



Secretaría de Energía de Santa Fe
Módulo D
**Sistemas
Eléctricos**

Subsecretaría de Energías Renovables y
Eficiencia Energética

Dirección Provincial de Eficiencia Energética

Formación y Actualización de «Gestores
Energéticos para la Industria», edición 2024



CONTENIDO

D.1. INTRODUCCIÓN

Sistemas eléctricos industriales. Componentes de un SEI.

D.2. TRANSFORMADORES

Introducción. Componentes. Esquema básico y funcionamiento. Relación de transformación. Tipos. Transformadores trifásicos. Transformador ideal y real. Pérdidas. Rendimiento. Gastos anuales por pérdidas. Transformadores de núcleo amorfó. Selección.

D.3. TABLEROS

Clasificación. Forma constructiva. Gabinetes. Componentes. Puesta a tierra. Montaje. Identificación. Grados de protección mecánica. Ubicación de los tableros. Mejoras de eficiencia.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

Introducción. Eficiencia de un sistema. Principios operativos. Tipos. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla. Pérdidas en el motor. Características de motores eficientes. Clases de eficiencia. Recomendaciones de Operación y Mantenimiento. Cálculo de ahorro por recambio. Ejercicios.

CONTENIDO

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

Razones para el uso. Diferencias entre cargas de para constante y par variable. Velocidad base. Relación tensión/frecuencia. Estructura de VFF. Variadores tipo flujo vectorial. Tipos de cargas.

D.6 FILTRADO DE ARMÓNICOS

Origen y definición de armónicos. Espectro de frecuencias armónicas. Medición de armónicos. Influencia de los armónicos sobre parámetros medidos en la red. Efectos generales de los armónicos sobre las redes eléctricas y los equipos. Condición TN-C. Soluciones para controlar la contaminación por armónicos.

D.7 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

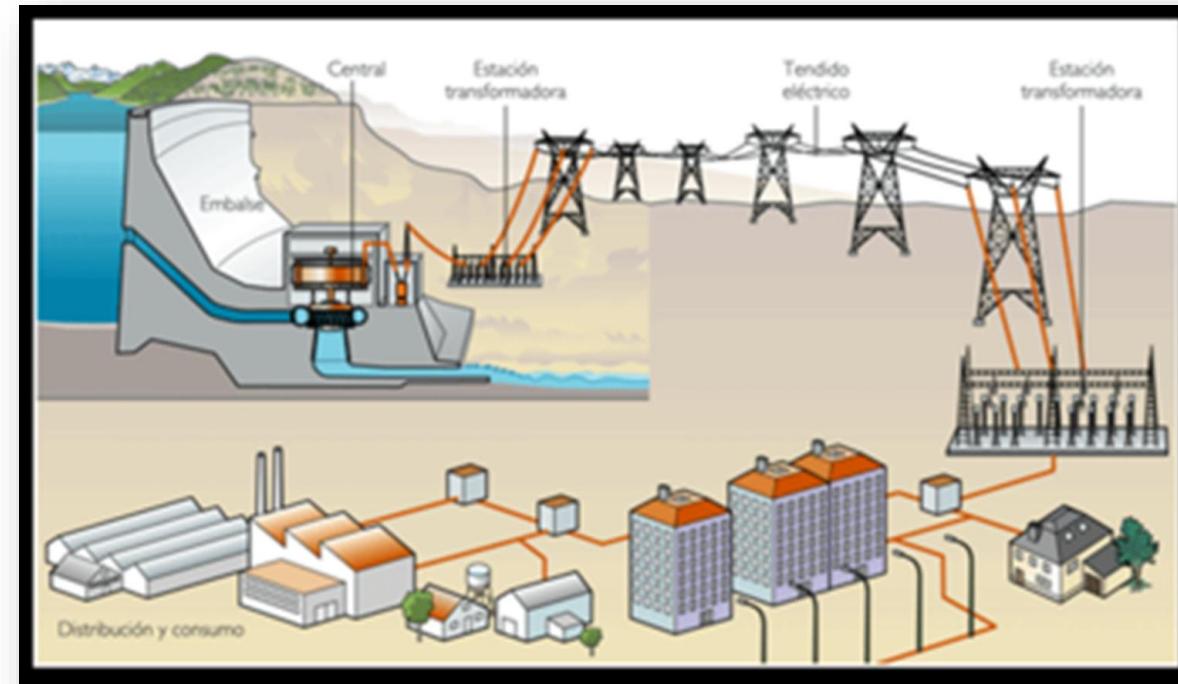
Generalidades. Ventajas. Ventajas económicas de reducir el FDP (EPE Santa Fe). Métodos de producción de la energía reactiva. Tipos de corrección. Determinación de FDP y de la potencia reactiva necesaria.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1. INTRODUCCIÓN

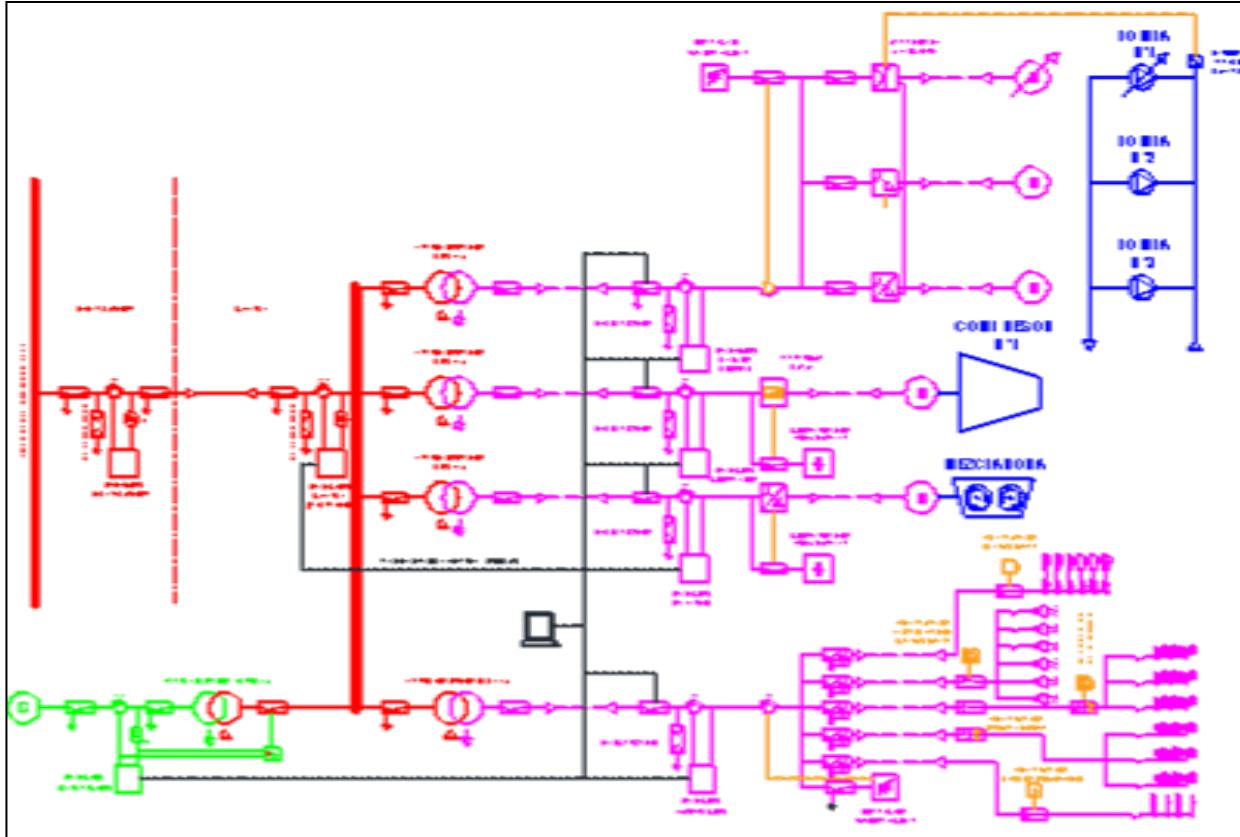
D.1.1. Sistemas eléctricos industriales

A modo de introducción y para conocer como el servicio eléctrico llega a las industrias se recorrerá brevemente el Sistema de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.



