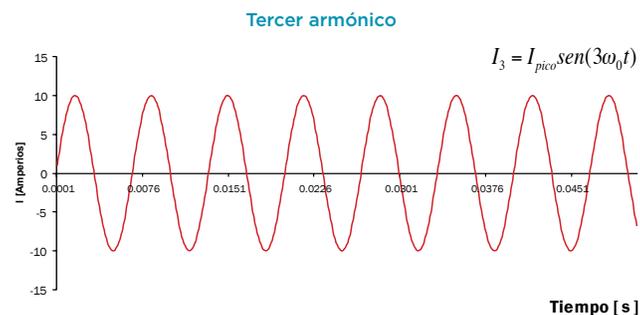
Así por ejemplo una onda sinusoidal de 250 Hz, considerando que la frecuencia fundamental del sistema es de 50 Hz, será una senoide de quinto armónico, y una de 150 Hz representará una senoide de tercer armónico. Lo anterior puede observarse en los siguientes gráficos.

La forma de onda, de tensión o de corriente, que contiene armónicos tiene una forma distorsionada o también suele decirse que está contaminada con corrientes armónicas.

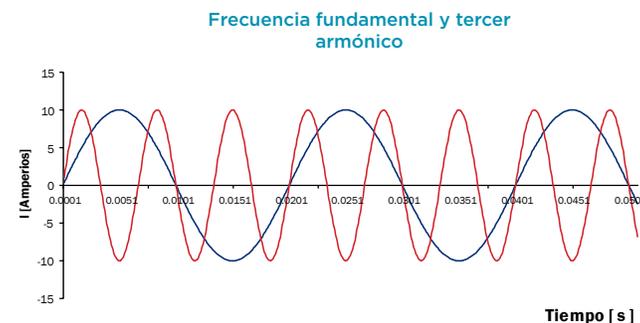
Para un mejor entendimiento de lo que significa una onda distorsionada podemos ver el siguiente gráfico:



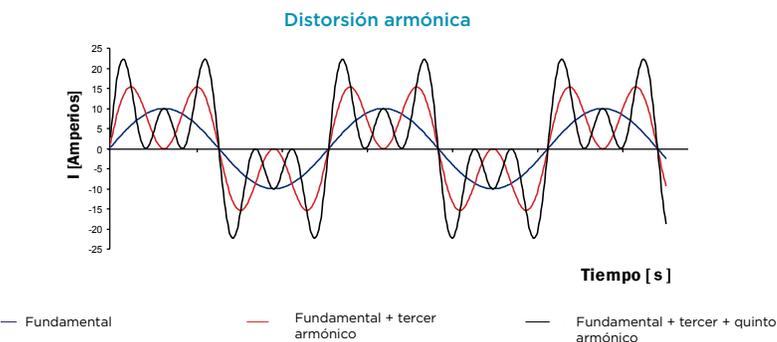
› Figura 3.1 Onda sinusoidal de la frecuencia fundamental



› Figura 3.2 Onda sinusoidal del tercer armónico



› Figura 3.3 Comparación entre la frecuencia fundamental y el tercer armónico.



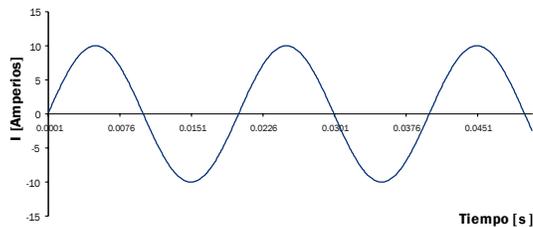
› Figura 3.4 Superposición de las ondas de la frecuencia fundamental, el tercer y quinto armónico mostrando la distorsión armónica al existir varias frecuencias en el sistema.

Cargas lineales y no lineales

A diferencia de las cargas lineales, las cargas no lineales son las que producen armónicos. Esto puede observarse en los siguientes gráficos.

Cargas lineales.

