



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Instalaciones Eléctricas

Compensación de Energía Reactiva

Contenido

1.	NATURALEZA DE LA ENERGÍA REACTIVA.....	4
1.1.	Energía activa y energía reactiva.....	4
1.2.	Flujo de potencia en una instalación.....	4
2.	FACTOR DE POTENCIA.....	6
2.1.	Diagrama vectorial de potencias y corrientes.....	6
2.2.	Definición del Factor de Potencia	7
2.3.	Causas de un bajo factor de potencia	7
3.	VENTAJAS DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA	8
3.1.	Reducción en la tarifa de energía.....	8
3.2.	Reducción de las pérdidas por efecto Joule.....	8
3.3.	Reducción de las caídas de tensión.....	10
3.4.	Liberación de capacidad del sistema.....	10
4.	MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	12
4.1.	Instalación de Condensadores de Potencia.....	12
4.2.	Utilizar máquinas sincrónicas	12
5.	UBICACIÓN DE LOS CONDENSADORES.....	13
5.1.	C1 - Compensación individual.....	13
5.2.	C2 – Compensación parcial por grupos.....	14
5.3.	C3 – Compensación global centralizada	14
5.4.	C4 – Compensación en media tensión	14
6.	TIPO DE COMPENSACIÓN.....	16
6.1.	Compensación fija.....	16
6.2.	Compensación automática	16
7.	COMPENSACIÓN INDIVIDUAL	17
7.1.	Compensación de motores asíncronos	17
7.1.1.	Compensación con Condensadores conectados en bornes del motor	17
7.2.	Compensación de transformadores de potencia	20
8.	COMPENSACIÓN GLOBAL O PARCIAL.....	22
8.1.	Cálculo de la potencia reactiva a compensar	22
8.2.	Determinación de las potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia	22
8.2.1.	Instalación en etapa de proyecto	22
8.2.2.	Instalación en funcionamiento	23

9.	EFFECTOS DE LOS ARMÓNICOS SOBRE LOS CONDENSADORES	24
10.	CONSIDERACIONES PRÁCTICAS DE LA INSTALACIÓN DE CONDENSADORES	26
10.1.	Baterías de condensadores de potencia	26
10.2.	Dispositivos de maniobra (contactores)	27
10.3.	Dispositivos de protección (Interruptores automáticos o fusibles).....	28
10.3.1.	Selección de interruptores automáticos de protección:	28
10.3.2.	Selección de fusibles de protección	28
10.4.	Conductores de conexión.....	28

1. NATURALEZA DE LA ENERGÍA REACTIVA

1.1. Energía activa y energía reactiva

Las instalaciones de corriente alterna requieren en general para su funcionamiento de dos formas de energía:

- **Energía Activa:** (medida en KWh) la cual es convertida en energía mecánica, calor, etc.
- **Energía Reactiva:** (medida en kVArh) la cual se puede presentar en dos formas:
 - La requerida por los circuitos inductivos, como ser los motores, transformadores, lámparas de descarga, etc.
 - La requerida por los circuitos capacitivos, como ser la capacidad de los cables, condensadores, etc.

En las instalaciones eléctricas de corriente alterna, las cargas son esencialmente inductivas, así como las reactancias de los sistemas de distribución y transmisión.

Estas cargas inductivas cíclicamente absorben energía del sistema (durante la creación de los campos magnético que necesitan para su funcionamiento) y entregan dicha energía al sistema (durante la destrucción de los campos magnéticos), dos veces en cada ciclo.

Este trasiego de energía entre las cargas y el sistema, provoca el incremento de la corriente que debe entregar el Sistema de Potencia, causando mayores pérdidas en los conductores y mayores caídas de voltaje.

Por esta razón las compañías eléctricas penalizan el consumo de energía eléctrica aplicando recargos en la tarifa.

1.2. Flujo de potencia en una instalación

La potencia eléctrica instantánea entregada por el sistema es:

$$p(t) = u(t) \cdot i(t)$$

Para un sistema eléctrico monofásico, sinusoidal puro:

$$u(t) = \sqrt{2}V \cdot \text{sen } \omega t \quad i(t) = \sqrt{2}I \cdot \text{sen}(\omega t - \phi)$$

$$p(t) = \sqrt{2}V \cdot \text{sen}\omega t \cdot \sqrt{2}I \cdot \text{sen}(\omega t - \phi) = VI \cos\phi - VI \cos(2\omega t - \phi)$$

En la Figura 1 se representan las curvas de potencia, tensión y corriente instantánea para una carga monofásica inductiva lineal.

Como se puede ver, la potencia instantánea entregada se compone de dos sumandos: una potencia oscilante a una frecuencia doble de la fundamental, y una potencia media de valor $V \cdot I \cdot \cos \phi$ que realmente nos determina la potencia activa o útil entregada a la carga.

Otra forma de escribir esta ecuación es:

$$p(t) = VI \cos \phi \cdot (1 - \cos 2\omega t) - VI \sin \phi \cdot \sin 2\omega t$$

A partir de lo anterior se puede escribir:

$$p(t) = P \cdot (1 - \cos 2\omega t) - Q \cdot \sin 2\omega t$$

Donde,

- $P = \text{Potencia activa} = VI \cdot \cos \phi$
- $Q = \text{Potencia reactiva} = VI \cdot \sin \phi$

En la Figura 1 se representan los dos términos que componen la potencia instantánea:

- El primer término corresponde a la potencia entregada a la carga, es siempre positiva y su valor medio es la Potencia Activa ($V \cdot I \cdot \cos \phi$).
- El segundo término es la potencia que oscila entre el sistema y la carga, su valor medio es nulo, y su valor máximo es la potencia reactiva.

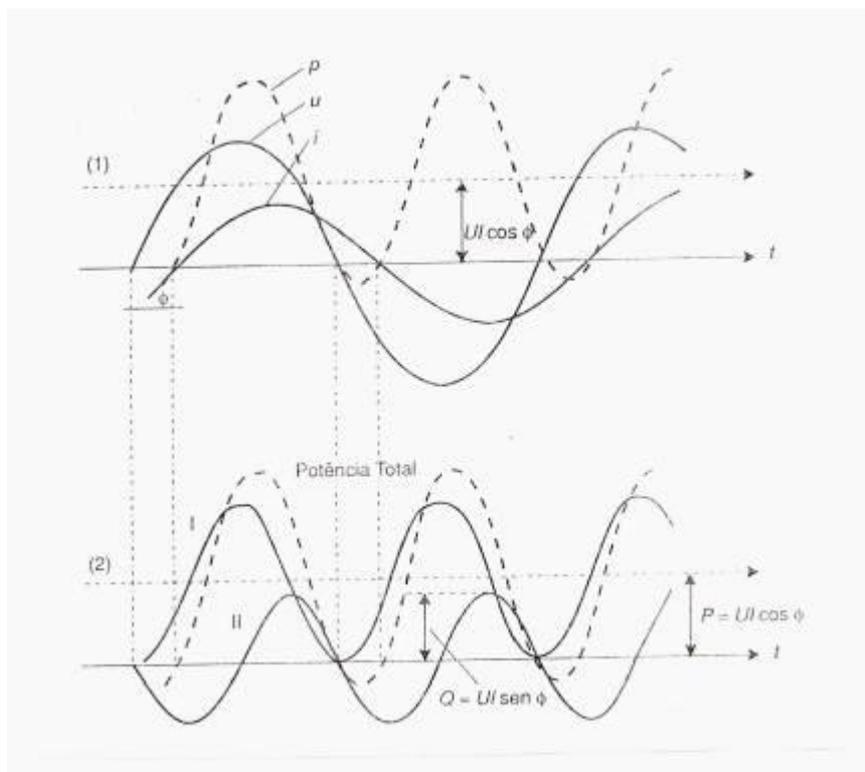


Figura 1: Potencia instantánea, tensión y corriente, para distintos desfases.