D.1. INTRODUCCIÓN

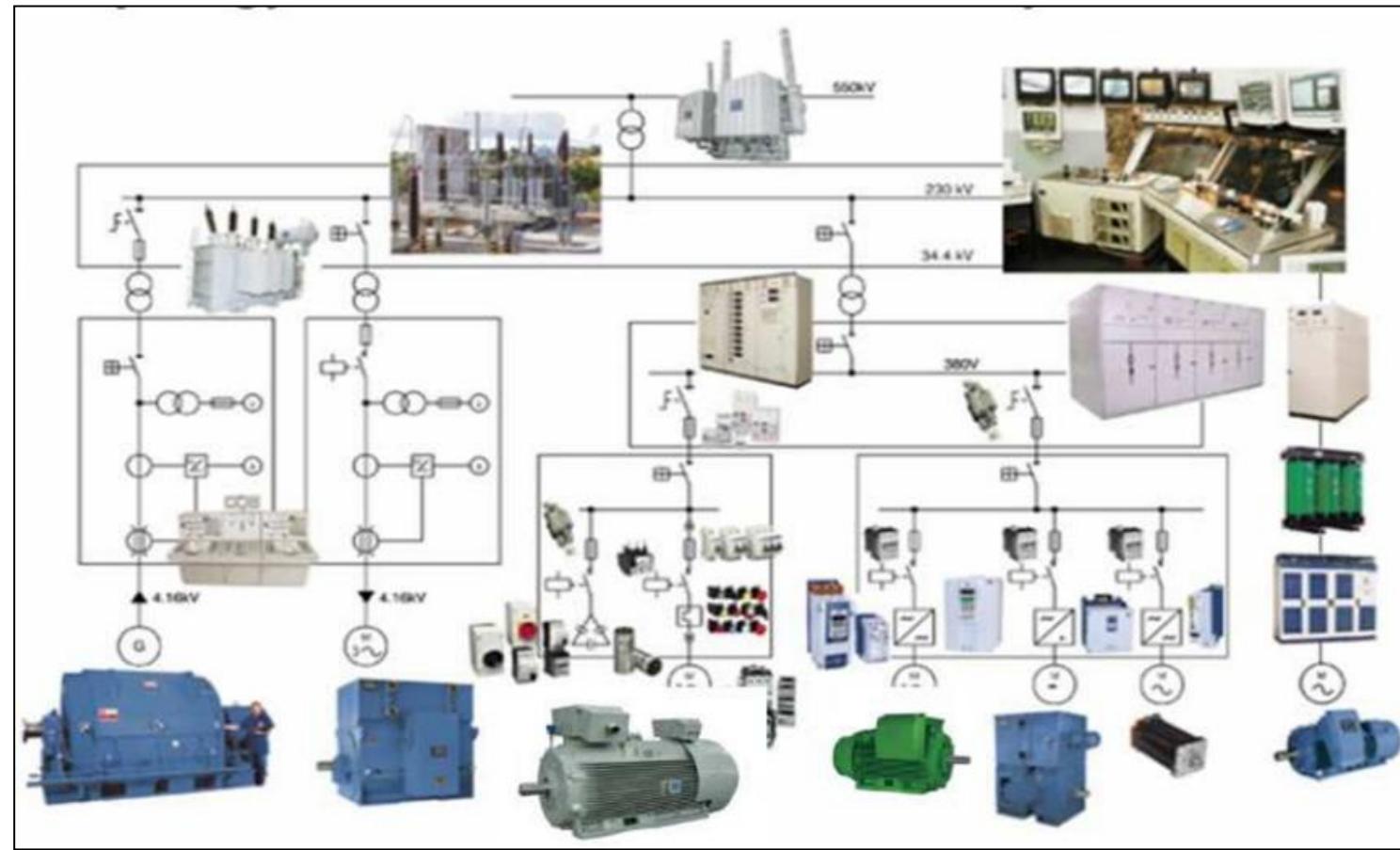
D.1.1. Sistemas eléctricos industriales



Un **sistema eléctrico industrial** es un conjunto de elementos, aparatos y equipos que se encargan de la recepción, conducción, transformación, control, medición, protección, distribución y utilización de la energía eléctrica en el sector industrial.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.1. Sistemas eléctricos industriales



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

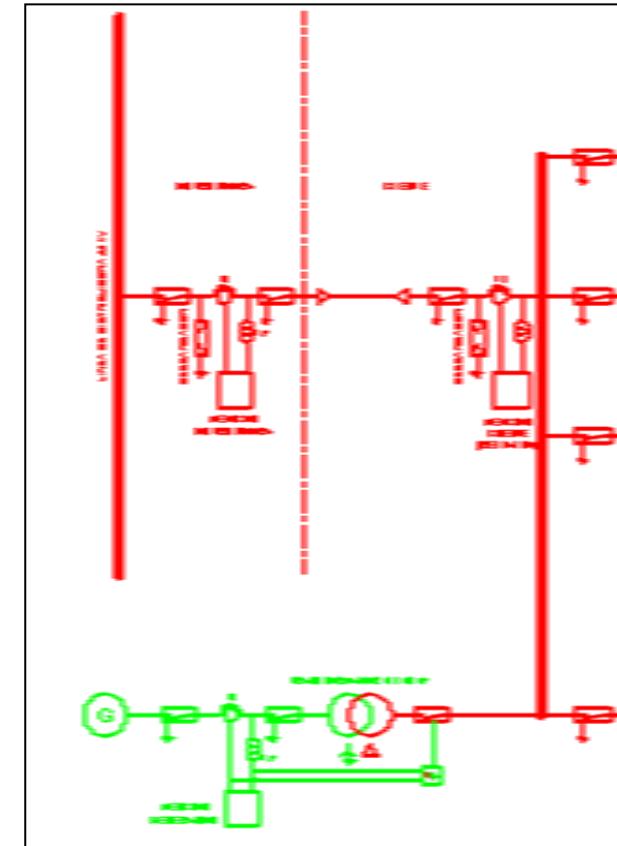
Analizando un SEI, podemos distinguir los siguientes componentes:

1. Acometida principal: Cabina de Medición y Maniobras
2. Líneas y Cables de Energía
3. Subestaciones de Distribución
4. Tablero General de Baja Tensión
5. Tableros Seccionales
6. Centros de Control de Motores Eléctricos
7. Bancos de Capacitores
8. Circuitos de Iluminación
9. Motores Eléctricos
10. Planta de Generadores
11. Sistemas y red de tierra.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

1. ACOMETIDA PRINCIPAL: CABINA DE MEDICIÓN Y MANIOBRA. Es el conjunto de equipos que permite la recepción de la Energía Eléctrica en el nivel de tensión suministrado por la distribuidora. Está formada por los seccionadores, interruptores, equipos de medición, barra de distribución en MT y salidas a distintas sub estaciones de distribución.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

1. ACOMETIDA PRINCIPAL: CABINA DE MEDICIÓN Y MANIOBRA.



Acometida en Baja Tensión – 380 V



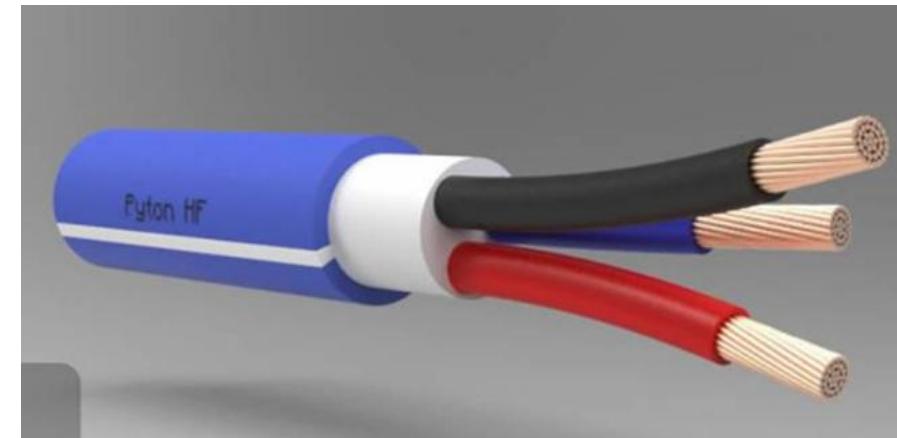
Tablero de Acometida y Maniobra en Media Tensión 33 kV

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

2. LÍNEAS Y CABLES DE ENERGÍA

Cable de Potencia: Dispositivo eléctrico utilizado para transmitir energía eléctrica de un lugar a otro con corriente y tensión determinadas, minimizando las pérdidas eléctricas que existirán a causa de la transferencia de energía.



Conductor de Baja Tensión (hasta 1.1 kV)

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

2. LÍNEAS Y CABLES DE ENERGÍA

Los cables de potencia se clasifican de varias formas, y en este caso es útil hacerlos según la tensión a la que operan.

- ✓ Para el caso de cables de baja tensión, se refiere a de tensiones < 1.1 kV.
- ✓ Para cables de media tensión, se está hablando de un rango entre 1.1 kV hasta 36 kV.



Conductor de Media Tensión (13.2 kV)

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

2. LÍNEAS Y CABLES DE ENERGÍA. En un cable de potencia, existen tres elementos principales:

❖ El conductor

- ✓ Cobre recocido, desnudo o recubierto de una capa metálica.
- ✓ Aluminio, o aleación de aluminio.

❖ El aislamiento

- ✓ Papel impregnado en aceite
- ✓ Policloruro de Vinilo (PVC)
- ✓ Polietileno Reticulado (XLPE)
- ✓ Etileno Propileno (EPR)

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

2. LÍNEAS Y CABLES DE ENERGÍA

❖ Las protecciones

✓ Contra daños de origen eléctrico

- Capa semiconductora
- Pantallas

✓ Contra daños de origen mecánico

- Cubierta (interior y exterior)
- Armadura

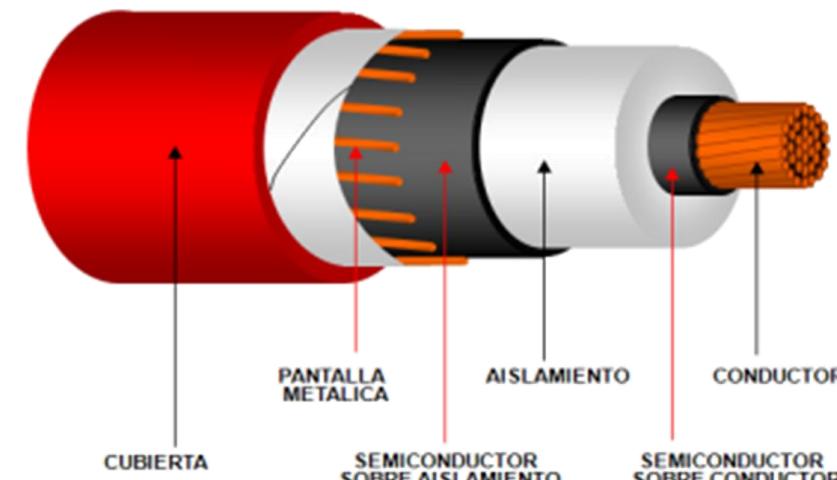


Figura 2. Elementos componentes de un cable de energía

Fuente: Condumex. Características de cables de energía de media y alta tensión.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

2. LÍNEAS Y CABLES DE ENERGÍA. Consideraciones a tener en cuenta en el dimensionado de Conductores Eléctricos:

1) Capacidad de Conducción de la corriente s/condiciones de trabajo.

Máxima temperatura de trabajo (70°C para PVC o 90°C para XLPE).

2) Capacidad de soportar cortocircuitos (en coordinación con sus protecciones).