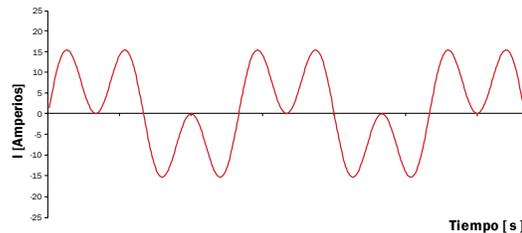
Ejemplos de cargas lineales son las resistencias, condensadores y reactancias.



› Figura 3.5 Cargas Lineales

Cargas no Lineales.

La carga no lineal corresponde a un tipo de carga compuesta por elementos semiconductores, constituyentes esenciales de los dispositivos electrónicos.



› Figura 3.6 Cargas no lineales

Clasificación de los armónicos

Los armónicos pueden clasificarse de varias formas, los más comunes son las siguientes:

- › Por su orden
- › Por su frecuencia
- › Por su secuencia

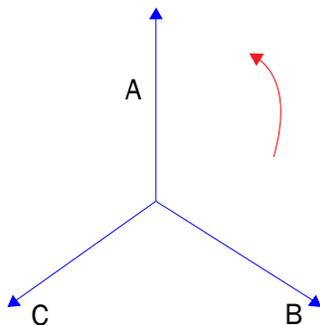
Por ejemplo, el segundo armónico, en un sistema de 50 Hz, tendrá una frecuencia de 100 Hz y una secuencia negativa, para el tercer armónico corresponderán 150 Hz y secuencia cero, para un quinto, 250 Hz y secuencia negativa y así sucesivamente. La siguiente tabla nos muestra esta relación hasta el armónico de orden 15.

Secuencia	O	F	O	F	O	F	O	F	O	F
Positiva	1	50	4	200	7	350	10	500	13	650
Negativa	2	100	5	250	8	400	11	550	14	700
Cero	3	150	6	300	9	450	12	600	15	750

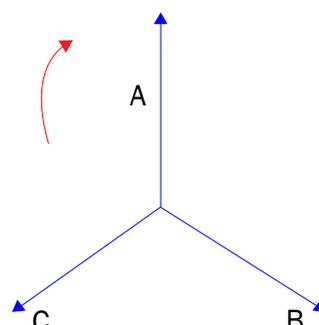
› Tabla 3.1. Clasificación de los armónicos

Tipos de secuencia

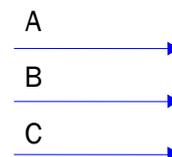
Secuencia positiva (ABC)



Secuencia negativa (ACB)



Secuencia cero



› Figura 3.7 Tipos de secuencia

En la secuencia positiva el giro de los fasores de corriente o de tensión es en sentido contrario a las manecillas del reloj; caso contrario sucede con la secuencia negativa, donde el giro será en el de las manecillas del reloj. Para la secuencia cero, los fasores serán idénticos en cada instante, y no habrá desfase en ángulo entre las fases.

Entonces basándonos en la gráfica anterior, para la frecuencia fundamental, se pueden definir las corrientes de cada fase de la siguiente forma:

$$i_a(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(\omega_0 t) \quad 3.1$$

$$i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(\omega_0 t - 120) \quad 3.2$$

$$i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(\omega_0 t - 240) \quad 3.3$$

De acuerdo con las ecuaciones anteriores podemos encontrar los valores para el segundo armónico, y determinar que es de secuencia negativa.

$$i_a(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(2\omega_0 t) \quad 3.4$$

$$i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}2(\omega_0 t - 120) \quad 3.5$$

$$\rightarrow i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(2\omega_0 t - 240) \quad 3.6$$

$$i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}2(\omega_0 t - 240) \quad 3.7$$

$$\rightarrow i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(2\omega_0 t - 480) \quad 3.8$$

$$\rightarrow i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(2\omega_0 t - 120) \quad 3.9$$

Como se puede observar, los ángulos de las corrientes de las fases a y b han cambiado, lo que implica que el giro será en el sentido de las manecillas del reloj; esto significa que se trata de cantidades de secuencia negativa.