2. FACTOR DE POTENCIA

2.1. Diagrama vectorial de potencias y corrientes

En un circuito trifásico equilibrado la potencia activa (P), reactiva (Q) y aparente (S) se expresan como:

$$P = 3VI \cos \varphi \quad Q = 3VI \sin \varphi$$

$$S = 3VI = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

A continuación se muestra el diagrama vectorial de potencias, para una carga inductiva:

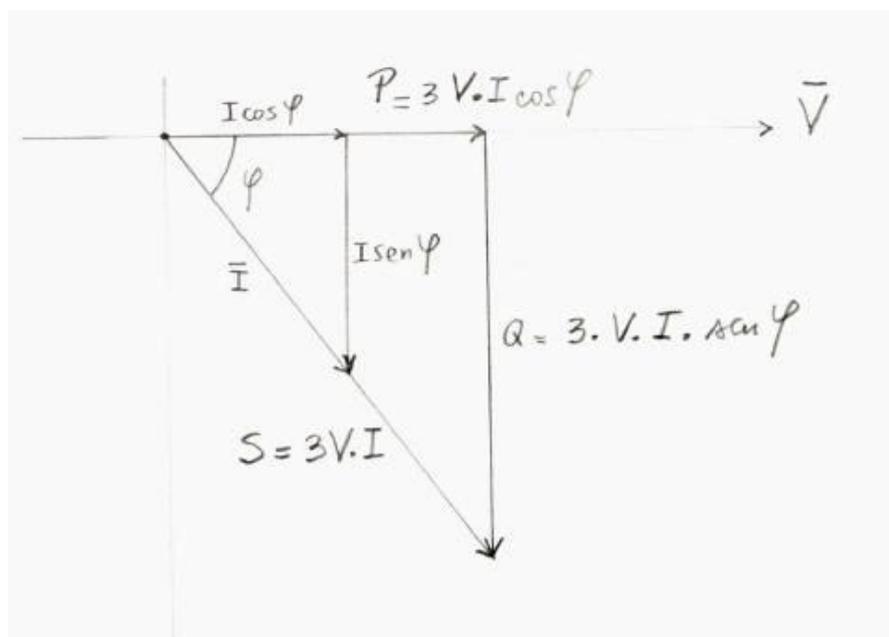


Figura 2: Triángulo de potencias.

Donde,

- V: es la tensión fase-neutro
- I: es la corriente de fase
- $I_a = I \cdot \cos \varphi$: es la componente activa de la corriente, componente de la corriente en fase con la tensión.
- $I_r = I \cdot \sin \varphi$: es la componente reactiva de la corriente, componente de la corriente desfasada 90° de la tensión.

En este diagrama vectorial se puede apreciar claramente que, para una potencia activa (P) dada, la corriente (I) y la potencia aparente (S) son mínimas cuando el ángulo de desfase es igual a 0 ($\varphi = 0$) o lo que es equivalente cuando el $\cos \varphi = 1$.

2.2. Definición del Factor de Potencia

El factor de potencia (FP) se define como el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente:

$$FP = \frac{P}{S} \cong \cos \varphi$$

La igualdad entre el FP y el $\cos \varphi$ es válida para sistemas sinusoidales puros, no así cuando existe distorsión armónica en la instalación.

A continuación presentamos una tabla con valores aproximados del factor de potencia para las cargas más comunes:

Equipo	Carga	$\cos \varphi$
Motor asíncrono	0%	0,17
	25%	0,55
	50%	0,73
	75%	0,80
	100%	0,85
Lámparas incandescentes		1
Lámparas fluorescentes		0,5
Lámparas de descarga		0,4 a 0,6
Hornos de resistencia		1
Hornos de inducción		0,85
Máquinas de soldar por resistencia		0,8 a 0,9
Soldadora de arco monofásica		0,5
Soldadora de arco con transformador-rectificador		0,7 a 0,9
Hornos de arco		0,8

Tabla 1: Factor de Potencia de equipos típicos.

2.3. Causas de un bajo factor de potencia

Las principales causas de un bajo factor de potencia en las instalaciones eléctricas de baja tensión son:

- Motores eléctricos asíncronos sobredimensionados que operan con poca carga o en vacío.
- Transformadores operando con poca carga o en vacío.
- Lámparas fluorescentes o de descarga no compensadas.

3. VENTAJAS DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

3.1. Reducción en la tarifa de energía

Las compañías eléctricas penalizan el consumo de energía reactiva con el objeto de incentivar su corrección.

UTE para contratos de Potencia $\geq 10\text{kW}$, mide la energía activa y la energía reactiva consumida en el mes, y establece un recargo para:

$$\frac{E_r(kVArh)}{E_a(kWh)} \geq 0,426 \quad \boxed{FP < 0,92}$$

UTE penaliza el consumo de energía reactiva excesivo (es decir cuando $FP < 0,92$), aplicando coeficientes de recargo sobre los importes facturados en el mes, de la siguiente forma:

- Coeficiente aplicado sobre el importe facturado por energía activa consumida en el mes:

$$K_1(\%) = A \cdot \left(\frac{E_r}{E_a} - 0,426 \right)$$

- Para las tarifas GC y MC (Gran Consumidor y Mediano Consumidor) UTE aplica además un coeficiente sobre el importe facturado por potencia máxima activa registrada en el mes:

$$K_1(\%) = B \cdot \left(\frac{E_r}{E_a} - 0,426 \right)$$

Comentarios:

- Las constantes A y B dependen del tipo de tarifa y del nivel de tensión del suministro.
- En el caso de GC y MC estos coeficientes se aplican también como “bonificación” cuando $E_r/E_a < 0,426$ ($FP > 0,92$).
- Cuando $E_r/E_a > 1,34$ ($FP < 0,6$), UTE puede suspender el servicio previa notificación del Cliente.

3.2. Reducción de las pérdidas por efecto Joule

La compensación de la energía reactiva permite la reducción de las pérdidas Joule en los conductores y transformadores. Además estas pérdidas son contabilizadas como energía activa consumida (kWh) por el Contador de la Compañía Eléctrica, por lo que se traduce también en una reducción en los costos.