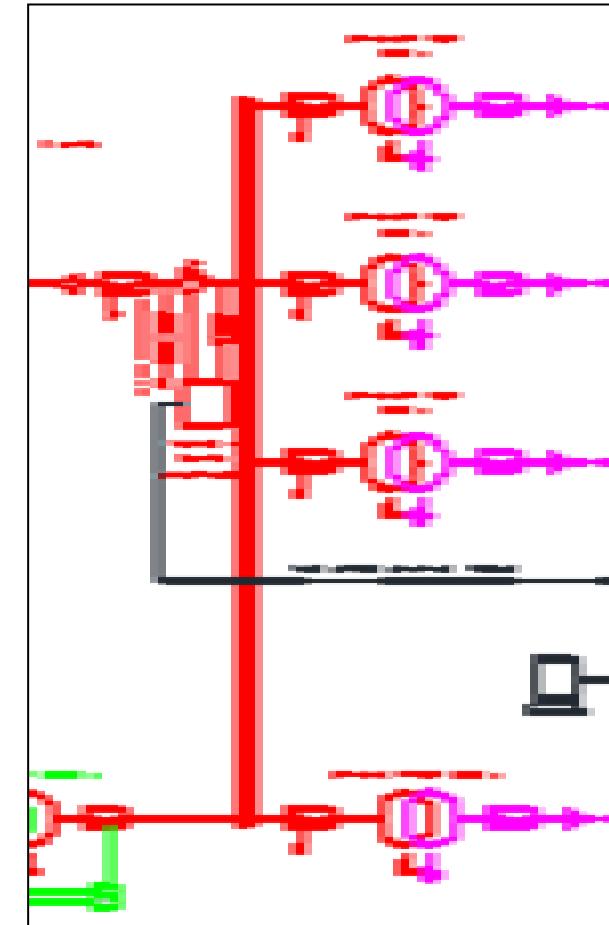
3) Caída de Tensión porcentual:

5 % para fuerza motriz y 3 % iluminación

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN. Las sub estaciones de distribución, son componentes de las SEI, destinados a transformar la tensión de distribución de red de Media Tensión (externa y/o interna) a niveles de Baja Tensión adecuados para el funcionamiento de los receptores (equipos). De este modo, la distribución de energía eléctrica a distintos sectores se realiza disminuyendo las pérdidas por efecto Joule, abaratando las secciones de los conductores.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN. El principal componente de las sub estaciones de distribución, es el transformador eléctrico. Equipo que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia prácticamente constante. De esta manera, para la misma potencia, del lado MT, las corrientes circulantes, son bajas, y del lado de BT, es posible disponer de corrientes elevadas. Los transformadores suelen conectarse con sus primarios sobre una barra de distribución (MT) con sus salidas alimentando distintos sectores o conjunto de cargas.

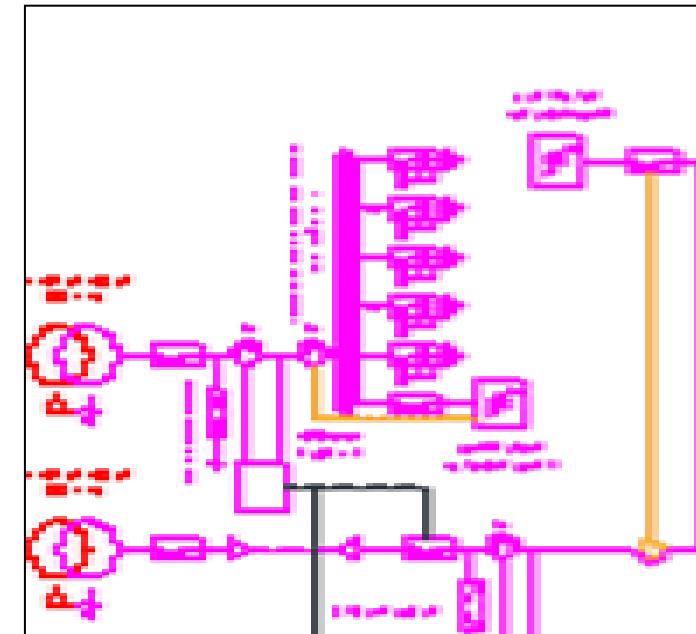


D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

4. TABLERO GENERAL DE BAJA TENSIÓN. Los Tableros Generales de Baja Tensión, son componentes de los SEI, que permiten la distribución en baja tensión de la alimentación a distintos Tableros Seccionales de las plantas.

Generalmente compuestos por equipos de medición, barra de distribución, interruptores de protección, salidas de conductores y corrección del factor de potencia. Los Tableros Seccionales, tienen como objeto la alimentación de cargas centralizadas por procesos o sectores definidos de las plantas.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

5. TABLEROS SECCIONALES.

Desde los TGBT se conduce la corriente a los Tableros Seccionales por medio de conductores de mayor capacidad de carga (mayor sección). Desde los Tableros Seccionales, se alimentan las cargas con conductores de menores secciones. Los Tableros Seccionales pueden alimentar cargas exclusivas de Iluminación, cargas exclusivas de fuerza motriz o cargas mixtas.



Santa Fe
PROVINCIA

Ministerio de
Desarrollo Productivo

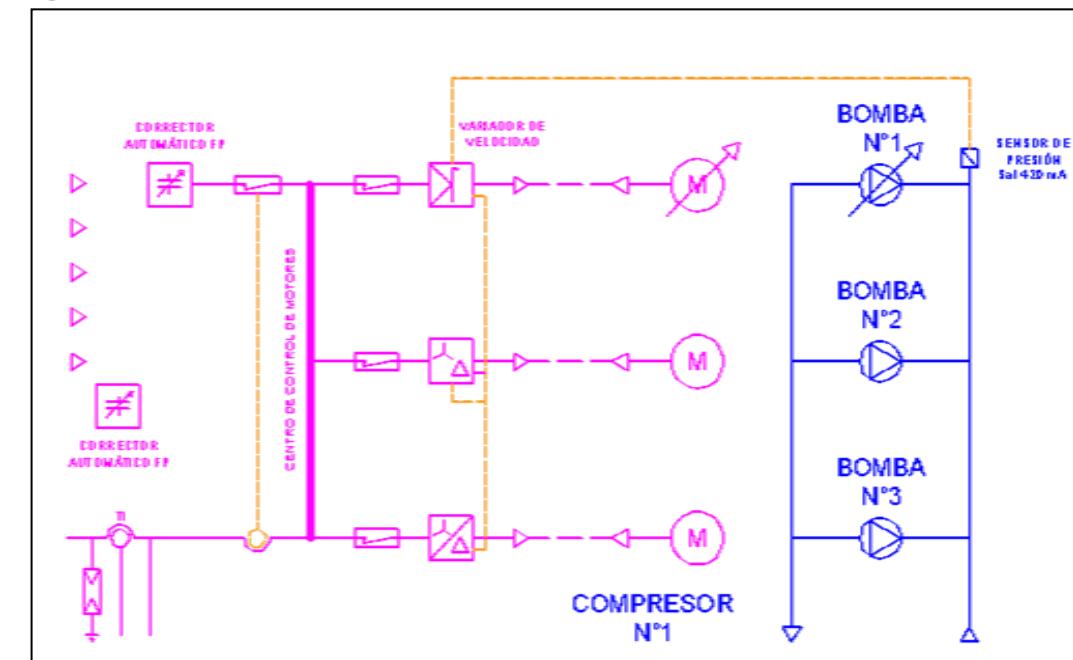
D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

6. CENTRO DE CONTROL DE MOTORES. Los centros de control de motores (CCM) son conjuntos de dispositivos encargados de regular el funcionamiento y accionamiento de los motores de las máquinas.

Se trata de gabinetes o armarios metálicos dentro de los cuales se agrupan unidades de control que permiten proteger a los motores.

Dentro de los centros de control de motores se encuentran los cubículos, donde se agrupan las unidades de control.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

6. CENTRO DE CONTROL DE MOTORES



- ✓ Cada cubículo está conectado directamente con un motor.
- ✓ Los cubículos cuentan con paneles de control con botones de arranque y cese del funcionamiento.
- ✓ Según se requiera, los motores serán arrancados o detenidos directamente desde el cubículo que le corresponde.
- ✓ Dentro de los cubículos hay sistemas de corte de energía que permiten desactivar los motores en casos de emergencia.
- ✓ Dependiendo de las máquinas que se necesite utilizar, los motores se accionan independientemente facilitando su control.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

6. CENTRO DE CONTROL DE MOTORES



Principales ventajas de los centros de control de motores incluyen:

- ✓ Automatización del funcionamiento de los motores
- ✓ Mínimo costo de supervisión
- ✓ Capacidad de operar individualmente los motores
- ✓ Efectivas medidas de seguridad