Entonces para el tercer armónico se puede demostrar, de la misma manera, que se trata de cantidades de secuencia cero ya que no se produce giro alguno. Así:

$$i_a(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(3\omega_0 t) \quad 3.10$$

$$i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}3(\omega_0 t - 120) \quad 3.11$$

$$\rightarrow i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(3\omega_0 t - 360) \quad 3.12$$

$$\rightarrow i_b(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(3\omega_0 t) \quad 3.13$$

$$i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}3(\omega_0 t - 240) \quad 3.14$$

$$\rightarrow i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(3\omega_0 t - 720) \quad 3.15$$

$$\rightarrow i_c(t) = I_{\text{pico}} \text{sen}(3\omega_0 t) \quad 3.16$$

¿Qué es el THD y cómo medirlo?

DISTORSIÓN ARMÓNICA

Es el grado de deformación de una forma de onda de tensión o de corriente con respecto a una onda sinusoidal pura. La distorsión se mide en tanto por ciento.

Los porcentajes de distorsión armónica, así como el contenido de distorsión armónica total se denominan THD.

THD (Total Harmonic Distortion) es el contenido de distorsión armónica total, que está relacionado con los porcentajes de distorsión armónica de una señal.

THD indica la relación entre el valor eficaz de la onda distorsionada y el valor eficaz de la onda fundamental. Ambos se miden mediante analizadores de armónicos especializados para ese fin.

Si se tiene el valor de la magnitud de cada armónico, mediante una medición, se puede obtener la distorsión armónica total, calculando la raíz cuadrada del sumatorio de los cuadrados de cada armónico dividido por el valor de la componente fundamental.

Distorsión Armónica Total de la Onda de tensión.

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} \quad 3.17$$

Distorsión Armónica Total de la onda de intensidad de corriente.

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}}{I_1} \quad 3.18$$

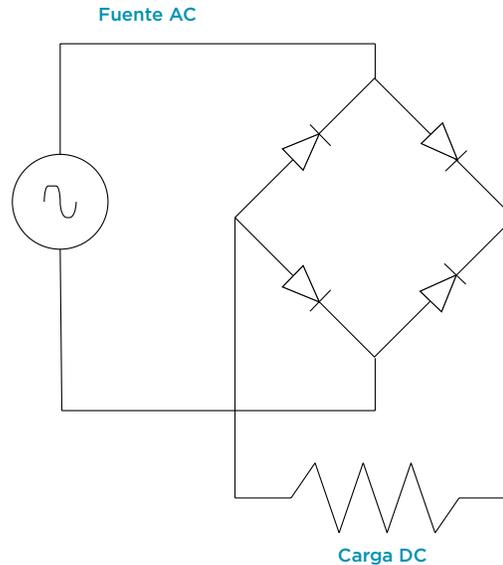
El estándar del IEEE-141-186 muestra la ecuación con la que se deduce, según el número de pulsos, la magnitud de los armónicos que producen los equipos electrónicos:

$$h = pn \pm 1 \quad \begin{array}{l} h = \text{Orden del armónico} \\ p = \text{Un número entero (serie Fourier)} \\ n = \text{Número de pulsos} \end{array} \quad 3.19$$

$$\% \text{ Distorsión} = I_1 / h$$

$$\begin{array}{l} I_1 = \text{Corriente fundamental} \\ h = \text{Orden del armónico} \end{array} \quad 3.20$$

La mayoría de los equipos electrónicos monofásicos utilizados en oficinas y edificios (ordenadores, alumbrado fluorescente con balastos electrónicos, UPS, fotocopiadoras, etc) convierten la energía alterna en energía continua por medio de rectificadores de 4 pulsos.



› Figura 3.8 Diagrama eléctrico de un rectificador de 4 pulsos

Entonces, aplicando las fórmulas para un rectificador de 4 pulsos tenemos lo siguiente.

Aplicando la fórmula	Orden del armónico	Distorsión
$h = (1 \times 4) - 1 =$	3	33,3%
$h = (1 \times 4) + 1 =$	5	20,00%
$h = (2 \times 4) - 1 =$	7	14,3%
$h = (2 \times 4) + 1 =$	9	11,1%
$h = (3 \times 4) - 1 =$	11	9,1%
$h = (3 \times 4) + 1 =$	13	7,7%
THD=		44,5%

Y para un rectificador de 6 pulsos tendremos lo siguiente contenido armónico:

Aplicando la fórmula	Orden del armónico	Distorsión
$h = (1 \times 6) - 1 =$	5	20,0%
$h = (1 \times 6) + 1 =$	7	14,3%
$h = (2 \times 6) - 1 =$	11	9,1%
$h = (2 \times 6) + 1 =$	13	7,7%
$h = (3 \times 6) - 1 =$	17	5,9%
$h = (3 \times 6) + 1 =$	19	5,3%
THD=		28,4%

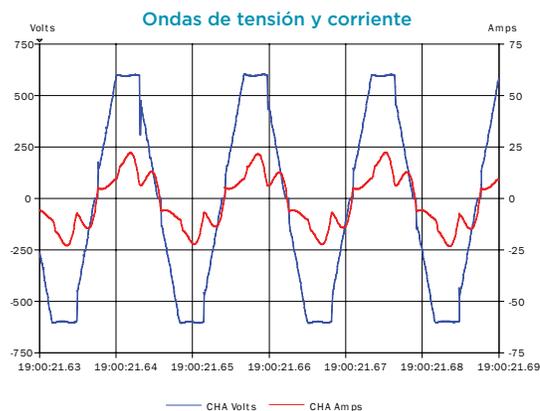
Para la medición de armónicos se cuenta con equipos especiales que miden toda una gama de parámetros eléctricos utilizados para análisis de la calidad de energía.



› Figura 3.9 Analizador de Redes comercial.

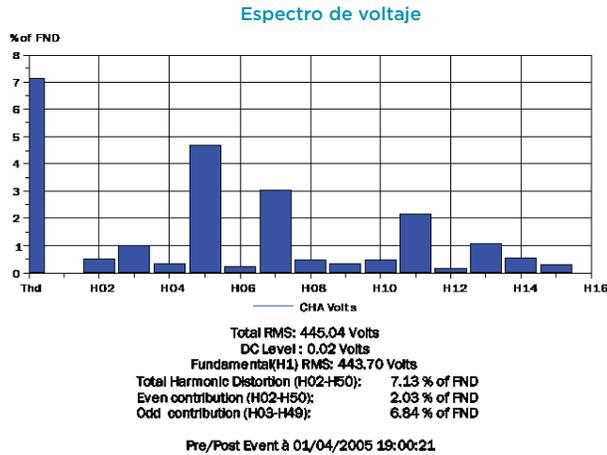
En los registros típicos, puede observarse que la forma de onda de tensión tiende a ser sinusoidal, con THD bajo, mientras que la onda de corriente tiene formas que se alejan de la forma sinusoidal pura y, por lo tanto, tienen un THD mas elevado.

Estos registros nos permiten observar de manera clara y precisa, lo que aporta cada armónico a la distorsión total. Así mismo, se podrá observar cuál de ellas es la que tiene mayor presencia en el sistema.



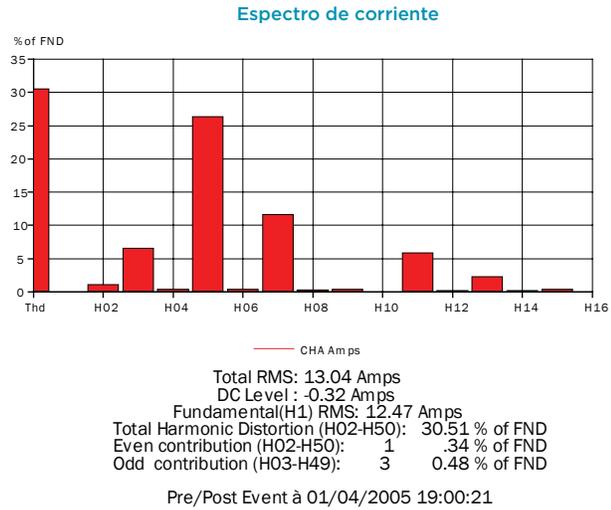
› Figura 3.10 Formas de Onda distorsionadas en un sistema con contenido armónico.

Espectros de tensión



› Figura 3.11 Espectros de tensión.

