

Corrección del Factor de Potencia

Condensadores

La implantación de condensadores sobre una red eléctrica constituye lo que llamamos el «modo de compensación». Su implantación viene determinada por:

- el objetivo propuesto (supresión de gravámenes o penalizaciones, descarga de cables y transformadores, etc. o estabilización del nivel de tensión),
- el modo de distribución de la energía eléctrica,
- el régimen de carga,
- la influencia con aplicación de condensadores sobre las características de la red,
- el coste de la instalación.

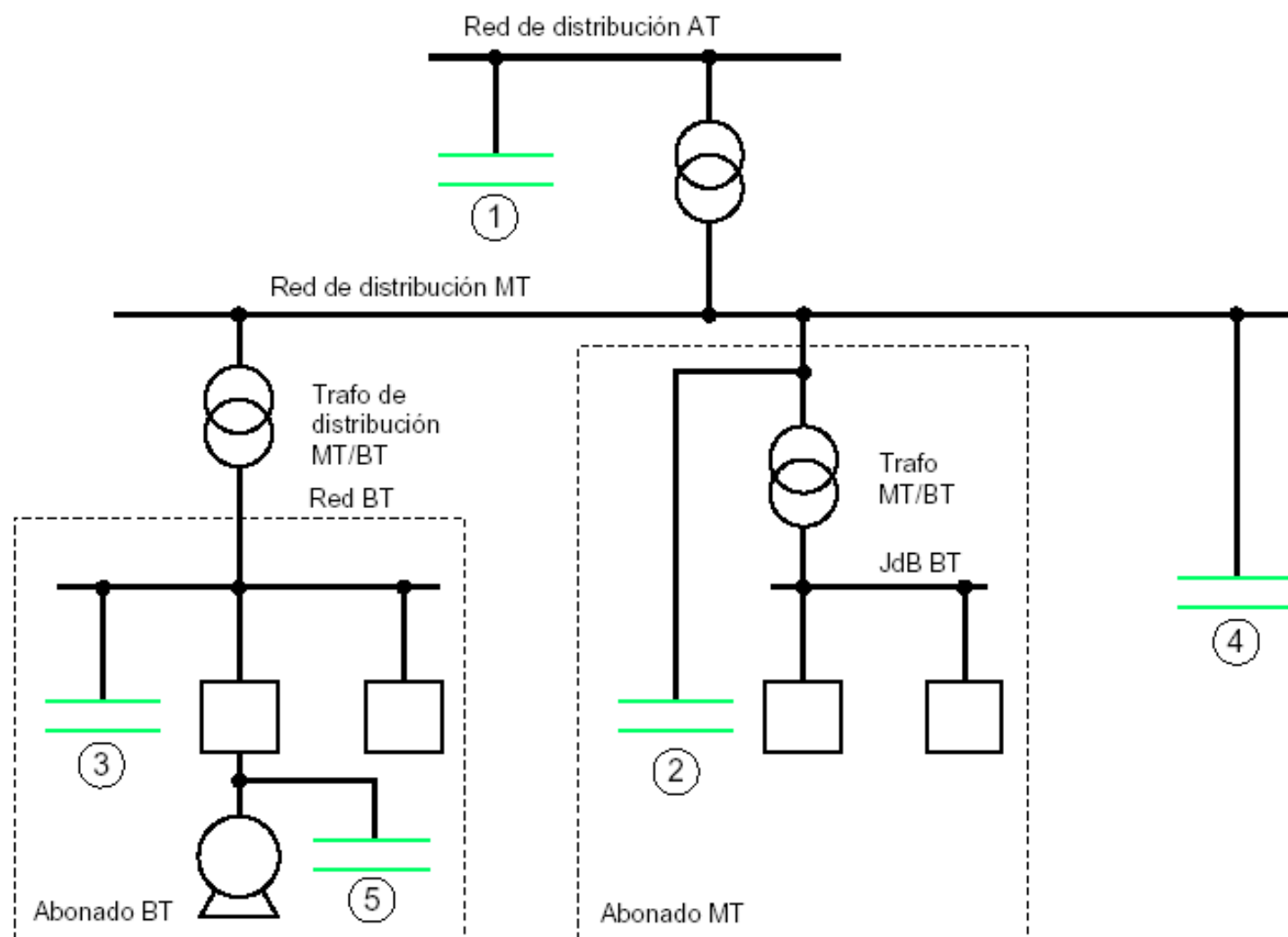
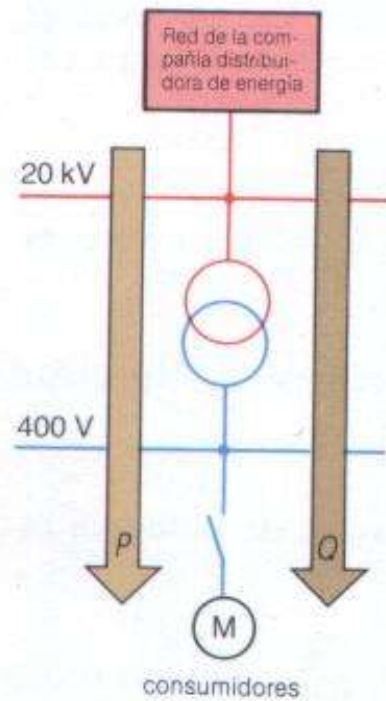
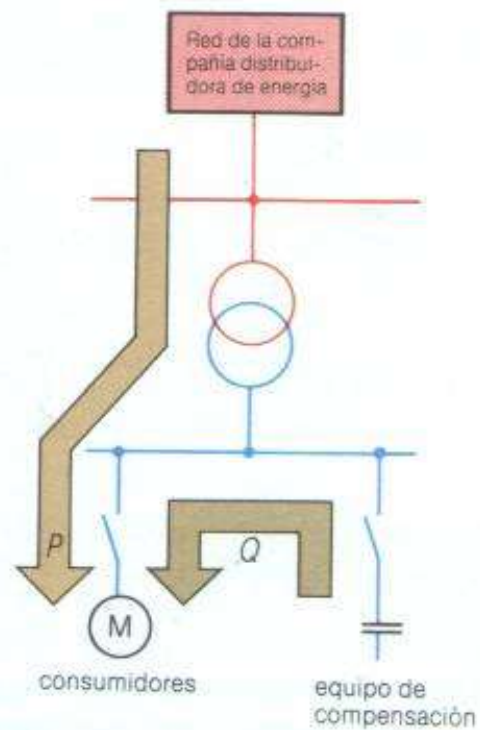