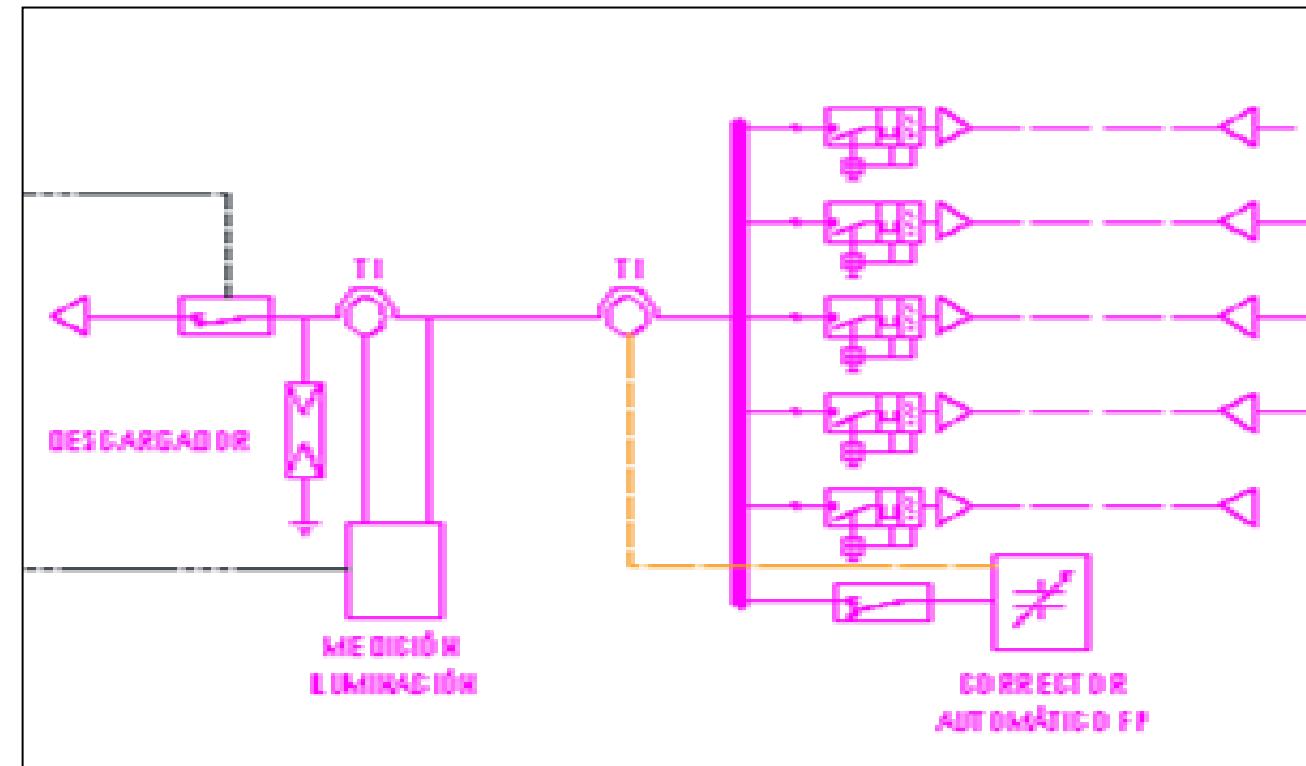
D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

7. BANCOS DE CAPACITORES.

Los bancos de capacitores son equipos que forman parte de los SEI.

Son de utilidad para corregir el factor de potencia compensando la componente reactiva requerida por las cargas para su funcionamiento.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

7. BANCOS DE CAPACITORES. Con el mejoramiento del FdP, se logra reducir la componente reactiva de la corriente en la alimentación de la instalación, de esta manera:

- ✓ Se evitan multas por parte de la distribuidora.
- ✓ Se disminuye el calentamiento de los conductores.
- ✓ Se reducen las caídas de tensión.
- ✓ Se dispone de mayor capacidad de carga en los conductores permitiendo disminuir su sección.

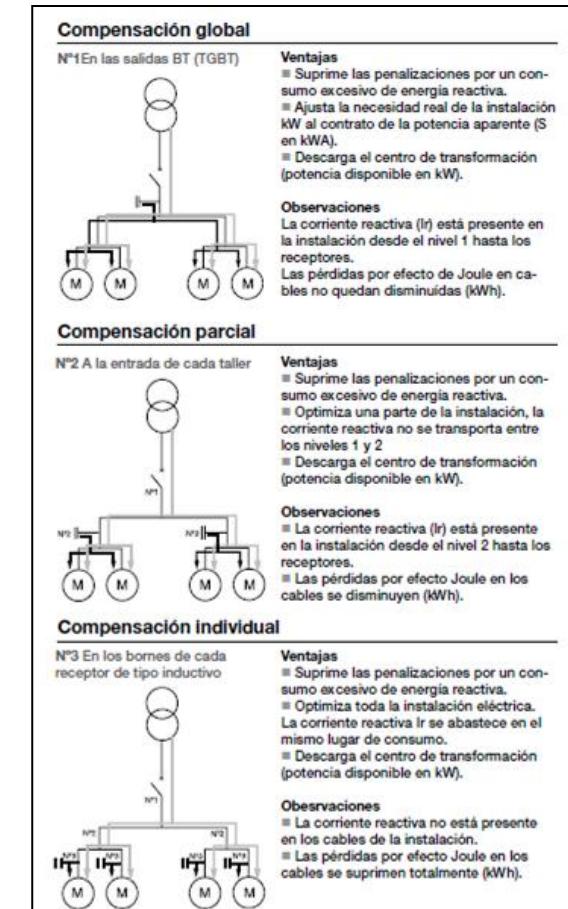


D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

7. BANCOS DE CAPACITORES. La corrección del factor de potencia por adición de capacitores puede realizarse:

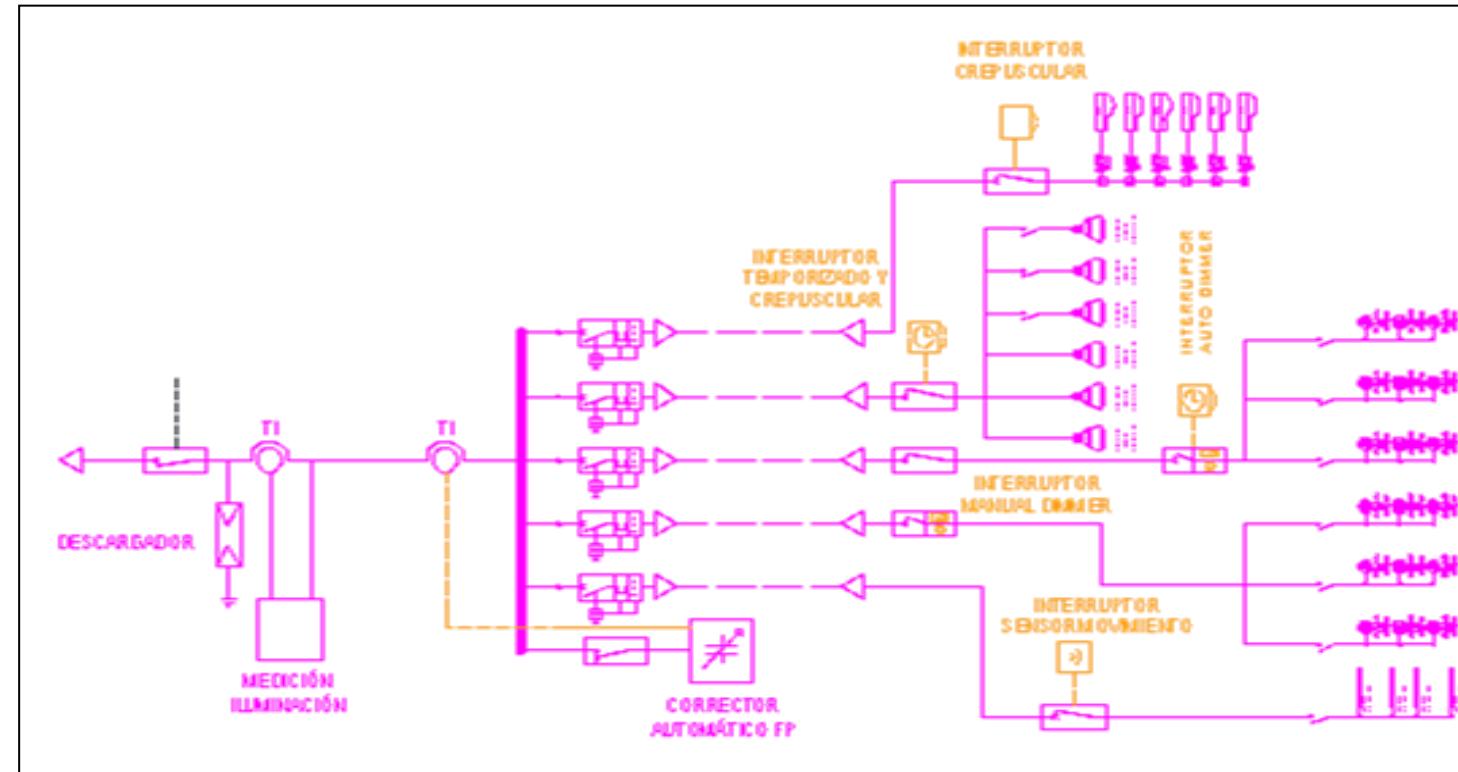
- ❖ Segundo donde se aplican:
 - ✓ En forma global
 - ✓ En forma parcial
 - ✓ En forma individual
 - ✓ En forma mixta
- ❖ Segundo el tipo de control:
 - ✓ En forma manual
 - ✓ En forma automática



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

8. CIRCUITOS DE ILUMINACIÓN



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

8. CIRCUITOS DE ILUMINACIÓN. Los circuitos de iluminación en los SEI incluye la iluminación de los siguientes sectores:

- ✓ Iluminación Perimetral.
- ✓ Iluminación General de Naves Industriales.
- ✓ Iluminación Focalizada.
- ✓ Iluminación de Sectores Sociales.
- ✓ Iluminación de Oficinas.
- ✓ Iluminación de Vigilancia.
- ✓ Iluminación de Escape y Emergencia.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

9. MOTORES ELÉCTRICOS. Un motor es la parte de cualquier máquina que tiene la función de generar energía mecánica a partir de cualquier otro tipo de energía. Las **fuentes de energía** de los motores incluyen, entre otras, la energía eléctrica, energía calorífica (casi siempre proveniente de combustibles fósiles).