Espectros de intensidad de corriente

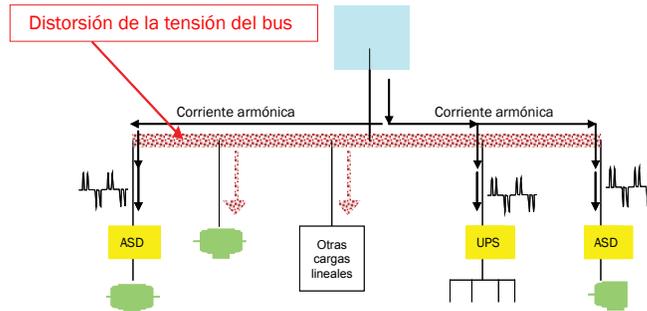


› Figura 3.12 Espectros de intensidad de corriente.

Distribución de las corrientes armónicas

Una característica importante, aunque no exclusiva de las corrientes armónicas, es que éstas se distribuyen por los sistemas eléctricos de la misma forma que las corrientes de frecuencia fundamental. La distribución es consistente con la teoría de las componentes simétricas, y dependerá de la capacidad de la fuente que las genera, de los valores de las impedancias de la red eléctrica, de las conexiones de los devanados de los transformadores y de las prácticas de puesta a tierra.

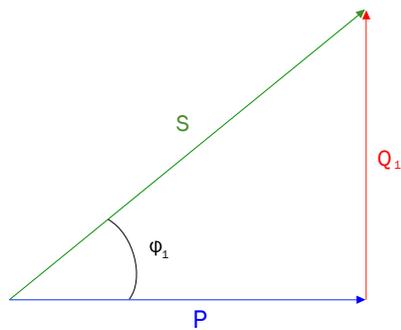
A pesar de que la forma de onda de la tensión con que se alimentan las cargas no lineales suele ser sinusoidal, las caídas de tensión provocadas por las corrientes armónicas, hacen que en el bus común se tengan tensiones distorsionadas. Por lo tanto, los usuarios conectados a la red pueden sufrir las consecuencias de un problema generado fuera de sus propias instalaciones. El análisis de los flujos de las corrientes se lleva a cabo aplicando las leyes de Kirchoff para cada componente armónica y tomando en cuenta la variación de las impedancias de los elementos en función de la frecuencia.



› Figura 3.13 Distribución de los armónicos en un sistema eléctrico

Factor de potencia

El factor de potencia (FP) medido, en presencia de cargas no lineales, contiene una componente reactiva en un tercer plano. Dicho de otro modo, el FP total es equivalente al producto del factor de potencia de desplazamiento (a frecuencia fundamental) y el factor de potencia de distorsión que es debido al componente armónico; de tal forma que cuanto mayor sea la distorsión, menor será el valor de FP. Lo anterior quedará más claro observando los siguientes gráficos.

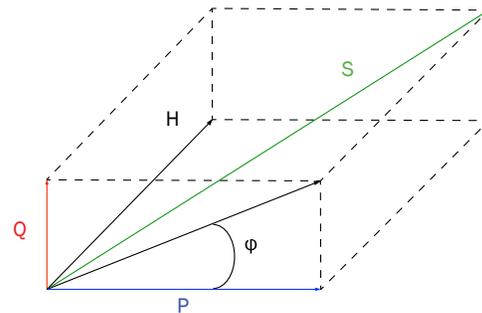


$$FP = \frac{P}{S} = \frac{kW}{kVA} = \cos \varphi \quad 3.21$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad 3.22$$

$$kVA = \sqrt{kW^2 + kVAr^2} \quad 3.23$$

› Figura 3.14 Factor de potencia (con cargas lineales)



$$FP = \frac{P}{S} = \frac{kW}{kVA} \neq \cos \varphi \quad 3.24$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + H^2} \quad 3.25$$

$$kVA = \sqrt{kW^2 + kVAr^2 + KVAr_H^2} \quad 3.26$$

› Figura 3.15 Factor de potencia real (con cargas no lineales)