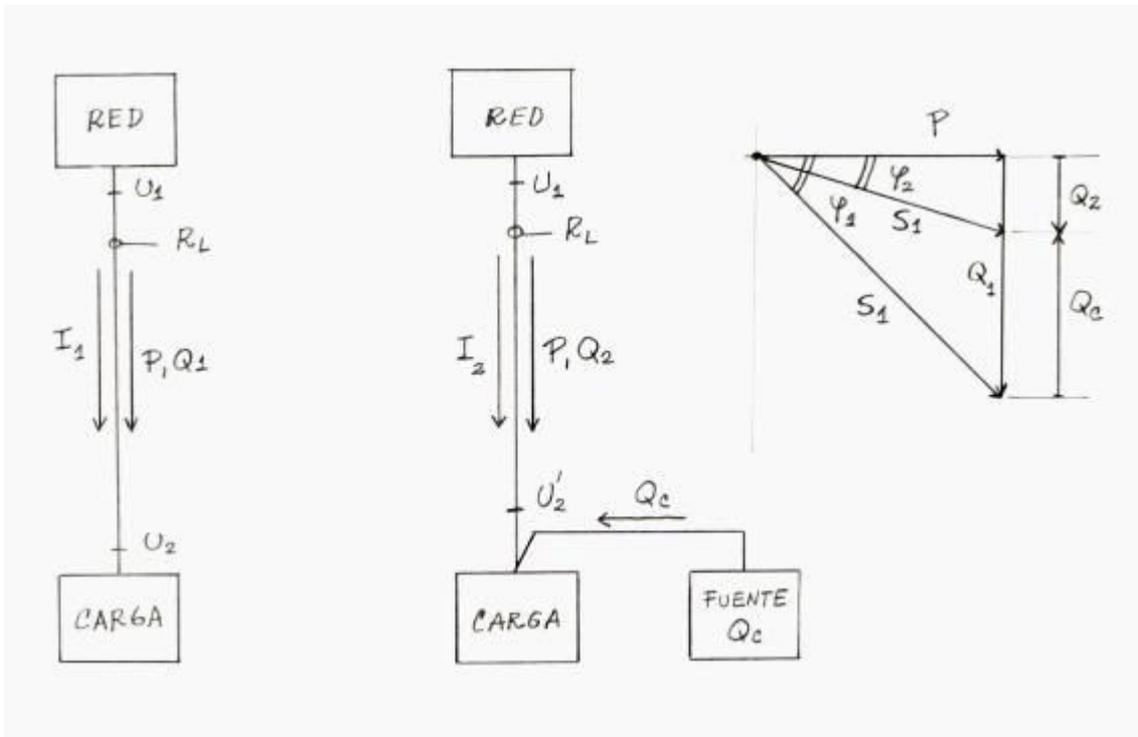


Figura 3: Reducción de pérdidas Joule en el cableado.

En el diagrama anterior se representa una carga trifásica que en condiciones iniciales consume una potencia activa P con un factor de potencia $\cos \varphi_1$. La tensión U_1 es la tensión de alimentación y U_2 la tensión en la carga.

La corriente consumida por la carga en estas condiciones será:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3}U_2 \cos \varphi_1}$$

Si se compensa el factor de potencia a $\cos \varphi_2$, la corriente consumida será:

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3}U'_2 \cos \varphi_2}$$

La corriente $I_2 < I_1$ ya que $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$ y $U'_2 > U_2$

Ahora si denominamos R_L a la resistencia por fase del cable de alimentación, las pérdidas totales en el cable de alimentación serán:

$$p_2 = 3 \cdot R_L \cdot I_2^2 < p_1 = 3 \cdot R_L \cdot I_1^2$$

Se puede utilizar la siguiente fórmula para evaluar la disminución de pérdidas en función del $\cos \varphi$ de la instalación:

$$\frac{Pérdidas_{finales}}{Pérdidas_{iniciales}} = \left(\frac{\cos\varphi_{inicial}}{\cos\varphi_{final}} \right)^2$$

3.3. Reducción de las caídas de tensión

La reducción de la corriente provocada por la compensación de la energía reactiva, reduce la caída de tensión en el cable de alimentación.

3.4. Liberación de capacidad del sistema

Consideremos una instalación con una demanda de potencia activa P_1 y con un factor de potencia inicial de $\cos\varphi_1$

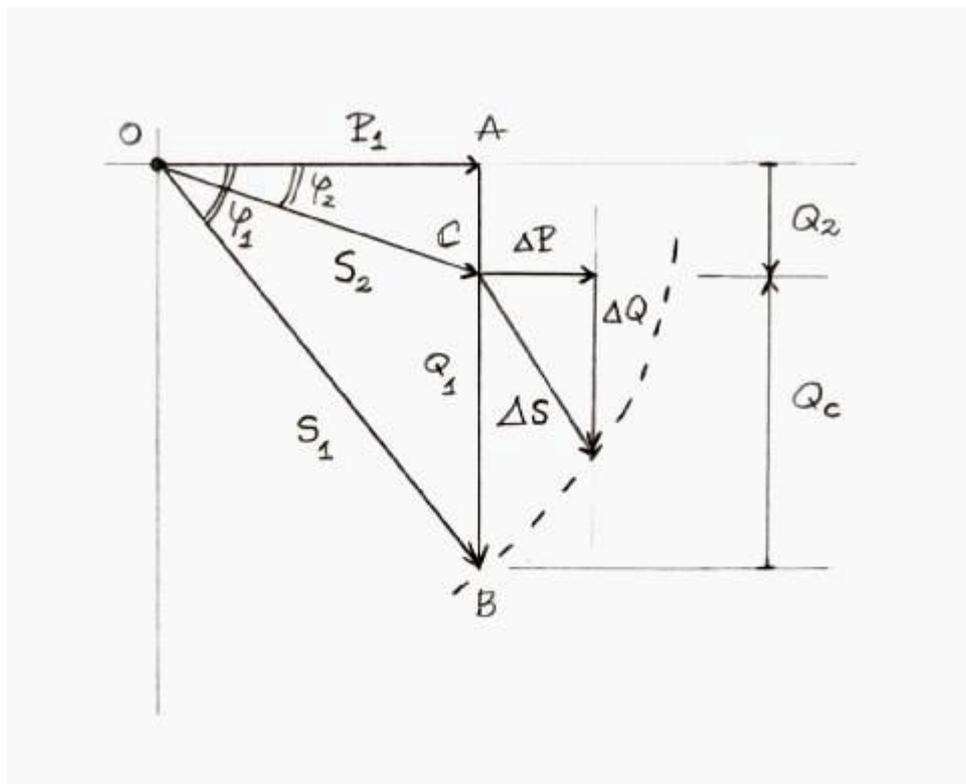


Figura 4: Liberación de capacidad del equipamiento.

En las condiciones iniciales (triángulo OAB) la potencia aparente será:

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1}$$

Si se compensa el factor de potencia a $\cos\varphi_2$ con la misma demanda de potencia activa, en las condiciones finales (triángulo OAC) la potencia aparente será:

$$S_2 = \frac{P_1}{\cos\phi_2} < S_1$$

Como se puede observar trazando la circunferencia de radio S_1 , se puede incrementar la capacidad de potencia activa del sistema, sin aumentar la demanda de potencia aparente. Esto no tiene un resultado único, ya que depende del factor de potencia de la carga agregada.

Por ejemplo, los transformadores son diseñados por la potencia nominal aparente S_N . El mejor aprovechamiento de la capacidad del transformador se obtiene cuando el factor de potencia es igual a la unidad, en ese caso toda su potencia aparente es aprovechada como potencia activa. Cuando el factor de potencia es bajo, sólo una fracción de la potencia aparente es aprovechada como potencia activa.

A continuación se presenta una tabla, donde se indica la capacidad de potencia activa disponible, en función del factor de potencia (trabajando a plena carga):

tan φ	cos φ	nominal kVA rating of transformers (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	990	1225	1568	1960
0.29	0.96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1200	1536	1920
0.36	0.94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1175	1504	1880
0.43	0.92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1150	1472	1840
0.48	0.90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1125	1440	1800
0.54	0.88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1100	1408	1760
0.59	0.86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1075	1376	1720
0.65	0.84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1050	1344	1680
0.70	0.82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1025	1312	1640
0.75	0.80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1000	1280	1600
0.80	0.78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1248	1560
0.86	0.76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1216	1520
0.91	0.74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1184	1480
0.96	0.72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1152	1440
1.02	0.70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1120	1400

Figura 5: Potencia activa disponible, para distintos FP.

4. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Los métodos de compensación del factor de potencia utilizados en las instalaciones eléctricas de baja tensión son:

- Instalar Condensadores de Potencia en paralelo con la carga inductiva a compensar.
- Utilizar máquinas sincrónicas de gran potencia trabajando como generadores de potencia reactiva.

4.1. Instalación de Condensadores de Potencia

Este método es el que se utiliza en la actualidad en la mayoría de las instalaciones dado que es más económico y permite una mayor flexibilidad, y es el que se estudiará en detalle en este curso.

4.2. Utilizar máquinas sincrónicas

Las máquinas sincrónicas pueden funcionar como generadores de potencia reactiva, ya sea accionando cargas mecánicas o funcionando en vacío, siendo en este último caso conocidos como capacitores sincrónicos. La generación de potencia reactiva depende de la excitación, necesitando ser sobreexcitados para poder satisfacer sus propias necesidades de energía reactiva y entregar a su vez energía reactiva al sistema.