La forma en la que los motores trabajan, en términos generales, es la siguiente:

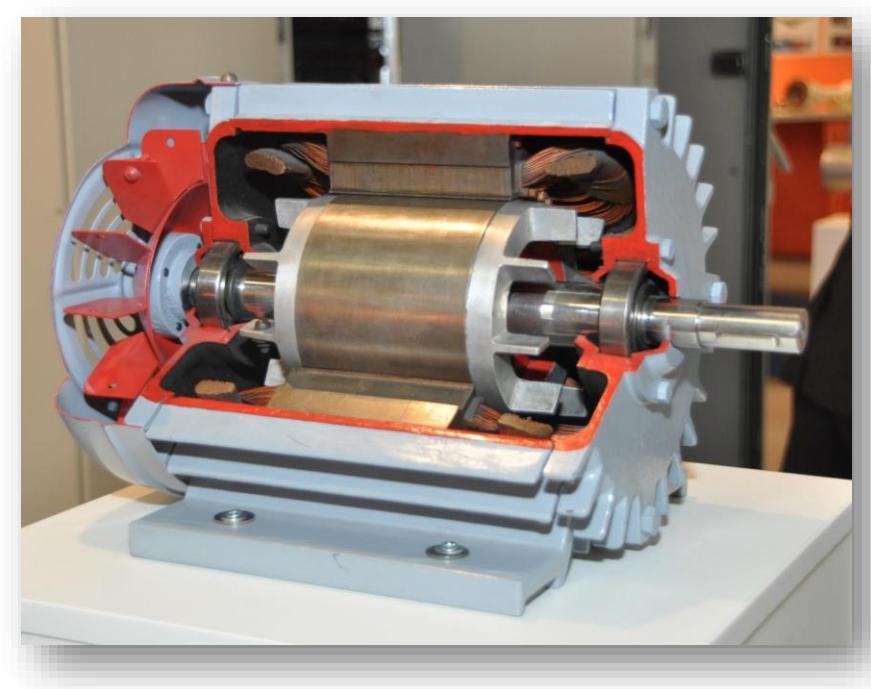
- ✓ Alguna forma de energía entra al sistema del motor.
- ✓ La energía entrante propicia el movimiento rotativo de ciertas partes del motor permitiéndoles comunicar el par rotante a las cargas.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

9. MOTORES ELÉCTRICOS.

- ✓ El movimiento de las partes del motor transmite la energía, ahora transformada en energía mecánica, a las partes de la máquina.
- ✓ Las partes de la máquina reciben la energía mecánica y comienzan a moverse para llevar a cabo su función.
- ✓ Una vez que se corta el flujo de energía entrante al motor, este se detiene al igual que la máquina.

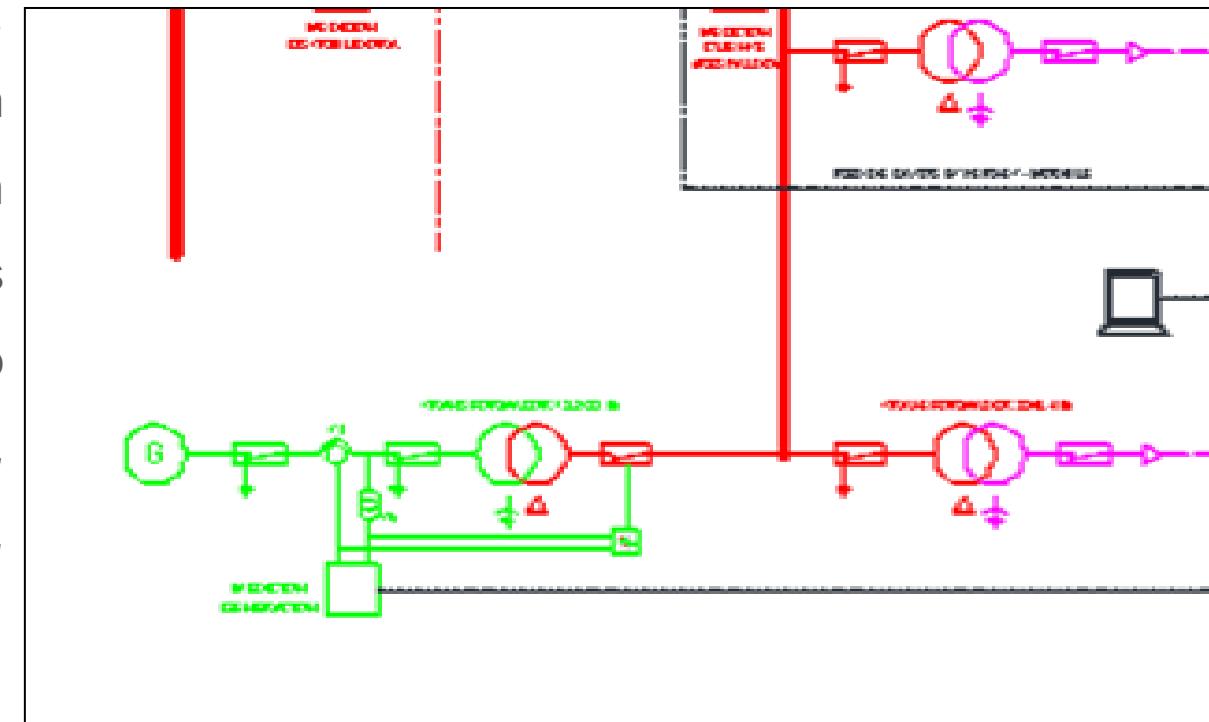


D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

10. PLANTA DE GENERADORES.

Algunos SEI cuentan con su propia planta de generación de energía eléctrica (accionados por distintos tipos fuerzas motrices), tal es el caso de los ingenios azucareros, aceiteras, complejos petroquímicos, papeleras, industrias frigoríficas, entre otros.



D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

10. PLANTA DE GENERADORES. Debido a los costos de la energía eléctrica, algunas empresas utilizan sus plantas de emergencia para el autoabastecimiento de energía eléctrica en las horas de demanda máxima (recorte en hora pico, -peak shaving-).

DIESEL GENERATOR SET

CATERPILLAR®



Image shown may not reflect actual package.

PRIME
580 ekW 725 kVA
50 Hz 1500 rpm 400 Volts

Caterpillar is leading the power generation marketplace with Power Solutions engineered to deliver unmatched flexibility, expandability, reliability, and cost-effectiveness.

D.1. INTRODUCCIÓN

D.1.2. Componentes de un sistema eléctrico industrial

11. SISTEMAS Y RED DE TIERRA.

El sistema de puesta a tierra es una parte esencial de las redes de energía, tanto en los niveles de alta como de baja tensión. Se necesita un buen sistema de puesta a tierra para cumplir con las demandas de seguridad humana, animal y de equipos que garanticen su integridad y correcto funcionamiento. Se distinguen:

- ✓ PAT de Protección.
- ✓ PAT de Servicio.

PUESTA A TIERRA



D.2. TRANSFORMADORES

D.2. TRANSFORMADORES

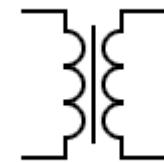
D.2.1. Introducción

TRANSFORMADOR. Dispositivo que permite modificar potencia eléctrica de corriente alterna con un determinado valor de tensión y corriente en otra potencia de casi el mismo valor, pero, generalmente con distintos valores de tensión y corriente.

Es una máquina estática de bajas pérdidas y tiene un uso muy extendido en los sistemas eléctricos de transmisión y distribución de energía eléctrica.



Transformador Encapsulado –
Tipo Seco



Símbolo
Eléctrico

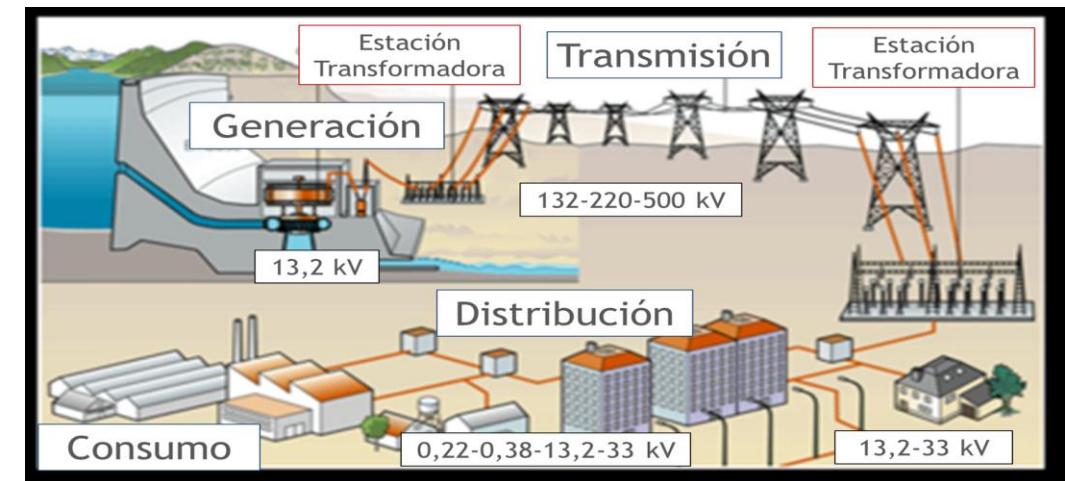
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.1. Introducción

Para el transporte de energía eléctrica, desde las Centrales Eléctricas a los centros de consumo, se eleva la tensión (desde 13.2 kV hasta 132, 220 o 500 kV), efectuando la transmisión mediante líneas aéreas con corrientes pequeñas, reduciendo las pérdidas. Como la potencia en ambos lados del transformador es prácticamente igual, se reducen las pérdidas sin sacrificio de la potencia transmitida.

En la distribución rural se reduce la tensión a 33 o 13.2 kV.

En la etapa de distribución urbana se reduce la tensión a valores de (380/220 V).



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.2. Componentes

Los transformadores están compuestos de diferentes elementos. Los componentes básicos son:

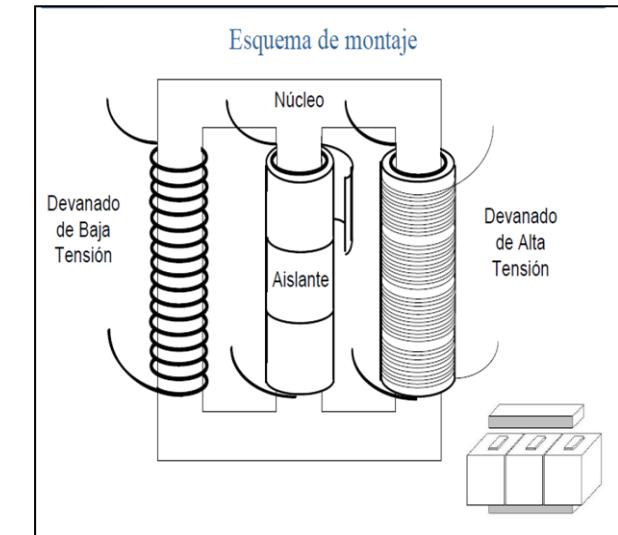
- ❖ NÚCLEO. Constituido por chapas de acero al silicio aisladas entre si. Se construye en columnas, donde se montan los devanados, y las culatas, donde se realiza la unión entre las columnas. El núcleo conduce el flujo magnético, ya que está construido con material ferromagnético.