Fig. 1: La implantación de compensadores de energía reactiva.



a) red no compensada



b) red compensada

P potencia activa
 Q potencia reactiva

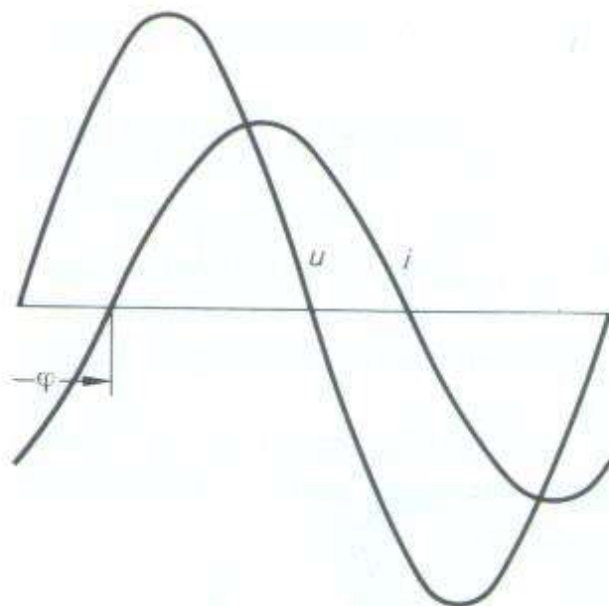
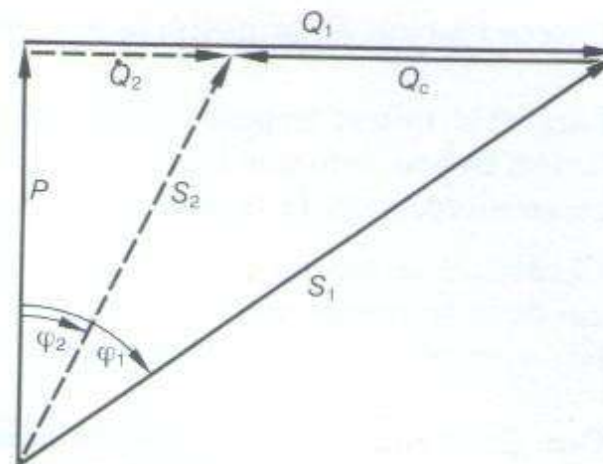


Figura 7.2/1
Desfase entre intensidad y tensión en
un medio de servicio óhmico
inductivo



$$Q = P \cdot \tan \varphi$$

$$S = P \cdot \frac{1}{\cos \varphi}$$

P	potencia activa
Q	potencia reactiva
S	potencia aparente
φ	ángulo de fase

Figura 7.2/2
Diagrama de potencias para una
instalación no compensada (índice 1)
y una instalación compensada
(índice 2)

Tabla 7.2/1

Tabla para determinar la potencia del condensador para modificar el factor de potencia

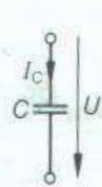
$\cos \varphi_1 \backslash \cos \varphi_2$		Factor de potencia deseado									
		1,00	0,98	0,96	0,94	0,92	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Factor de potencia dado	0,40	2,29	2,09	2,00	1,93	1,86	1,81	1,67	1,54	1,41	1,27
	0,45	1,99	1,79	1,70	1,63	1,56	1,51	1,37	1,24	1,11	0,97
	0,50	1,73	1,53	1,44	1,37	1,30	1,25	1,11	0,98	0,85	0,71
	0,55	1,52	1,32	1,23	1,16	1,09	1,04	0,90	0,77	0,64	0,50
	0,60	1,33	1,13	1,04	0,97	0,90	0,85	0,71	0,58	0,45	0,31
	0,65	1,17	0,97	0,88	0,81	0,74	0,69	0,55	0,42	0,29	0,15
	0,70	1,02	0,82	0,73	0,66	0,59	0,54	0,40	0,27	0,14	—
	0,75	0,88	0,68	0,59	0,52	0,45	0,40	0,26	0,13	—	—
	0,80	0,75	0,55	0,46	0,39	0,32	0,27	0,13	—	—	—
	0,85	0,62	0,42	0,33	0,26	0,19	0,14	—	—	—	—
	0,90	0,48	0,28	0,19	0,12	0,05	—	—	—	—	—
		$(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2)$									

Condensadores monofásicos

Condensadores de potencia

Los condensadores se fabrican para conexión monofásica o trifásica.