Este tipo de compensación no es muy utilizada, se utiliza sólo en el caso de que existan en la instalación motores sincrónicos de gran potencia (mayores a 200 HP) que funcionan por largos períodos de tiempo.

5. UBICACIÓN DE LOS CONDENSADORES

En principio los condensadores pueden ser instalados en cuatro posiciones bien definidas de una instalación eléctrica:

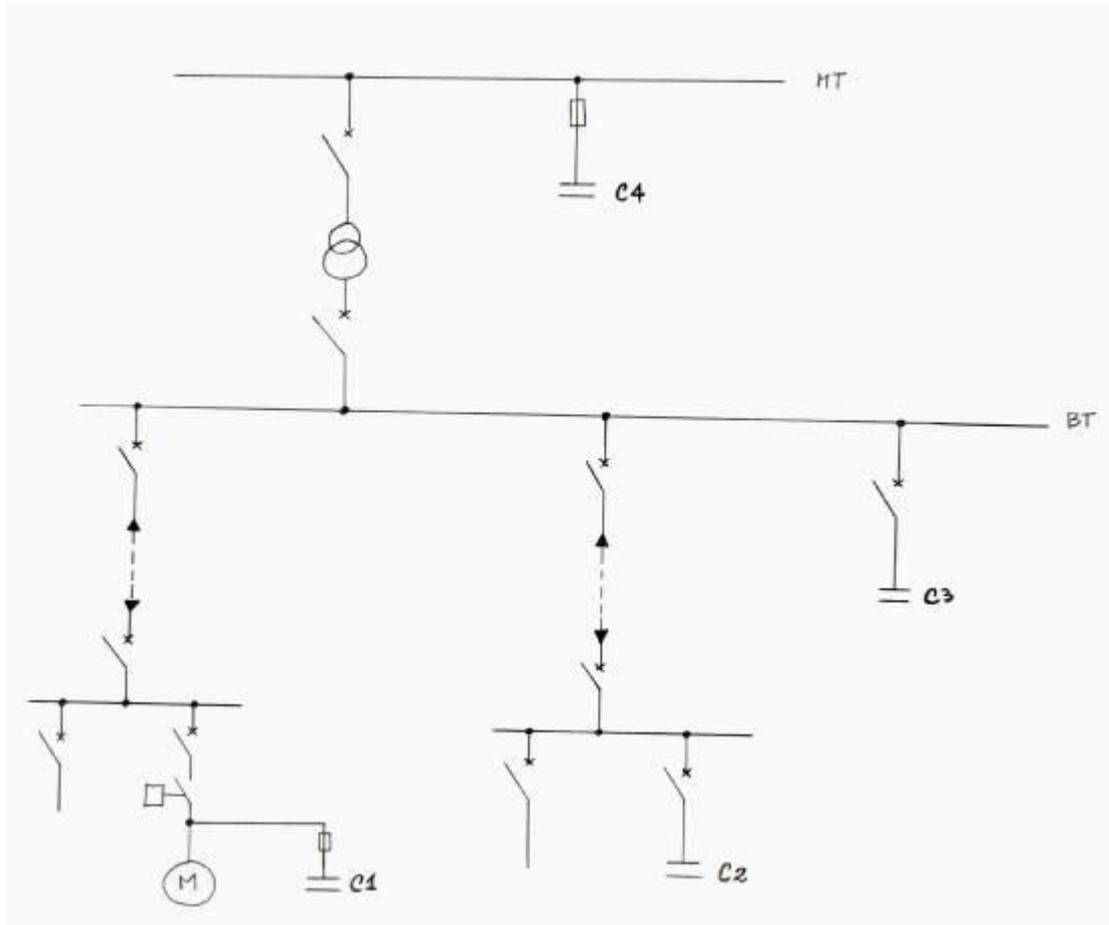


Figura 6: Distintos puntos de instalación de compensación.

5.1. C1 - Compensación individual

En este caso los condensadores se instalan junto a las cargas inductivas a compensar, y se obtienen todas las ventajas ya analizadas:

- Suprime las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva.
- Se reducen las pérdidas por efecto Joule en los conductores.
- Se reducen las caídas de tensión.
- Se optimiza la instalación ya que la potencia y corriente reactiva no circula por la misma, sino que es suministrada por el Condensador que está en paralelo con la carga.
- Descarga el transformador de potencia.

En instalaciones complejas presenta principalmente la desventaja de un elevado costo de instalación y mantenimiento.

Esta solución es utilizada para aquellas cargas de consumo constante y con muchas horas de servicio. Veremos más adelante la compensación individual de motores y transformadores.

5.2. C2 – Compensación parcial por grupos

En este caso los condensadores se instalan en tableros de distribución secundarios o Centros de Control de Motores (CCM).

Representa una solución intermedia, cuando se tienen tableros secundarios o CCM que alimentan muchas cargas de poca potencia, donde no se justifica una compensación individual.

Presenta las siguientes ventajas:

- Suprime las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva.
- Se optimiza una parte de la instalación, ya que la potencia y corriente reactiva no circula por los cables de alimentación de estos tableros secundarios.
- Se reducen las pérdidas por efecto Joule en los cables de alimentación de estos tableros.
- Descarga el transformador de potencia.

Si las cargas tienen una variación importante en el consumo, se debe utilizar una compensación del tipo automática.

5.3. C3 – Compensación global centralizada

En este caso se instalan en el tablero general de baja tensión de la instalación eléctrica.

Presenta las siguientes ventajas:

- Suprime las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva.
- Se ajusta la potencia aparente S (kVA) a la necesidad real de la instalación.
- Descarga el transformador de potencia.

Es una instalación más simple, centralizada y no interfiere con las cargas en el mantenimiento. Presenta las desventajas de que no se reducen las pérdidas en los cables, y en instalaciones complejas con carga variable se debe instalar una compensación del tipo automática.

5.4. C4 – Compensación en media tensión

En este caso los Condensadores se instalan del lado de media tensión; es posible siempre que la instalación se alimente de la Red Pública de Distribución en media tensión.

No es una solución muy utilizada en las instalaciones, salvo en instalaciones industriales importantes.

Presenta esencialmente las siguientes desventajas:

- No libera capacidad en el transformador de potencia.
- No reduce las pérdidas por efecto Joule.
- Exige un elemento de protección y maniobra de media tensión.
- Es más costosa.

La solución óptima requiere en cada caso de un estudio técnico y económico, teniendo en cuenta las características de la instalación y el objetivo buscado. En muchos casos lo más conveniente es adoptar soluciones mixtas, como la compensación individual para cargas constantes (por ejemplo: lámparas fluorescentes y de descarga, motores de gran potencia y que funcionan muchas horas), y una compensación automática centralizada o parcial por grupos para el resto de la instalación.

6. TIPO DE COMPENSACIÓN

6.1. Compensación fija

Consta de una o más baterías de condensadores que suministran un valor constante de potencia reactiva. Los condensadores pueden ser comandados mediante interruptores, contactores, o conectados directamente a los bornes de la carga inductiva.

6.2. Compensación automática

En general se trata de un banco de varios pasos, los cuales son controlados según la variación del factor de potencia de la instalación por un relé varimétrico. Cada paso del banco está conformado por un elemento de protección (interruptor automático o fusible), un elemento de maniobra (contactor) y una batería de condensadores trifásica. El relé varimétrico mide el factor de potencia de la instalación y conecta los pasos mediante los contactores de maniobra.

Este método es muy utilizado para una Compensación Global centralizada en el tablero general.