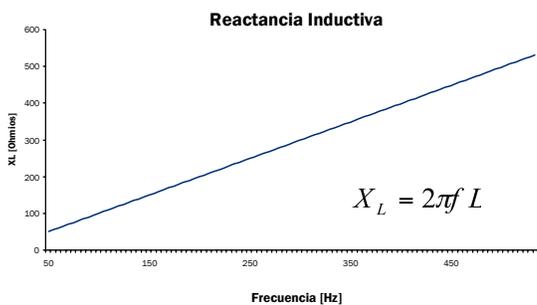


› Figura 3.16 Filtros de Armónicos

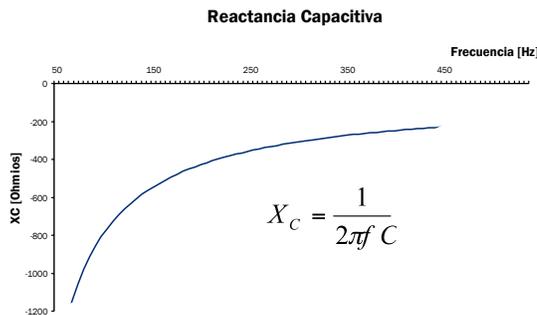
Efectos resonantes

A diferencia de lo que ocurre con una resistencia, las reactancias de un inductor y de un condensador varían con la frecuencia: La reactancia inductiva aumenta proporcionalmente con la frecuencia, de manera inversa al inductor, la reactancia del condensador disminuirá con el incremento de la frecuencia. Las siguientes gráficas nos ilustran respecto a ese comportamiento.

Las gráficas confirman que a mayor frecuencia mayor reactancia inductiva pero menor reactancia capacitiva. El convenio de signos considerado asigna a la reactancia inductiva signo positivo y a la reactancia capacitiva signo negativo.



› Figura 3.17 Reactancia inductiva vs Frecuencia



› Figura 3.18 Reactancia capacitiva vs Frecuencia

Resonancia serie y resonancia paralelo

Debido a la variación con la frecuencia de las reactancias inductiva y capacitiva y a sus signos antagónicos, existirá una frecuencia a la que las reactancias se anulan o toman valores muy elevados; esto dependerá de su conexión, serie o paralelo, ocasionando problemas de gran severidad.

Ese valor de la frecuencia al cuál los valores de las reactancias inductiva y capacitiva son iguales, se denomina Frecuencia de resonancia. Su valor se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$2\pi f_0 L = \frac{1}{2\pi f_0 C} \quad 3.26$$

$$\Rightarrow f_0 = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \quad 3.27$$

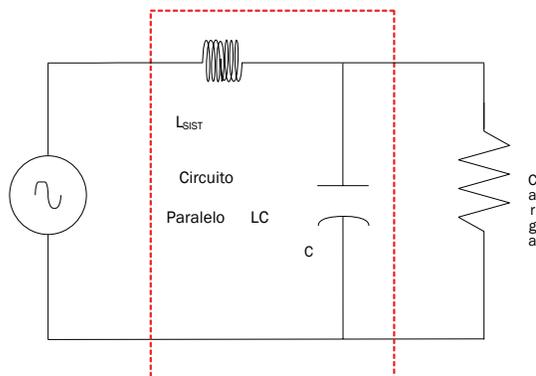
donde:

- L es el valor de la inductancia
- C es el valor de la capacitancia
- P Potencia activa (kW)
- f_0 La frecuencia de resonancia

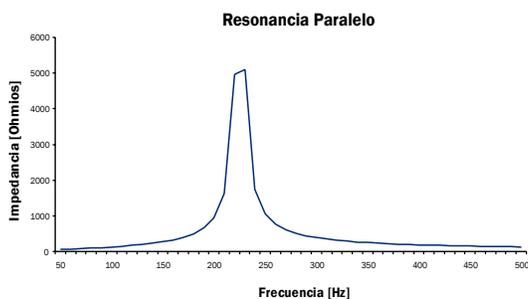
Generalmente se consideran dos tipos de resonancia: resonancia serie y resonancia paralelo. A continuación se describen estos conceptos.

RESONANCIA PARALELO

La capacitancia de un banco de capacitores y la inductancia de un sistema eléctrico pueden formar un circuito resonante en paralelo. De ser así, las corrientes armónicas pueden resultar amplificadas hasta alcanzar 20 veces el nivel nominal. Si la frecuencia de resonancia coincide con alguna frecuencia armónica presente, la distorsión de la corriente causada por dicha resonancia causará distorsión de las tensiones.