Para los condensadores monofásicos rigen las siguientes relaciones:



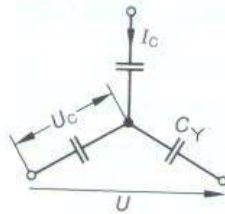
$$Q_c = U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot 10^{-3}$$

$$I_c = \frac{Q_c}{U}$$

$$X_c = \frac{U \cdot 10^3}{I_c}$$

Los condensadores trifásicos se conectan en estrella o triángulo.

Para la conexión en estrella rige lo siguiente:



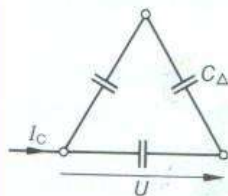
$$Q_c = U^2 \cdot \omega \cdot C_Y \cdot 10^{-3}$$

$$I_c = \frac{Q_c}{U \cdot \sqrt{3}}$$

$$X_c = \frac{U \cdot 10^3}{I_c \cdot \sqrt{3}}$$

$$Q_c = 3 \left(\frac{U}{\sqrt{3}} \right)^2 \omega C_Y$$

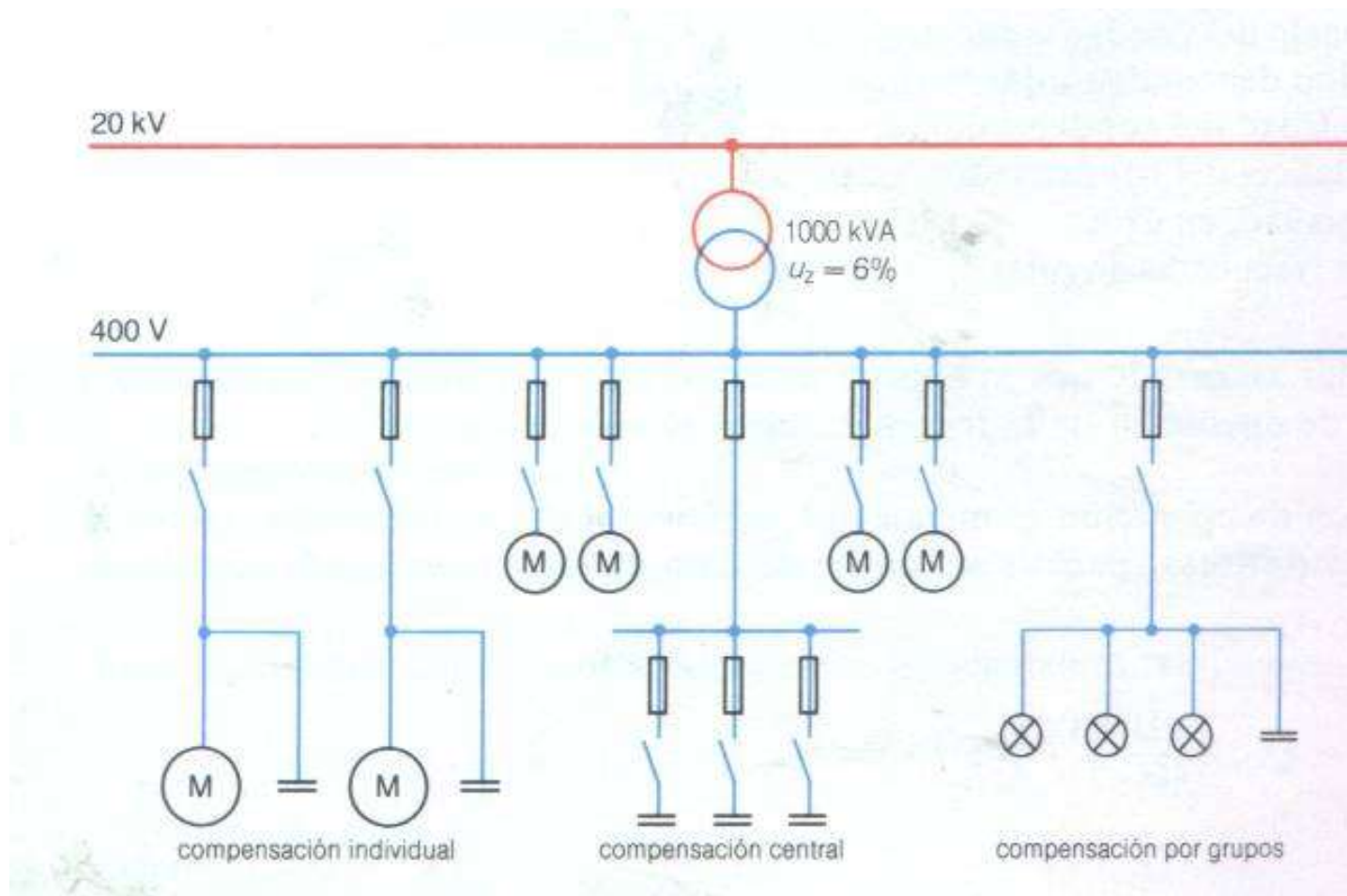
Para la conexión en triángulo rige lo siguiente:



$$Q_c = 3 \cdot U^2 \cdot \omega \cdot C_{\Delta} \cdot 10^{-3}$$

$$I_c = \frac{Q_c}{U \cdot \sqrt{3}}$$

$$X_c = \frac{U \cdot \sqrt{3} \cdot 10^3}{I_c}$$



Compensación central

Para la compensación central se utilizan preponderantemente unidades de control de potencia reactiva, asignadas directamente a una distribución principal o a una subdistribución.

Esto es sobre todo ventajoso, si en la red se han instalado

- ▷ numerosos receptores de pequeño tamaño
- ▷ con diferentes consumos de potencia
- ▷ conectados durante diferentes períodos de tiempo.

La compensación central tiene, además, las siguientes ventajas:

- ▷ Los equipos de compensación pueden controlarse fácilmente por su disposición centralizada,
- ▷ es relativamente sencilla una instalación o ampliación posterior,
- ▷ la potencia del condensador se va adaptando continuamente al consumo de potencia reactiva de los consumidores,
- ▷ bajo la consideración del factor de simultaneidad, con frecuencia basta con instalar condensadores de menor potencia que en el caso de la compensación individual.

Compensación individual

Se recomienda la compensación individual cuando se trate de

- ▷ grandes consumidores con
- ▷ un factor de potencia constante y
- ▷ largos períodos de conexión.

**Criterios de
decisión**

Tiene la ventaja de que se reducen también las cargas en las líneas de acometida a los consumidores.

Ventajas

Los condensadores pueden estar conectados directamente a los bornes de los distintos consumidores y conectarse y desconectarse con un aparato de manobra común.

Transformadores

Los transformadores, cuando se someten a la carga de una potencia aparente S , presentan una potencia reactiva Q_{Tr} , que se compone de la potencia reactiva en vacío Q_0 y de la potencia reactiva de dispersión de campo en la reactancia de cortocircuito.

**Consumo de
potencia reactiva**

$$Q_{Tr} = Q_0 + \frac{u_z}{100\%} \cdot \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \cdot S.$$

Tabla 7.2/2 Consumo de potencia reactiva de transformadores

Potencia nominal del transformador S_N kVA	u_z %	Potencia reactiva del transformador Q_{Tr} en vacío (Q_0) kvar ¹⁾	a plena carga (Q_{TrN}) kvar	Potencia del condensador Q_c kvar
100	4	3,5	7,5	7,5
160	4	5,0	11,4	12,5
250	4	7,0	17,0	15,0
400	4	10,0	26,0	25,0
500	4	12,0	32,0	30,0
630	4	14,5	40,0	40,0
800	6 4	17,0	49,0	50,0
1000	6	20,0	80,0	75,0
1250	6	24,0	99,0	100,0
1600	6	28,0	124,0	125,0
2000	6	33,0	153,0	150,0

¹⁾ valores medios

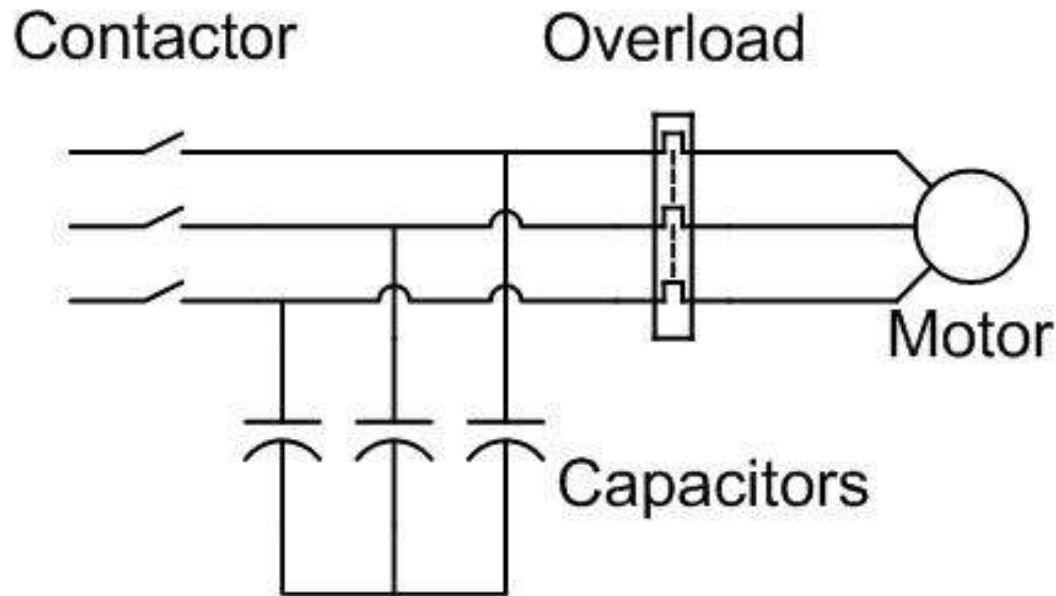
S_N Potencia nominal del transformador, en kVA