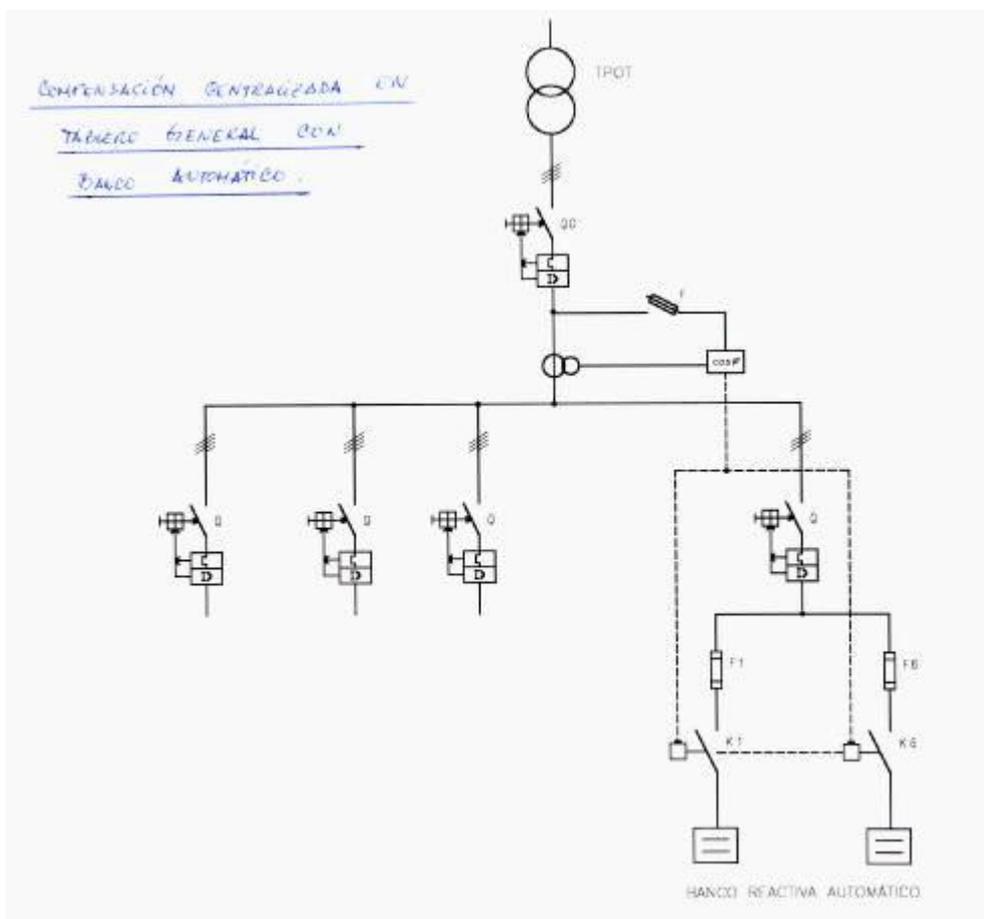


Figura 7: Compensación centralizada, con varios pasos.

7. COMPENSACIÓN INDIVIDUAL

7.1. Compensación de motores asíncronos

En la figura siguiente se representan las curvas de potencia activa, reactiva y aparente consumidas por el motor, así como el factor de potencia “sin compensar” y el factor de potencia “compensado”, en función del % de carga del motor:

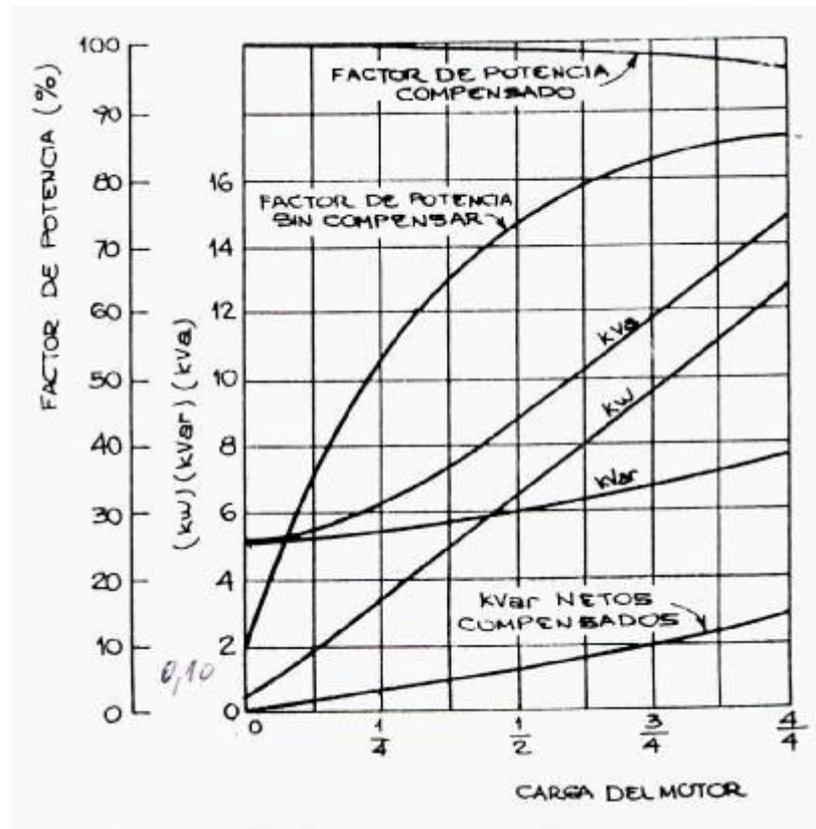


Figura 8: Factor de potencia del motor de inducción.

El factor de potencia de un motor asíncrono es bueno a plena carga, generalmente entre un 80 y 90 %, dependiendo de la velocidad y del tipo de motor. Sin embargo, para cargas pequeñas el factor de potencia disminuye rápidamente, llegando a ser del 10 al 15% en vacío.

Esto se debe a que la potencia reactiva consumida por el motor es prácticamente constante, mientras que la potencia activa es proporcional a la carga.

7.1.1. Compensación con Condensadores conectados en bornes del motor

Esta característica de los motores (potencia reactiva consumida prácticamente constante), permite la utilización de condensadores fijos conectados en paralelo en bornes del motor (Figura 9a) para la compensación del factor de potencia.

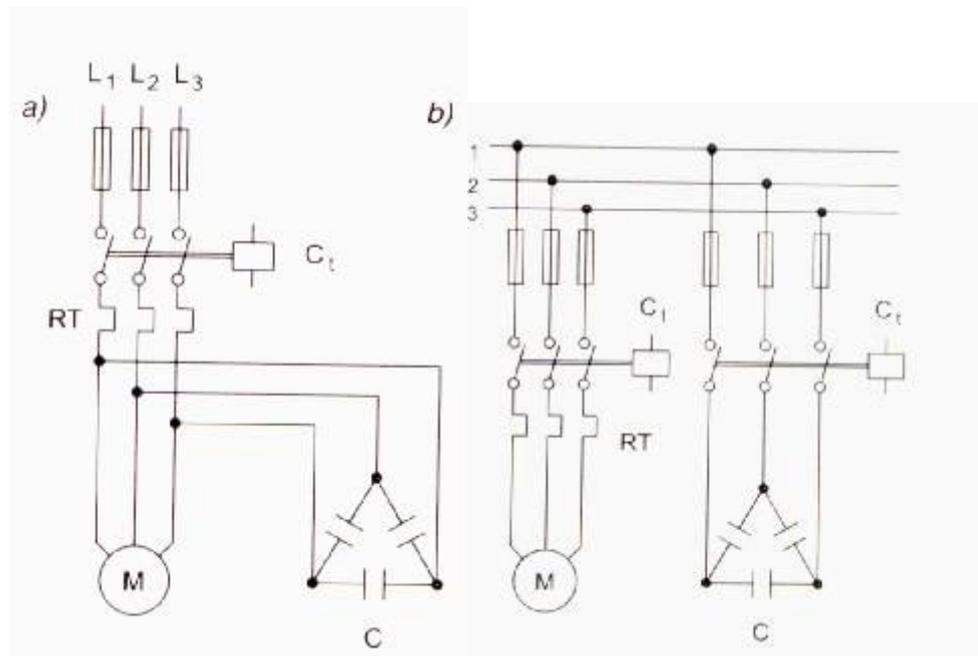


Figura 9: Compensación en bornes del motor (a), compensación con contactor independiente (b).