› Figura 3.19 Circuito eléctrico de resonancia paralelo



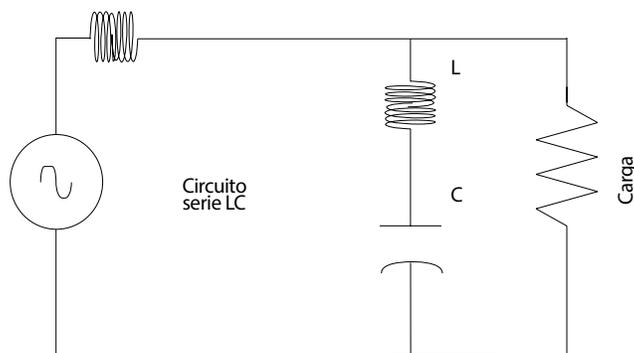
› Figura 3.20 Gráfica para resonancia paralelo

Esta sería una de las razones por las que la corrección del factor de potencia, por medio de condensadores convencionales, en sistemas con contenido armónico, no sería recomendable.

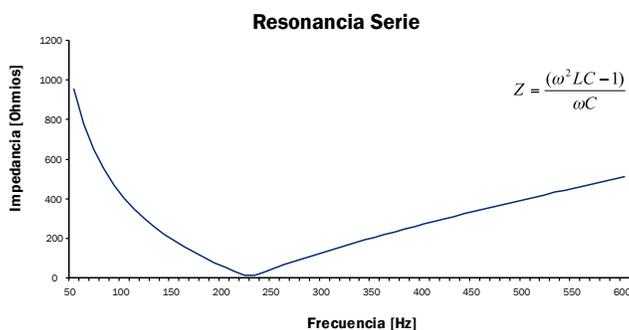
Los condensadores de potencia conectados a una red que contiene corrientes armónicas, tienden a sobrecargarse de manera significativa debido a la baja impedancia que opone el condensador a las corrientes cuya frecuencia es mayor que la frecuencia fundamental. El condensador no es una fuente de armónicos, sin embargo, al operar en ambientes armónicos su comportamiento pudiera resultar inadecuado.

RESONANCIA SERIE

Este fenómeno sucede cuando se tiene una reactancia en serie con un condensador. Al igualarse las reactancias, la impedancia del circuito serie LC, estará limitada sólo por la resistencia inherente de la reactancia, lo que significa que la magnitud de la corriente circulante será sumamente elevada.



› Figura 3.21 Circuito eléctrico de resonancia serie



› Figura 3.22 Gráfica para resonancia serie

Los filtros de armónicos pasivos son, en realidad, circuitos resonantes en serie sintonizados para absorber un determinado armónico. Como puede observarse en la gráfica anterior, la impedancia resulta mínima para una frecuencia determinada. Lo anterior equivale a decir que la corriente armónica cuya frecuencia coincide con la de sintonía del filtro pasivo serie, será absorbida por el circuito LC serie.

Repercusiones en el sistema eléctrico

- › Existen muchos dispositivos electrónicos de medición, de protección y de control, que basan su operación correcta en la detección de los cruces por cero de la onda de tensión, de corriente, o de ambas. En esa lista se incluyen medidores y registradores de parámetros eléctricos, controladores de potencia reactiva, relojes, controladores programables, redes de protección, etc.
- › Sobrecalentamiento. Las corrientes de alta frecuencia tienden a circular por la superficie exterior de un conductor, lo que se conoce como efecto piel o skin por su nombre en inglés.
- › El efecto “piel” es normalmente ignorado debido a que tiene poco efecto a la frecuencia fundamental de la corriente de alimentación, pero, para frecuencias superiores a los 250 Hz, (5to. Armónico y superiores), el efecto “piel” se torna significativo, causando pérdidas adicionales por calentamiento. Ello se debe a que el incremento de la resistencia es proporcional al cuadrado de la frecuencia que en el caso de los armónicos suele ser de valores muy elevados.
- › El efecto del calentamiento en los equipos eléctricos es responsable también del fallo de fusibles, del disparo de interruptores magnetotérmicos y del daño en las tarjetas electrónicas de los equipos sensibles.
- › El hecho de sobredimensionar los equipos eléctricos, como es el caso de instalar conductores de mayor capacidad o transformadores tipo K, además de encarecer la instalación, solo reducirá el efecto de calentamiento en los mismos, pero no tendrá ningún efecto en el flujo de las corrientes armónicas.
- › La práctica de instalar cables multiconductores no tiene ningún efecto en la reducción de la temperatura en los conductores pues se tratará del mismo flujo de electrones y de la misma sección de conductor.
- › Bajo Factor de Potencia. El factor de