u_z Tensión de cortocircuito del transformador, en %

Q_0 Potencia reactiva del transformador en vacío, en kvar

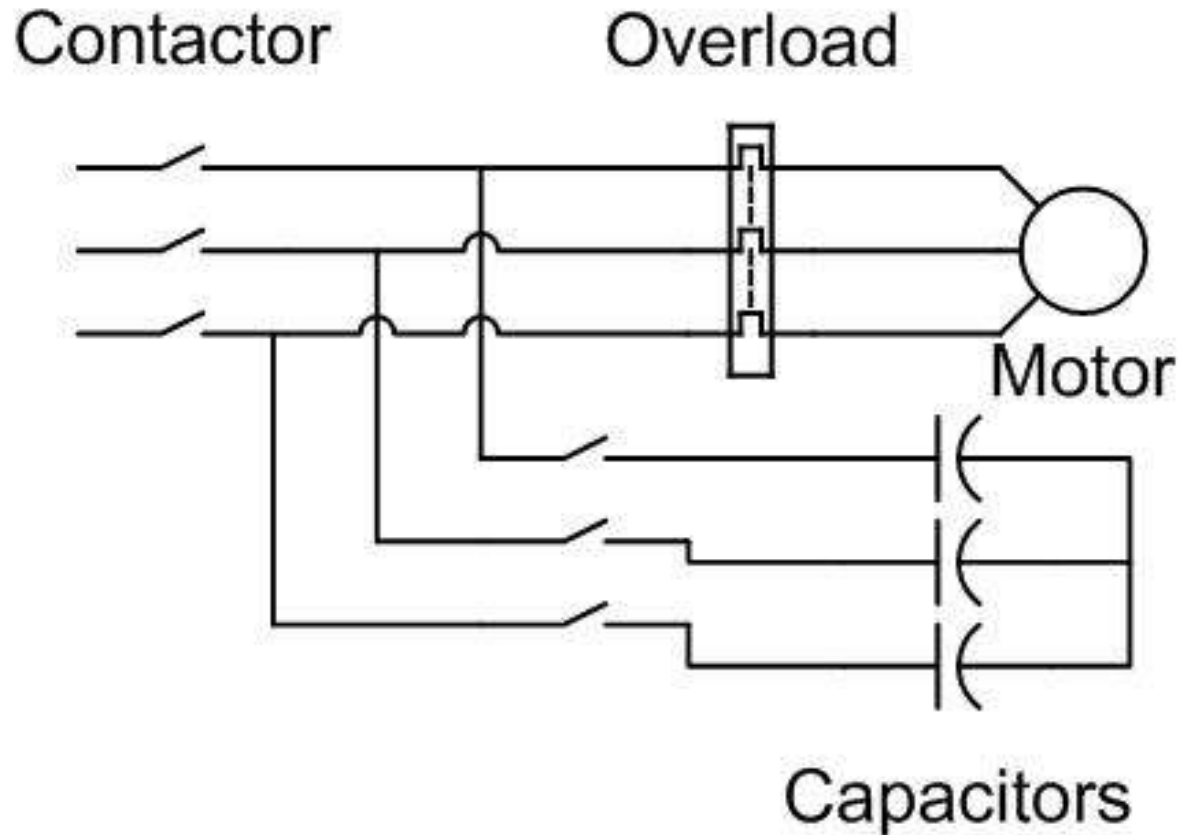
Q_{Tr} Potencia reactiva del transformador, en kvar