En la conexión del Condensador directa en bornes del motor (Figura 9a) se deben tomar ciertas precauciones:

- **Evitar el fenómeno de auto-excitación:**

Cuando un motor se desconecta de la red, debido a la inercia de su carga continua girando, y el campo remanente del rotor genera una tensión en bornes del estator que normalmente cae a cero en 2 o 3 ciclos, en el caso de un motor no compensado.

En el caso en que se instala un condensador conectado directamente en los bornes del motor, este suministra corrientes capacitivas al estator que generan un campo magnético giratorio que se suma al campo remanente del rotor, incrementando la tensión en bornes del estator, pudiendo alcanzar tensiones elevadas. Este fenómeno se conoce como auto-excitación, y para evitarlo se debe limitar la potencia reactiva a instalar:

$$Q_C \leq 0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_0$$

Donde:

- Q_C : potencia de la batería de condensadores
- I_0 : corriente en vacío del motor
- U_n : tensión nominal

Se dan tablas que indican la máxima potencia reactiva a instalar en bornes del motor, según la tensión nominal, la potencia nominal y la velocidad del motor, sin riesgo de auto-excitación:

3-phase motors 230/400 V					
nominal power		kvar to be installed			
kW	hp	speed of rotation (RPM)			
		3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7.5	10	11	12.5
37	50	9	11	12.5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Figura 10: Potencia de condensadores a instalar en bornes de motor trifásico.

Otra forma de evitar el fenómeno de autoexcitación es utilizar un comando independiente para el Condensador, y que el Condensador sea conectado después que arranque el motor, y desconectarlo antes que el motor (Figura 9b).

- **Nueva regulación del relé térmico de protección del motor:**
Se debe tener en cuenta que después de realizar la compensación con un condensador fijo conectado a los bornes del motor, la corriente eficaz que circula por el conjunto motor-condensador será menor que antes, por lo que se deberá ajustar el ajuste térmico de la protección del motor.
- **Arranque a tensión reducida:**
En los casos de motores que arranquen con un arrancador de tensión reducida (arranque estrella triángulo, autotransformador, sofstart u otro) siempre se debe utilizar un comando independiente para el Condensador, y el Condensador debe ser conectado después que arranque el motor, y desconectarlo antes que el motor (Figura 9b).

7.2. Compensación de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia consumen una potencia reactiva que se compone de:

- La potencia reactiva consumida en vacío, debido a la reactancia magnetizante del transformador. Esta potencia es aproximadamente constante con la carga y tiene un valor de 1,8 a 2,5% de la potencia nominal del transformador para transformadores de MT/BT.
- La potencia reactiva absorbida por la reactancia serie del transformador.

Esto se puede visualizar en el diagrama equivalente del transformador:

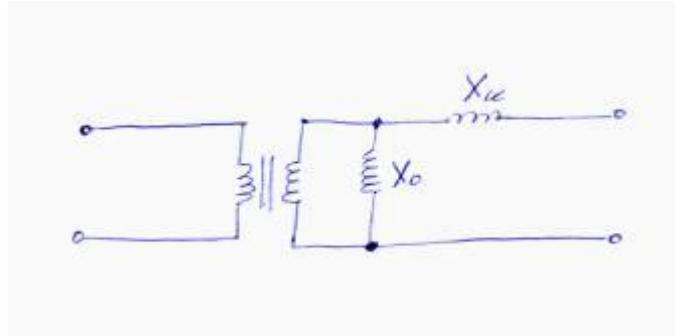


Figura 11: Transformador, modelo estrella equivalente.

La potencia reactiva total consumida por el transformador se puede escribir como:

$$Q_T = Q_0 + 3 \cdot X_{cc} \cdot I^2$$

Donde:

$$X_{cc} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Sustituyendo, se obtiene la expresión más utilizada para la potencia reactiva total del transformador:

$$Q_T = Q_0 + \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S^2}{S_n}$$

A continuación se presenta una tabla con valores típicos de potencia reactiva consumida por transformadores de diferentes potencias:

rated power kVA	reactive power (kvar) to be compensated			
	oil immersed type		cast resin type	
	no load	full load	no load	full load
50	1.5	2.9		
100	2.5	5.9	2.5	8.2
160	3.7	9.6	3.7	12.9
250	5.3	14.7	5.0	19.5
315	6.3	18.3	5.7	24.0
400	7.6	22.9	6.0	29.4
500	9.5	28.7	7.5	36.8
630	11.3	35.7	8.2	45.2
800	20	66.8	10.4	57.5
1 000	24.0	82.6	12.0	71.0
1 250	27.5	100.8	15.0	88.8
1 600	32.0	125.9	19.2	113.9
2 000	38.0	155.3	22.0	140.6
2 500	45.0	191.5	30.0	178.2

tableau 23: reactive power consumption of distribution transformers with 20 kV primary windings.

Figura 12: Consumo de reactiva en transformadores.

En el caso de que la medida de energía de la Compañía Eléctrica sea realizada del lado de media tensión del transformador (contrato de energía en media tensión con subestación transformadora propia), la potencia reactiva del transformador debe ser tomada en cuenta, ya que la compañía estará midiendo la potencia reactiva de las cargas más la del transformador.

En estos casos se puede sobrecompensar la instalación instalando condensadores del lado de baja tensión, para compensar con ellos la potencia reactiva del transformador y la potencia reactiva de las cargas.

Pero se debe tener la precaución de evitar sobretensiones en condiciones de poca carga; cuando el transformador trabaje con poca carga circulará por el transformador una corriente capacitiva que elevará la tensión en bornes del secundario.

Como guía, cuando se instala un Banco de Condensadores en una instalación que cuenta con un transformador de alimentación de MT/BT, se recomienda que la potencia reactiva fija instalada no supere el 15% de la potencia nominal aparente del transformador.

$$Q_{C_{FIJA}} (kVAr) \leq 0,15 \cdot S_n (kVA)$$

8. COMPENSACIÓN GLOBAL O PARCIAL

8.1. Cálculo de la potencia reactiva a compensar

Para realizar el cálculo de la potencia reactiva que es necesario compensar se debe determinar previamente la Potencia Activa (P) y el factor de potencia de la instalación ($\cos \varphi_1$), y según el factor de potencia que se quiera lograr ($\cos \varphi_2$), la potencia reactiva a compensar (Q_C) vendrá dada por la fórmula:

$$Q_C = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

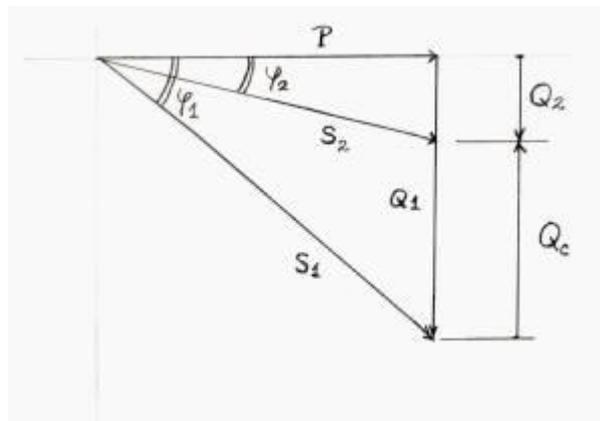


Figura 13: Cálculo de Q a compensar.