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.2. Componentes

❖ **DEVANADOS.** El devanado se compone de hilos, bandas o chapas de cobre o aluminio enrollado a través del núcleo en uno de sus extremos y recubiertos por una capa aislante, que suele ser papel impregnado o barniz. Está compuesto por dos bobinas, la primaria y la secundaria. La relación de vueltas del hilo conductor entre el primario y el secundario nos indicará la relación de transformación. El nombre de primario y secundario es totalmente simbólico. **Por definición. allá donde apliquemos la tensión de entrada será el primario y donde obtengamos la tensión de salida será el secundario.**



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.2. Componentes



Bobinadora
continua



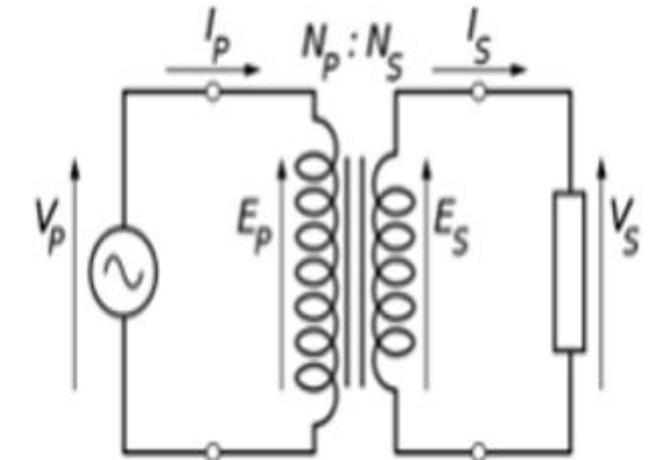
Transformador sin
su cuba

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.3. Esquema básico y funcionamiento

Los transformadores se basan en el **principio de inducción electromagnética**. Al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario, es decir una tensión, se origina un flujo magnético en el núcleo de hierro. Este flujo recorrerá el circuito magnético desde el devanado primario hasta el secundario. En su fluctuación originará una fuerza electromagnética en el devanado secundario.

Según la **Ley de Lenz**, necesitamos que la corriente sea alterna para que se produzca esta variación de flujo. En el caso de corriente continua el transformador no se puede utilizar.



Esquema básico de funcionamiento de un transformador *ideal*

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.4. Relación de transformación

La relación de transformación será definida por:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = r_t$$

donde N_p es el número de vueltas del primario, N_s el número de vueltas del secundario, V_p la tensión aplicada en el primario, V_s la obtenida en el secundario, I_s la intensidad consumida por el primario, I_p la generada por el secundario y r_t la relación de transformación.

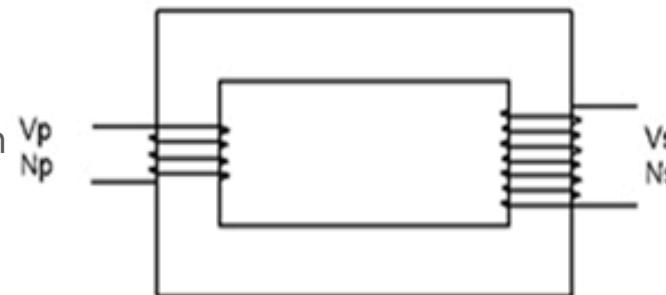
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.5. Tipos

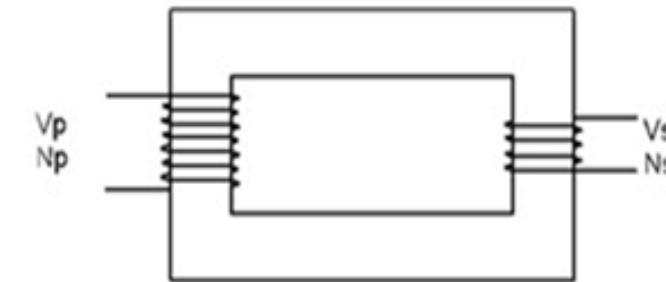
Hay muchos tipos de transformadores pero todos están basados en los mismos principios básicos. Pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- ❖ **TRANSFORMADORES DE POTENCIA.** Los transformadores eléctricos de potencia sirven para variar los valores de tensión de un circuito de corriente alterna, manteniendo su potencia.

Utilizado frecuentemente como salida de centros de generación



Transformador *ideal*
elevador de tensión



Transformador *ideal*
reductor de tensión

Utilizado frecuentemente en distribución a industrias

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.5. Tipos

- ❖ **TRANSFORMADORES DE MEDIDA.** Adapta con valores proporcionales, valores de grandes tensiones o intensidades para medir sin riesgos.
- ✓ Transformadores Eléctricos de Intensidad. El secundario está bobinado alrededor de un anillo de material ferromagnético y su primario está formado por un único conductor, que pasa por dentro del anillo. El flujo magnético del anillo es inducido por la corriente de la línea primaria, la que induce una tensión y hace circular una corriente (mucho menor) por la bobina secundaria. Normalmente la corriente secundaria es de 5 A. Ej : Ti 500/5 A.
- ✓ Transformador Eléctrico de Tensión. Se trata de una máquina con un devanado primario de alta tensión y uno secundario de baja tensión. Su única misión es reducir la tensión del primario para poder ser medida por los diferentes aparatos sin riesgos. Ej: 33/0.4 kV.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.6. Transformadores trifásicos

Debido a que el transporte y generación de electricidad se realiza de forma trifásica, se han construido transformadores de estas características.

Hay dos maneras de construirlos: una es mediante tres transformadores monofásicos y la otra con tres bobinas sobre un núcleo común.

Esta última opción es mejor debido a que es más pequeño, más ligero, más económico y ligeramente más eficiente.

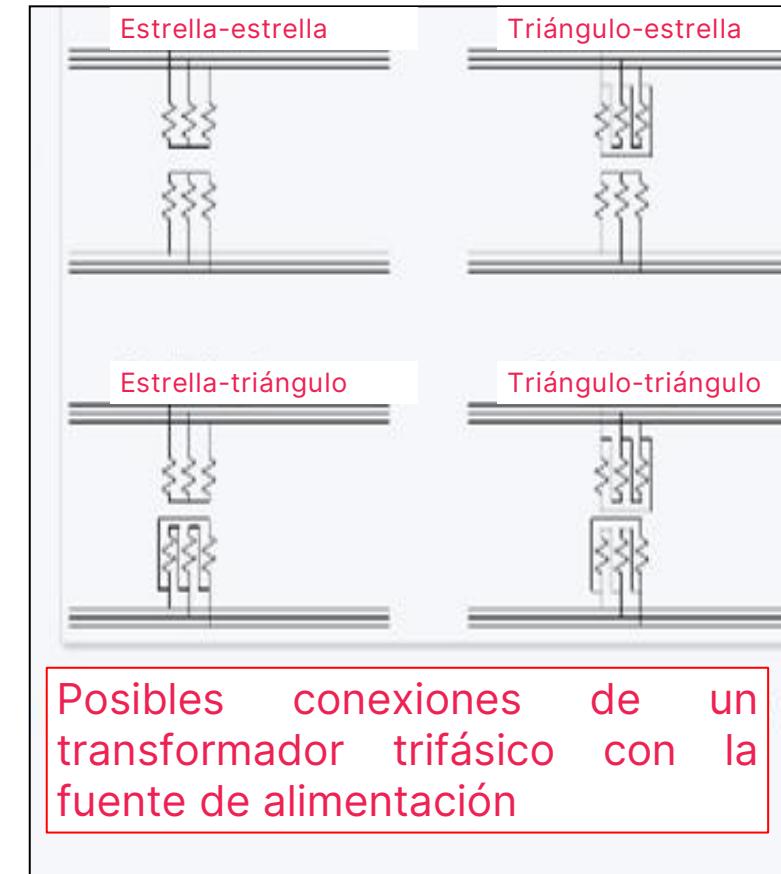


D.2. TRANSFORMADORES

D.2.6. Transformadores trifásicos

La conexión de los transformadores trifásicos pueden ser:

- ✓ Estrella-estrella
- ✓ Estrella-tríangulo
- ✓ Triángulo-estrella
- ✓ Triángulo-tríangulo



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.7. Transformadores ideal y real

En un transformador ideal, la potencia de entrada es igual a la potencia de salida, entonces:

$$P_1 = P_2 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi$$

$$S_1 = S_2 = U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

En los transformadores **reales** existen pérdidas que se manifiestan en forma de calor.

Las pérdidas son causadas por los **materiales** que componen al transformador.

En los conductores de los devanados existe una resistencia al paso de corriente que tiene relación con la resistividad del material del cual están compuestos. Además, existen efectos por dispersión de flujo magnético en los devanados. Finalmente, hay que considerar los posibles efectos por histéresis o las corrientes de Foucault en el núcleo del transformador.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

Las diferentes pérdidas que tiene un transformador real son:

- ✓ Pérdidas en los Devanados. Debidas a la resistencia propia de los conductores al paso de la corriente.
- ✓ Pérdidas por Corrientes Parásitas. Son producidas por la resistencia que presenta el núcleo ferro magnético al ser atravesado por el flujo magnético.
- ✓ Pérdidas por Histéresis. Son provocadas por la diferencia en el recorrido de las líneas de campo magnético cuando circulan en diferente sentido cada medio ciclo.
- ✓ Pérdidas por Flujos de Dispersión en el Primario y Secundario. Estos flujos provocan una auto inductancia en las bobinas primarias y secundarias.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS EN LOS DEVANADOS. Los devanados de cobre son preferidos por su alta eficiencia, baja resistencia a la corriente eléctrica, maleabilidad y ductilidad, y porque son ciento por ciento reciclables, entre otras características.