Q_{TrN} Potencia reactiva del transformador a plena carga, en kvar

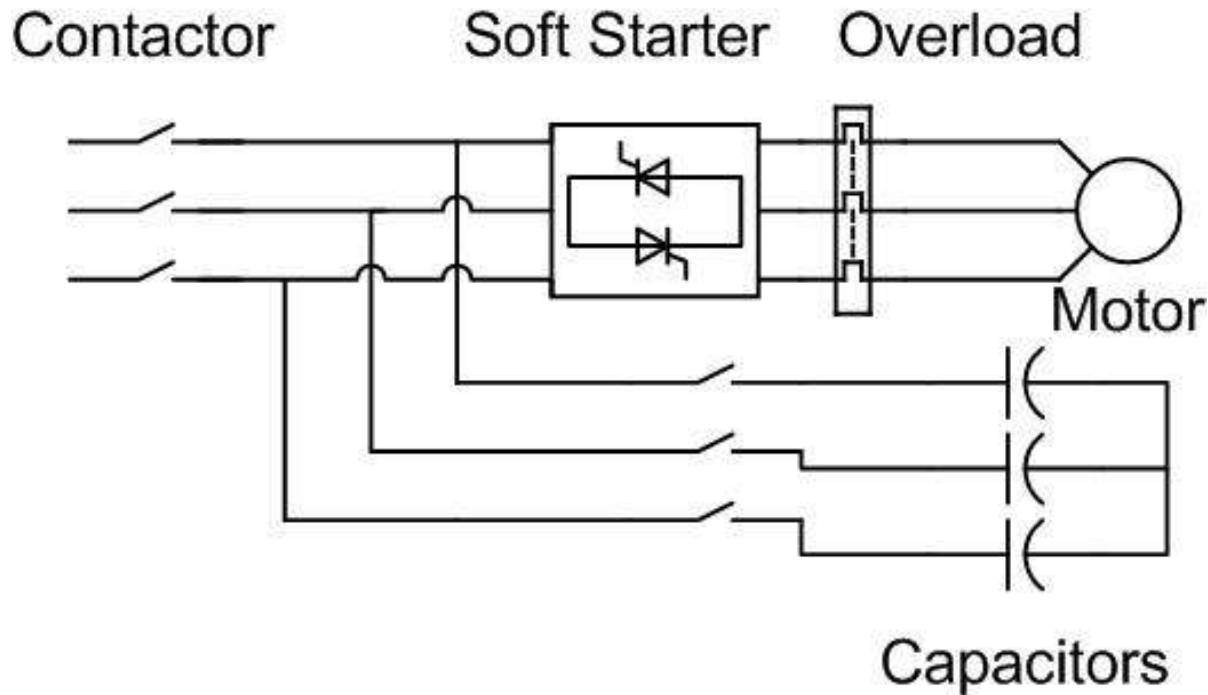


It is dangerous to base correction on the full load characteristics of the motor as in some cases, motors can exhibit a high leakage reactance and correction to 0.95 at full load will result in over correction under no load, or disconnected conditions.

Static power factor correction should provide capacitive current equal to 80% of the **magnetizing current**, which is essentially the open shaft current of the motor.



It is better practice to use two contactors, one for the motor and one for the capacitors. Where one contactor is employed, it should be up sized for the capacitive load.



Solid State Soft Starter.

Static Power Factor correction capacitors **must not** be connected to the output of a solid state soft starter. When a solid state soft starter is used, the capacitors must be controlled by a separate contactor, and switched in when the soft starter output voltage has reached line voltage. Many soft starters provide a *"top of ramp"* or *"bypass contactor control"* which can be used to control the power factor correction capacitors.

It is recommended that capacitors should be at least 50 Meters away from Soft starters to elevate the impedance between the inverter and capacitors and reduce the potential damage caused. Switching capacitors, Automatic bank correction etc, will cause voltage transients and these transients can damage the SCRs of Soft Starters if they are in the Off state without an input contactor. The energy is proportional to the amount of capacitance being switched. It is better to switch lots of small amounts of capacitance than few large amounts.

Determinación de la potencia del Condensador

- Cálculo aproximado:

$$Q_C = 0.3 * a * S$$

a = factor de simultaneidad

S = potencia aparente instalada de los receptores

Se supone una compensacion a 0.9 de 0.75

- Compensación posterior.- en instalaciones que se encuentren ya en servicio: medición y planillas eléctricas.
- Medición con contadores:

$$Q_C = \frac{W_b - W_w * \tan \varphi_2}{t}$$

W_b energía reactiva (kvarh)

W_w energía activa (KWh)

t tiempo de operacion

El Factor de Potencia y los Armónicos

$$\text{f.d.p.}_v = \frac{P_{med}}{S}$$

Cuando existen ondas armónicas, las tensiones y corrientes pueden representarse mediante series de Fourier:

$$v(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \text{sen}(n\omega_0 t + \varphi_n) \ ;$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \text{sen}(n\omega_0 t + \theta_n) \ ;$$

n = orden de armónico

Los valores eficaces verdaderos de tensión y corriente (V_{ev} e I_{ev}) y la potencia aparente se calculan de la siguiente forma:

$$V_{ev} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{V_n^2}{2}} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_{nev}^2} \quad ;$$

$$I_{ev} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_n^2}{2}} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_{nev}^2} \quad ;$$

$$S = \frac{P_{med}}{V_{ev} \cdot I_{ev}}$$

La potencia media se calcula como la suma de la potencia de cada frecuencia:

$$P_{med} = \sum_{n=1}^{\infty} V_{nev} \cdot I_{nev} \cdot \cos(\varphi_n - \theta_n) =$$
$$= P_{1med} + P_{2med} + \dots$$

Una forma usual de medir el nivel de armónicos es la distorsión armónica, que es la relación del valor eficaz de los armónicos respecto de la fundamental, en porcentaje para tensión y corriente es el THD (*Total Harmonic Distorsion*):

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_{nev}^2}}{V_{1ev}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \cdot 100\%;$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_{nev}^2}}{I_{1ev}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \cdot 100\%$$