potencia, FP; medido en presencia de cargas no lineales contiene una componente reactiva en un tercer plano, de tal forma, que un aumento en la distorsión armónica produce una disminución del factor de potencia.

Formas de mitigación

a) Mediante filtros de rechazo: es una medida que tiende a bloquear el paso de las corrientes armónicas hacia los capacitores, quedando éstos protegidos de la influencia de las mismas. Esto permite la compensación de reactiva sin resonancia armónica.

b) Mediante filtros sintonizados, filtros de banda ancha, Filtros Activos: es una medida que tiende a bloquear y/o absorber las corrientes armónicas, confinando su circulación, preferentemente, a zonas circunscritas a los focos emisores de las mismas.

- › **Filtro sintonizado.** Este tipo de filtro se diseña conectando una reactancia en serie con condensadores, tratando de ofrecer la menor resistencia para un determinado armónico (la de mayor presencia en el sistema) para que quede absorbida por el arreglo condensador - reactancia. Esto implicará una absorción del armónico que esté causando problemas en el sistema.
- › **Filtro de banda ancha.** Es un filtro con tres etapas de operación, dos etapas en serie para desintonizarlo de frecuencias armónicas externas y una etapa en paralelo para filtrado de armónicas.
- › **Filtro Activo.** Es un equipo, integrado por componentes electrónicos, que reproduce corrientes armónicas, en sentido inverso a las generadas por las cargas, con la finalidad de cancelar las corrientes armónicas presentes en la red.

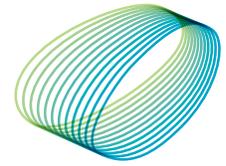
NORMAS

NORMAS IEC (COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL)

IEC/TR3 61000-2-1	Compatibilidad Electromagnética Medio Ambiente
IEC/TR3 61000-3-6	Compatibilidad Electromagnética Límites
IEC 61000-4-7	Compatibilidad Electromagnética Pruebas y técnicas de medición Guías Generales para la instrumentación y Medición de Armónicas e Interarmónicos.
IEC 61642	Sistemas Industriales de CC afectados por Armónicos Aplicación de Filtros y Bancos de capacitores.
IEC SC77A	Compatibilidad electromagnética de Baja Frecuencia.
IEC SC77A/WG1	Armónicos y otras perturbaciones de baja frecuencia.
IEC SC77A/WG6	Pruebas de Inmunidad de Baja Frecuencia
IEC SC77A/WG2	Fluctuaciones de tensión y otras perturbaciones de baja frecuencia
IEC SC77A/WG8	Interferencia electromagnética relacionada con la frecuencia en el sistema
IEC SC77A/WG9	Métodos de Medición de la Calidad del Suministro eléctrico.

NORMAS IEEE (INSTITUTO DE INGENIEROS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS)

IEEE 644	Procedimiento Estándar de Medición de frecuencia eléctrica y campos magnéticos en líneas de potencia de CC.
IEEE C63.12	Práctica recomendada para los Límites de Compatibilidad Electromagnética.
IEEE 519	Prácticas recomendadas y requisitos para controlar armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia.
IEEE 1159	Práctica recomendada para la monitorización de la Calidad del suministro eléctrico.
IEEE 141	Práctica recomendada para la distribución de Energía Eléctrica en Plantas Industriales
IEEE C57.110	Práctica recomendada para establecer la capacidad del transformador cuando se suministren cargas no senoidales.
IEEE P1433 IEEE P1453 IEEE P1564	Definiciones de Calidad del suministro eléctrico. Parpadeo en la tensión (Flicker) Índices de sobretensiones.



arteche
Moving together