8.2. Determinación de la potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia

Para realizar el estudio de la potencia reactiva que es necesario compensar se distinguen dos casos:

- Cuando se está en la etapa de proyecto de la instalación.
- Cuando la instalación ya está en funcionamiento y se quiere mejorar el factor de potencia de la instalación.

8.2.1. Instalación en etapa de proyecto

En este caso, para hacer una evaluación de la potencia reactiva que consumirá la instalación, se debe disponer de todos los datos de las cargas (potencia activa y reactiva), así como los factores de utilización y simultaneidad que nos permita determinar las potencias activas y reactivas globales en cada nivel que se quiera compensar.

También se debe tener en cuenta la posibilidad de compensar en forma individual aquellas cargas como lámparas de descarga o fluorescentes, y motores importantes que funcionen por largos períodos de tiempo a carga constante.

8.2.2. Instalación en funcionamiento

En este caso se pueden emplear diversos métodos para la determinación de la potencia reactiva a compensar.

- **Utilizando registradores para medir energías o potencias activa y reactiva:**
Instalando registradores que permitan medir las energías o potencias activa y reactiva en diferentes puntos de la instalación. Este es el método más completo de todos y puede dar mucha más información de la necesaria para diseñar la potencia de las baterías de condensadores a instalar.

En el caso de instalaciones que tienen un consumo variable en el día y en el mes, como puede ser en la industria por estar asociado a la producción, se deben realizar registros en distintos horarios y días para poder relevar las curvas de carga de consumos P y Q.

En el caso de instalaciones con un consumo aproximadamente constante, alcanzará con tomar algunas pocas medidas con una pinza vatimétrica, midiendo potencia activa, tensión y corriente.

- **Utilizando el recibo de las energías consumidas en el mes:**
En el recibo de las Compañías Eléctricas (UTE) se obtienen los consumos mensuales de energía activa (E_a) y energía reactiva (E_r).
A partir de los recibos de varios meses (6 o 12 meses es lo usual) se pueden obtener los valores medios de energía activa y reactiva, y determinar la potencia reactiva media como:

$$Q_C = \frac{E_a}{t} \cdot \left(\frac{E_r}{E_a} - \tan \varphi_2 \right) = \frac{E_r - E_a \cdot \tan \varphi_2}{t}$$

Donde:

- Q_C (kVAR) : potencia reactiva media a instalar
- E_r (kVARh) : valor medio de la energía reactiva consumida en el mes
- E_a (kWh) : valor medio de la energía activa consumida en el mes
- φ_2 : ángulo correspondiente al factor de potencia al que se quiere compensar.
- t: tiempo total de horas que realmente existe consumo al mes, que equivale a la cantidad de días de trabajo al mes x la cantidad de horas diarias de trabajo.

Con este método se obtiene un valor medio de la potencia reactiva a compensar, y por lo tanto es apropiado para aquellas instalaciones que tienen un consumo aproximadamente constante.

9. EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS SOBRE LOS CONDENSADORES

Debido al gran desarrollo y uso de la Electrónica de Potencia en las instalaciones eléctricas, se han incrementado en los últimos años los niveles de distorsión armónica.

Este problema es causado esencialmente por:

- Variadores de frecuencia y arrancadores de estado sólido.
- Rectificadores y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Hornos de arco, balastos de lámparas de descarga y fluorescentes.

La variación en función del tiempo de la corriente y tensión, en las instalaciones distorsionadas, se aparta bastante de una sinusoidal pura. Aparecen además de la frecuencia fundamental ($f_0=50\text{Hz}$), componentes armónicas de orden 3, 5, 7, 11, etc ($f=h.f_0$).

La corriente y tensión eficaz (RMS) en una instalación que contiene armónicos se obtiene como:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}$$

Siendo I_h el valor eficaz de la corriente del armónico de orden h .

$$U_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2}$$

Siendo U_h el valor eficaz de la tensión del armónico de orden h .

La presencia de tales armónicos, causan una serie de efectos perjudiciales en la instalación. En este curso simplemente se analizará en forma simplificada los efectos más importantes sobre los condensadores.

Los condensadores son especialmente sensibles al contenido de armónicos, presentándose fundamentalmente dos problemas:

- La impedancia de un condensador decrece con la frecuencia:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f \cdot C}$$

presentando por lo tanto un camino de baja impedancia para las corrientes armónicas. Estas corrientes elevadas producen calentamiento, con degradación del dieléctrico, pudiendo llegar a su perforación.

- La batería de condensadores, con la inductancia de la red de distribución y la del transformador, forman un circuito oscilante. Dicho circuito tiene una impedancia que varía con la frecuencia, amplificando los armónicos en la red. Si

las cargas no lineales generan una corriente armónica con una frecuencia igual o próxima a la frecuencia de resonancia de dicho circuito oscilante, se producirá el fenómeno de resonancia; que hace que la impedancia de dicho circuito paralelo sea muy elevada y por lo tanto también la tensión para ese armónico. Esto produce una sobretensión y también una sobrecorriente que puede provocar la perforación del dieléctrico del Condensador.

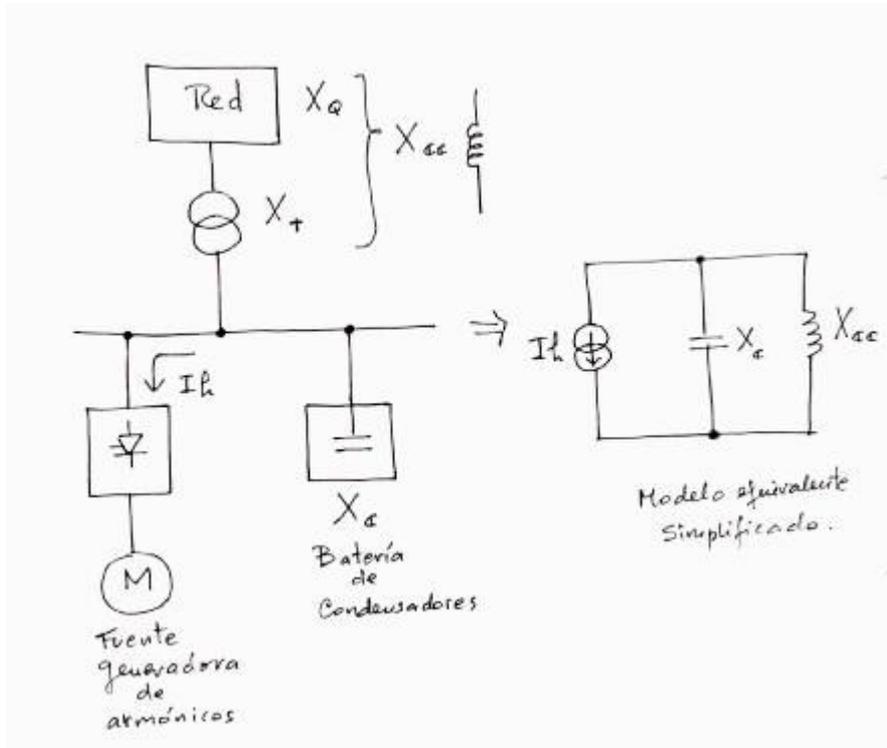


Figura 14: Resonancia en la instalación, circuito equivalente.