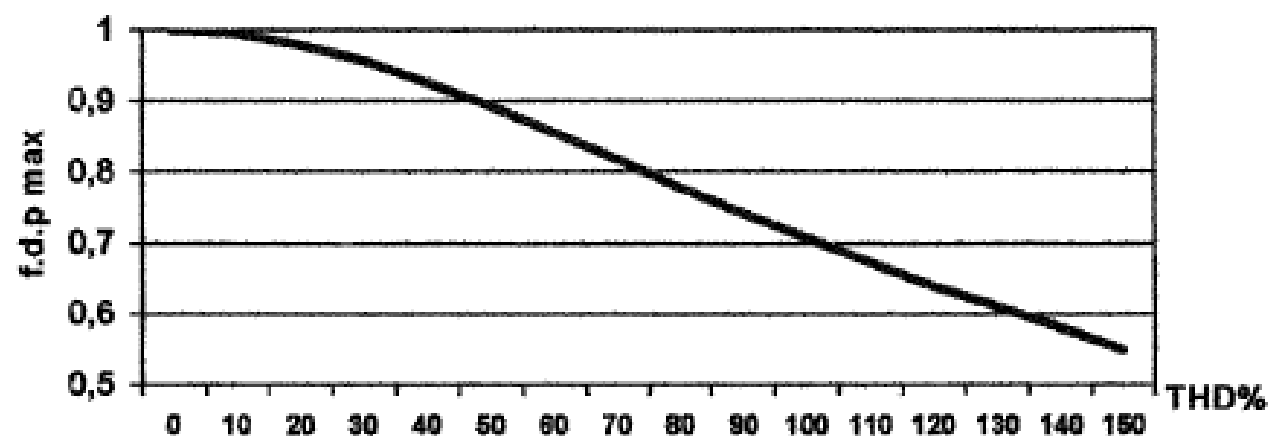
$$V_{ev} = V_{1ev} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100}\right)^2} \quad ;$$

$$I_{ev} = I_{1ev} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100}\right)^2}$$

Y sustituyendo en las fórmulas del factor de potencia:

$$\begin{aligned} f.d.p_v &= \frac{P_{med}}{V_{lav} \cdot I_{lav}} = \\ &= \frac{P_{med}}{V_{1ev} \cdot I_{1ev} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100}\right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100}\right)^2}} = \\ &= \frac{P_{med}}{V_{1ev} \cdot I_{1ev}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100}\right)^2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100}\right)^2}} \end{aligned}$$

Fig. 1. Valor máximo del f.d.p. en función de la distorsión armónica



Las pérdidas debidas a los armónicos hacen que el factor de potencia total sea menor que el $f.d.p_{\text{desp}}$. Así, por ejemplo, se puede tener un factor de potencia total de 0,6 ó 0,7 mientras que las cargas tienen un factor de potencia de 0,9 ó 0,95 al presentarse un THD del 120%. Se debe, por tanto, considerar el factor de potencia de manera distinta a la de $\cos\phi$ en el caso de existir corrientes armónicas.

Triângulo de potencia

$$P \approx P_1 = V_1 I_1 \cos \varphi_1$$

$$Q_1 = V_1 I_1 \sin \varphi_1$$

$$S = V_{rms} I_{rms} \approx V_1 \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}$$