A fin de disminuir la resistencia, se incrementa la cantidad (la sección transversal) de cobre utilizado; de esta manera, disminuyen las pérdidas y el calor generado en el transformador.

Al incrementar la cantidad de cobre utilizado, se aumenta la eficiencia del transformador, dando lugar a los transformadores denominados de alta eficiencia.

D.2. TRANSFORMADORES

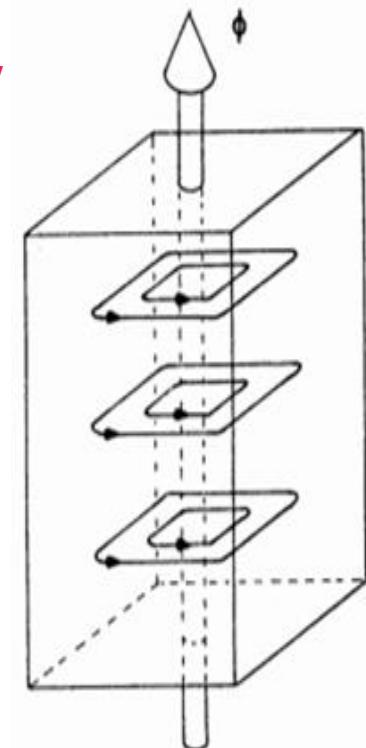
D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARÁSITAS (CORRIENTES DE FOULCAULT).

Las corrientes parásitas se producen debido a que el núcleo conduce el flujo magnético, por lo que aparecen circuitos en forma de espiras cerradas, rodeando las líneas de flujo magnético.

Las corrientes de Foucault crean disipaciones de energía por efecto Joule.

Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía en calor, por lo que generalmente es un efecto inútil y perjudicial, provocando la disminución de la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como transformadores y los motores eléctricos.

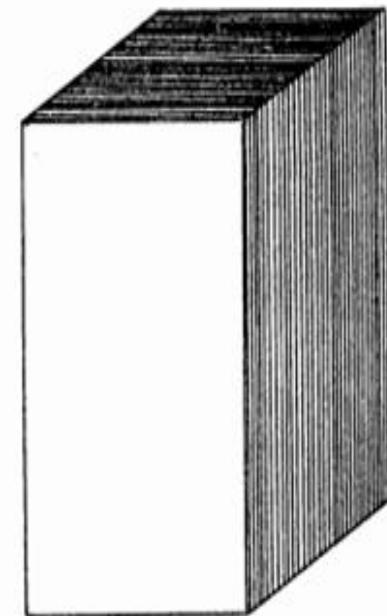


D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARÁSITAS (CORRIENTES DE FOUCAULT).

Las pérdidas por Foucault se minimizan utilizando delgadas hojas de acero eléctrico, apiladas y separadas entre sí, mutuamente aisladas mediante un barniz aislante u oxidadas. Los electrones no pueden atravesar la capa aislante entre los laminados y, por lo tanto, no pueden circular. Cuanto más fino el laminado (por ejemplo, cuanto mayor sea el número de laminados por unidad de área, perpendicular al campo aplicado), mayor será la eliminación de las corrientes de Foucault y, por lo tanto, menor el calentamiento del núcleo.

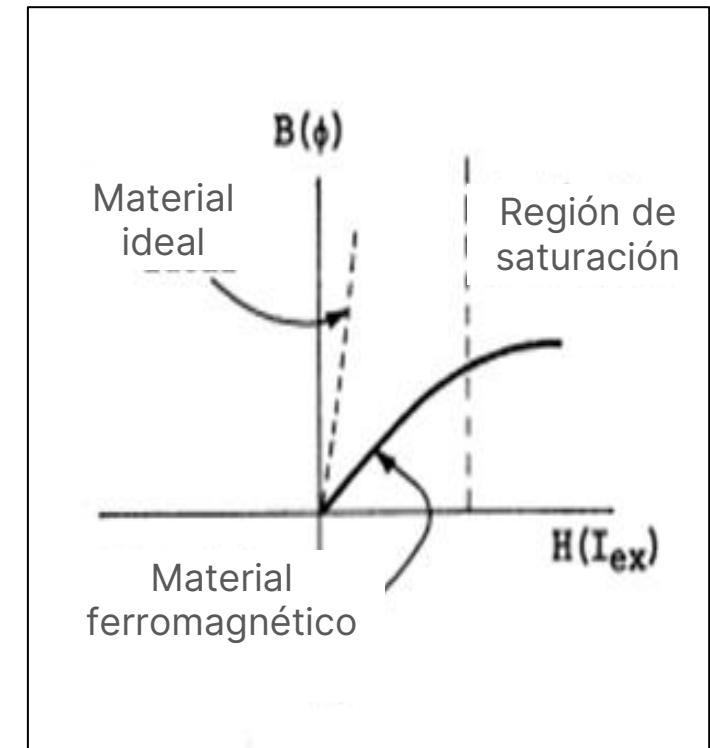


D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR HISTÉRESIS.

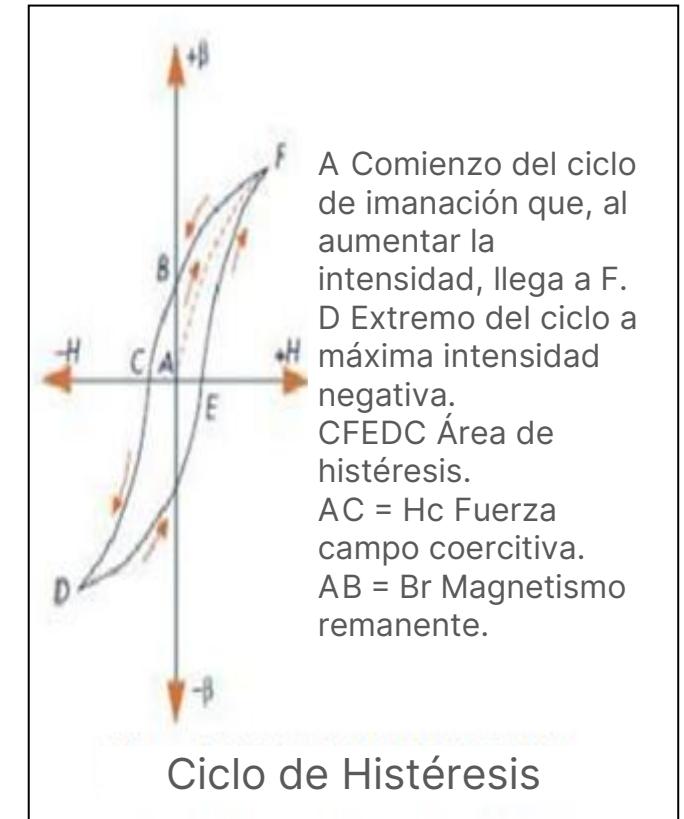
- ✓ La permeabilidad del material ferromagnético no tiende a infinito, por lo que la corriente de excitación necesaria para magnetizar el núcleo no es despreciable, como se supuso en el caso de un material ideal.
- ✓ La permeabilidad del material ferromagnético no es constante tendiendo a bajar considerablemente con alto grado de excitación (saturación del núcleo).



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR HISTÉRESIS. Se produce histéresis al someter al núcleo ferromagnético a un campo magnético alterno, los imanes (o dipolos) elementales giran para orientarse según el sentido del campo magnético. Al decrecer el campo, la mayoría de los imanes elementales recuperan su posición inicial, sin embargo, otros no llegan a alcanzarla debido a los rozamientos moleculares conservando en mayor o menor grado parte de su orientación forzada, haciendo que persista un magnetismo remanente que manifieste aún un cierto nivel de inducción magnética.

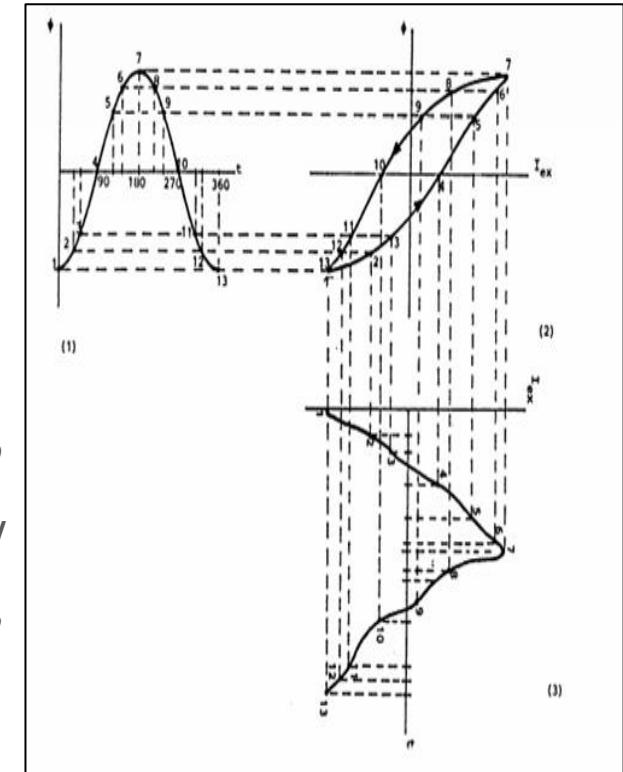


D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR HISTÉRESIS. Al aplicar un voltaje alterno se produce en el núcleo un flujo también alterno. La onda no es sinusoidal, debido al gran área de histéresis. La onda se retrasa un ángulo apreciablemente menor de 90° respecto al voltaje.

Este tipo de pérdidas se pueden reducir con aleaciones de pequeña áreas de histéresis y diseñando la sección transversal del núcleo de tal magnitud, que para el flujo que requiere la bobina se produzca un bajo nivel de saturación.