Siendo:

$$X_C(h) = \frac{1}{j(\omega \cdot h \cdot C)} = \frac{1}{h} jX_C$$

$$X_{CC}(h) = j(\omega \cdot h \cdot L_{CC}) = h \cdot jX_{CC}$$

Por lo tanto el orden de la frecuencia de resonancia de dicho circuito corresponde a:

$$h = \sqrt{\frac{X_C}{X_{CC}}}$$

Otra forma de escribir esta ecuación en función de la Potencia de Cortocircuito trifásica en el punto de conexión de la batería de condensadores (S_{CC}) y de la potencia trifásica de la batería (Q_C) es:

$$h = \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q_C}}$$

Siendo:

$$X_C = \frac{U_n^2}{Q_C}$$

$$X_{CC} = \frac{U_n^2}{S_{CC}}$$

10. CONSIDERACIONES PRÁCTICAS DE LA INSTALACIÓN DE CONDENSADORES

10.1. Baterías de condensadores de potencia

Los condensadores de potencia, se caracterizan por:

- U_n , tensión eficaz nominal (V)
- f_n , frecuencia nominal (Hz)
- Q_n , potencia reactiva entregada a tensión y frecuencia nominal (kVAr)
- $I_n = \frac{Q_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$, corriente nominal (A)

La potencia reactiva entregada por el condensador varía con la tensión y la frecuencia:

$$Q_{C_{triángulo}} = 3 \cdot U_n^2 \cdot w \cdot C$$

$$Q_{C_{estrella}} = U_n^2 \cdot w \cdot C$$

La norma que regula la fabricación de los condensadores de potencia de baja tensión es la IEC 60831 y establece, entre otros, los siguientes requerimientos:

- Capacidad de sobrecorriente permanente: 30% para los condensadores estándar.
- Capacidad de sobretensión permanente: 10% para los condensadores estándar.

- Resistencia de descarga: los condensadores almacenan cargas eléctricas que luego de su desconexión pueden resultar peligrosas para las personas durante su operación. Para reducir estas tensiones a valores seguros se emplean resistencias de descarga. La norma establece que la tensión en bornes de un condensador no debe exceder de 75 V transcurridos 3 minutos desde su desconexión.

Los condensadores en la actualidad, cumplen en su mayoría con las siguientes características:

- Son de construcción seca, por lo cual no tienen riesgo de incendio.
- Son del tipo autoregenerables, lo que implica que frente a pequeñas fallas internas de perforación del dieléctrico, este se regenera de forma de poder seguir en funcionamiento.
- Cuentan con resistencias de descarga.
- Protección interna con fusible interno de alta capacidad de ruptura contra cortocircuitos y sistema de sobrepresión que produce la desconexión en forma mecánica del elemento cuando aumenta la presión en el interior del elemento.

10.2. Dispositivos de maniobra (contactores)

La conexión de los condensadores de potencia produce elevadas corrientes de conexión transitorias.

En el caso de compensación individual, la corriente de cresta de conexión puede alcanzar valores de hasta 30 veces la corriente nominal del condensador. En bancos automáticos de varios pasos, la corriente de conexión proviene no sólo de la red, sino especialmente, de los condensadores que ya están conectados. En este caso los valores de la corriente de cresta pueden alcanzar fácilmente valores de hasta 180 a 200 veces la corriente nominal.

Estas elevadas corrientes pueden dañar tanto los contactos de los contactores como los condensadores y las oscilaciones de tensión asociadas, pueden provocar problemas en otros circuitos de la instalación.

Para evitar esto se deben utilizar contactores especiales para maniobra de condensadores; estos contactores son diseñados especialmente para reducir las corrientes de conexión transitorias. Los mismos cuentan con contactos auxiliares de precierre y resistencias de amortiguación. Estos contactos se cierran antes de los de potencia, y la corriente de cresta es fuertemente limitada por las resistencias. Luego se cierran los contactos principales, dejando de actuar las resistencias durante el funcionamiento normal.

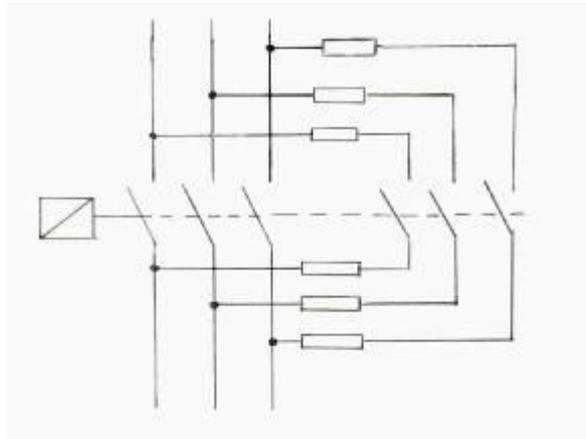


Figura 15: Contactor con resistencias de amortiguación.

10.3. Dispositivos de protección (Interruptores automáticos o fusibles)

10.3.1. Selección de interruptores automáticos de protección:

En caso de utilizar interruptores automáticos como elementos de protección, se debe elegir su corriente nominal igual a 1.43 o 1.36 veces la corriente nominal de la batería de condensadores, según la potencia de la misma:

- $Q_C \leq 100\text{kVAR}$: $I_{c\text{max}} = 1.3 \cdot 1.1 \cdot I_n = \mathbf{1.43 \cdot I_n}$
- $Q_C > 100\text{kVAR}$: $I_{c\text{max}} = 1.3 \cdot 1.05 \cdot I_n = \mathbf{1.36 \cdot I_n}$

Este factor surge de considerar la sobrecarga del 30% en corriente establecida por la norma IEC 60831 y tolerancias en la capacidad de 10% y 5% respectivamente.

El RBT de UTE indica una calibración de 150% de la corriente nominal de la batería.

10.3.2. Selección de fusibles de protección

En caso de utilizar fusibles como elementos de protección, los mismos deben ser de alta capacidad de ruptura ACR tipo gG y deben ser de corriente nominal 1.6 a 2 veces la corriente nominal de la batería de condensadores.

$$I_{n_{FUSIBLE}} = 1,6 \cdot I_{n_{BATERIA}}$$

10.4. Conductores de conexión

Los conductores de conexión de los condensadores, deben dimensionarse teniendo en cuenta que la corriente de la batería puede estar incrementada hasta en un 30% por la presencia de armónicos.

A continuación se adjunta una tabla con las secciones de los conductores de conexión, y los calibres de los fusibles para 230V y 400V, para distintas potencias de baterías de condensadores:

Potencia Q_{li} (kvar)	$U_{\text{li}} = 230 \text{ V}$			$U_{\text{li}} = 400 \text{ V}$		
	I_{li} (A)	Fusible (A)	$\text{mm}^2 \text{ Cu}^1$	I_{li} (A)	Fusible (A)	$\text{mm}^2 \text{ Cu}^1$
2	5,0	10	1,5	2,9	10	1,5
2,5	6,3	16	1,5	3,6	10	1,5
3	7,5	16	1,5	4,3	10	1,5
4	10,0	20	2,5	5,8	10	1,5
5	12,6	25	2,5	7,2	16	2,5
7,5	18,8	35	4	10,8	20	2,5
10	25,1	50	6	14,4	25	4
12,5	31,4	63	10	18,0	35	6
15	37,7	63	10	21,7	50	6
20	50,2	100	16	28,9	50	10
25	62,8	125	25	36,1	63	10
30	75,3	125	50	43,3	80	16
35	87,9	160	50	50,5	100	16
37,5	94,1	160	50	54,1	100	25
40	100,4	160	70	57,7	100	25
50	125,5	200	95	72,2	125	35
60	150,6	250	120	86,6	160	50
75	188,3	300	150	108,3	160	70
80	200,8	315	185	115,5	200	70
90	225,9	400	185	129,9	250	95
100	251,0	400	240	144,3	250	95
125	313,8	500	2x120	180,4	315	150
150	376,5	630	2x150	216,5	400	185
180	451,8	2x400	2x185	259,8	400	240
200	502,0	2x500	3x120	288,7	500	2x95
240	602,5	3x300	3x185	346,4	630	2x150
250	627,6	3x400	3x185	360,8	630	2x150

Secciones de cable establecidas a partir de la norma HD 384-5-523 (UNE 20460), para cable multiconductor (tripolar) de PVC, instalado al aire y para una temperatura ambiente de 40 °C.

Figura 16: Selección de conductores de conexión a condensadores.