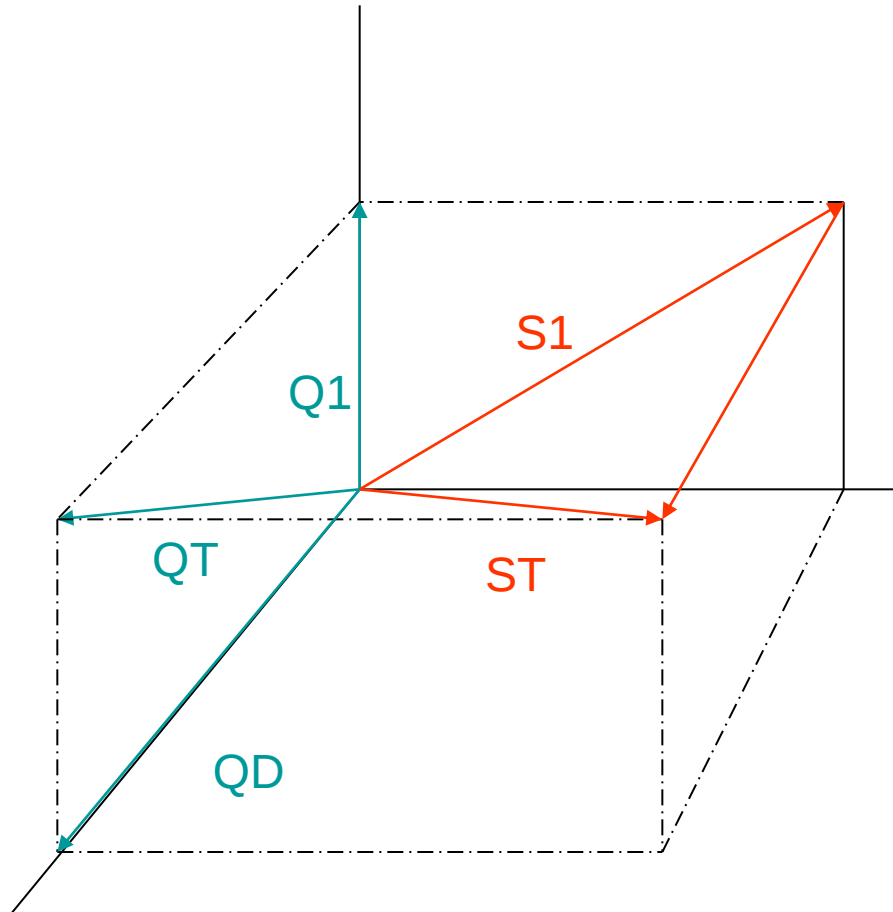
$$Q^2 = S^2 - P^2$$

$$Q^2 = V_1^2 I_1^2 - V_1^2 I_1^2 \cos^2 \varphi_1 + V_1^2 \sum_{i=2}^{i=n} I_i^2$$

$$Q^2 = V_1^2 I_1^2 \sin^2 \varphi_1 + V_1^2 \sum_{i=2}^{i=n} I_i^2$$

$$Q^2 = Q_1^2 + Q_D^2$$

$$S^2 = P^2 + Q_1^2 + Q_D^2$$



Definitions and Terms

THD. Total Harmonic Distortion (or Distortion Factor) of voltage or current is the ratio of the rms value of harmonics above fundamental, divided by the rms value of the fundamental.

PCC. Point of Common Coupling is a point of metering, or any point as long as both the utility and the customer can either access the point for direct measurements of the harmonic indices meaningful to both, or estimate the harmonic indices at the point of interference through mutually agreeable methods. Within an industrial load, the point of common coupling is the point between the nonlinear load and other loads.

There is some flexibility in determining the PCC, but in most instances, it is at the meter. An electric utility might also interpret the PCC to be on the high-voltage side of the service transformer, which would have the effect of allowing a customer to inject higher harmonic currents.

ISC. Maximum short circuit current at the PCC.

IL. Maximum demand load current (fundamental frequency component) at the PCC, calculated as the average current of the maximum demands for each of the preceeding twelve months. For new customers, this value must be estimated.

TDD. Total demand distortion, which is the THD of current (using a 15 or 30 minute averaging measurement period) normalized to the maximum demand load current IL.

Utility Limits

Electric utilities are responsible for maintaining voltage harmonics and THD_v . The limits are divided into two categories: voltages 69kV and below, and voltages above 69kV. For electric utility distribution systems (i.e., corresponding to 69kV and below), the limits are

For Voltages 69kV and Below	
Individual Voltage Harmonic %	Total Harmonic Distortion THD_v %
3.0	5.0

Customer Limits

Customers are responsible for maintaining current harmonics and THD_I . Again, the limits are divided into two categories: voltages 69kV and below, and voltages above 69kV. For 69kV and below, the limits are

For PCC Voltages 69kV and Below
Maximum THD_I in % of IL for Odd Harmonics k

ISC/IL	$k < 11$	$11 \leq k < 17$	$17 \leq k < 23$	$23 \leq k < 35$	$35 \leq k$	TDD
< 20 *	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 - < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 - < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 - < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

* All power generation equipment is limited to these values of THD_I , regardless of the actual ISC/IL.

Even-ordered harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits given in the tables. Loads that produce direct current offset, e.g. half-wave converters, are not allowed.

Voltage Distortion Limits

The utility is responsible for maintaining the quality of voltage on the overall system. Table 3.3.1 summarizes the voltage distortion guidelines for different system voltage levels.

*Table 3.3.1
Harmonic voltage distortion limits
in % of nominal fundamental frequency voltage.*

Bus Voltage at PCC (V_n)	Individual Harmonic Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion - THD_{V_n} (%)
$V_n \leq 69kV$	3.0	5.0
$69kV < V_n \leq 161kV$	1.5	2.5
$V_n > 161kV$	1.0	1.5

$$THD_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\%$$

where:

V_h = magnitude of individual harmonic components (rms volts)

h = harmonic order

V_n = nominal system rms voltage (rms volts)

Note that this definition is slightly different than the conventional definition for total harmonic distortion, which expresses the distortion as a function of the fundamental frequency voltage magnitude at the time of the measurement. The definition used here allows the evaluation of the voltage distortion with respect to fixed limits rather than limits that fluctuate with the system voltage

Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 69,000 - 161,000 volts.

Maxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental

ISC/I L	<11	11≤h <17	17≤h <23	23≤h <35	35≤h	TD D
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<5 0	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<1 00	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100< 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>100 0	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

**Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal
en el Punto Común de acoplamiento con Otras
Cargas, para voltajes > 161,000 volts.**

Maxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en
% del Armónico fundamental

ISC/I L	<11	11≤h< 17	17≤h< 23	23≤h< 35	35≤h	TD D
<50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.5
50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Los armónicos pares se limitan al 25% de los límites de
los armónicos impares mostrados anteriormente

* Todo equipo de generación se limita a estos valores
independientemente del valor de Isc/I_L que presente