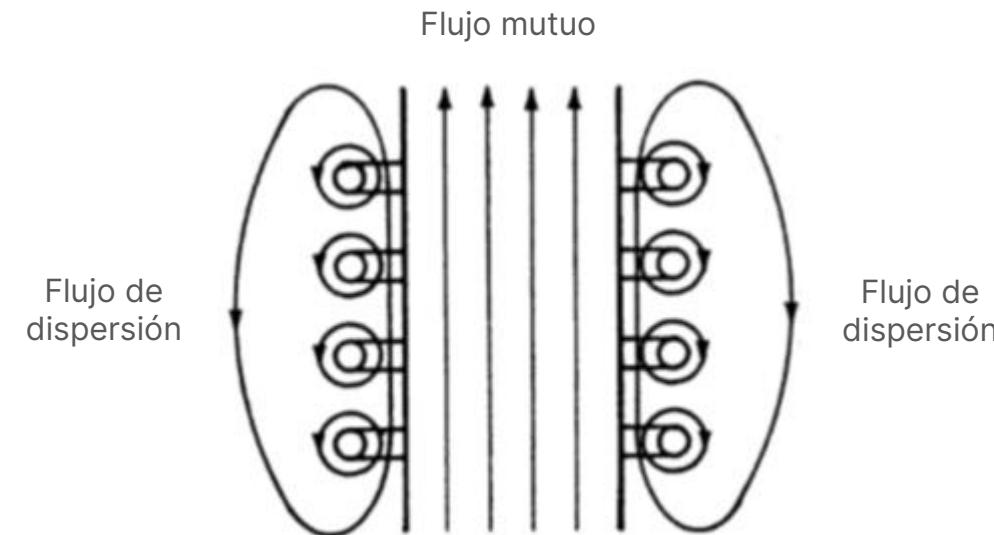


La corriente se aproxima más a la forma sinusoidal y su desfasamiento se acercaría más a los 90° -

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.8. Pérdidas en los transformadores reales

PÉRDIDAS POR FLUJOS DE DISPERSIÓN EN EL PRIMARIO Y SECUNDARIO. La separación entre las espiras, entre capas de las bobinas y entre las propias bobinas y el núcleo, permiten que se desarrollen líneas de flujo magnético fuera del núcleo, que cierran a través del aire. Estas líneas de flujo se originan por las fuertes corrientes de carga del transformador.



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador

El rendimiento de un transformador se expresa:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_{per}} = \frac{P_2}{P_2 + P_{Cu} + P_{Fe}}$$

donde:

P_2 es la Potencia de Salida del transformador.

P_1 es la Potencia de Entrada del transformador.

P_{per} es la Potencia de Pérdidas en Bobinas (P_{Cu}) y Núcleo (P_{Fe}).

Las pérdidas en Bobinas y en el Núcleo se determinan por medio de ensayos:

- ✓ Ensayo de Vacío.
- ✓ Ensayo de Cortocircuito.

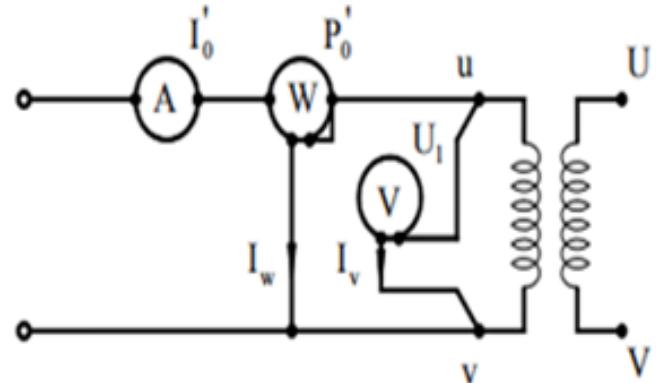
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador

ENsayo de vacío. La prueba de vacío, tiene como objetivo **determinar la pérdida de potencia en el hierro**, a través de las medidas de tensión, intensidad y potencia en el bobinado primario. El bobinado secundario queda abierto, y por lo tanto, no circula ninguna intensidad por este bobinado.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador



Círculo para el ensayo en vacío

Nota: Se alimenta el transformador *preferentemente* por un **arrollamiento de baja tensión** así, la tensión necesaria será más fácil de obtener y medir teniendo un valor más acorde con los alcances normales de los instrumentos.

- ✓ *Al estar el transformador en vacío, no entrega potencia, toda la que absorbe se gasta en pérdidas.*
- ✓ *Como la corriente secundaria es nula, en ese arrollamiento no hay pérdidas en el cobre y, como la corriente primaria en vacío es mucho menor a la nominal, las pérdidas en el cobre del primario son despreciables.*
- ✓ *Entonces si la tensión y la frecuencia son nominales, las pérdidas en el hierro también serán nominales.*

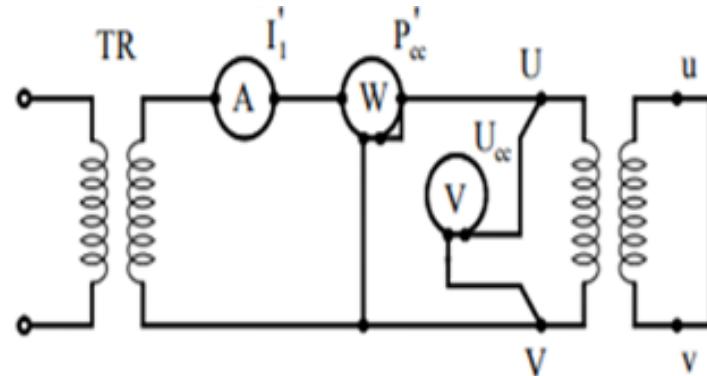
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador

ENSAYO DE CORTOCIRCUITO. La prueba de corto circuito **determina la pérdida de potencia en los bobinados primario y secundario**, sometidos a la intensidad nominal. Al aplicar una pequeña tensión al primario y cortocircuitando el secundario, obtenemos la intensidad de cada bobinado.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador



Círculo para el ensayo en cortocircuito

Nota: Se debe alimentar al transformador *preferentemente* por un **arrollamiento de alta tensión** así, la corriente necesaria será más fácil de obtener y medir y, además, la tensión tendrá un valor más acorde con los alcances normales de los instrumentos.

- ✓ *Al estar el transformador cortocircuitado, la tensión de salida es nula y no entrega potencia.*
- ✓ *Toda la potencia absorbida se gasta en pérdidas.*
- ✓ *Si la corriente primaria es nominal, la secundaria también lo será y en ambos arrollamientos las pérdidas en el cobre serán nominales.*

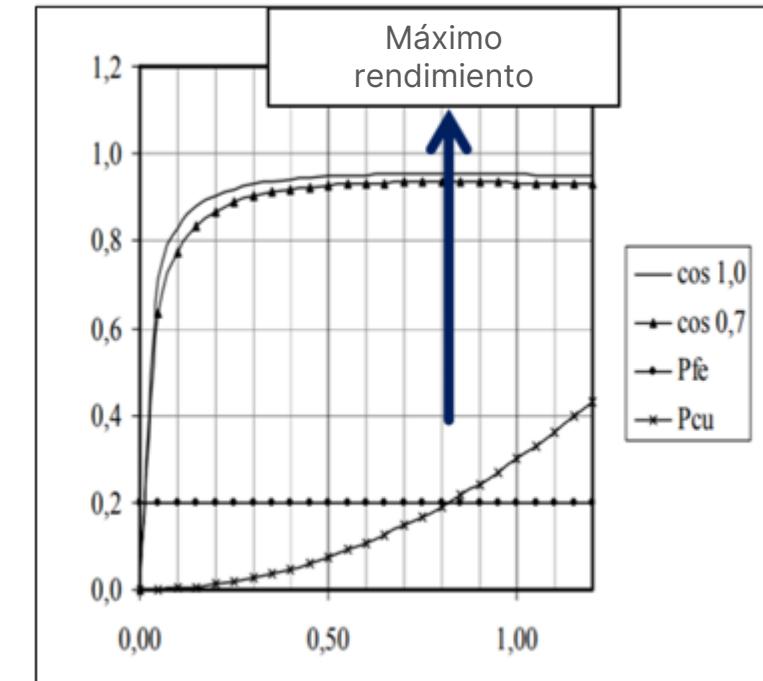
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador

Para el dimensionamiento eficiente de un transformador hay que tener en consideración su rendimiento.

Si se representa el rendimiento, en función de la corriente de carga I_2 para distintos valores de factor de potencia, resultan curvas como las de la figura, a las que les corresponde $\cos \phi_2$ igual a 1 y 0.7.

Se puede demostrar que el máximo rendimiento se produce cuando las pérdidas en el cobre (cuadráticas) son iguales a las del hierro (constantes).



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador

CÓDIGO PLANILLA D.G.: 1000KVA#STD-0#33000@400V#IRAM 2250.xls					
 <p>Tadeo Czerweny s.a. Transformadores</p>		TRANSFORMADOR CODIGO NUMERO: TRDAB 5% - 1000 POTENCIA DEL TRANSFORMADOR: 1000 KVA RELACION de TRANSFORMACIÓN (V/V): 33000 ± 2x2,5% / 400 - 231 FABRICANTE: TADEO CZERWENY S.A. República 328 - Gálvez - Santa Fe TE: 03404-481627 - FAX: 03404-482873			
RENDIMIENTOS		ESTADO DE CARGA REFERIDOS A LA POTENCIA NOMINAL			
		1.25	1	0.75	0.5
Cos Ø = 1.0		98.39	98.63	98.84	98.99
Cos Ø = 0.8		97.99	98.29	98.56	98.73
REGIMEN DE SOBRECARGA ADMISIBLE (minutos):					
Carga Permanente Previa en % de la Potencia Nominal	Temp. del Líquido Refrigerante Al iniciar la Sobrecarga (°C)	Sobrecarga en (%) de la Carga Nominal			
		10	20	30	40
50	55	180	90	60	30
75	68	120	60	30	15
90	78	60	30	15	8

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.9. Rendimiento de un transformador



La eficiencia de día completo para la siguiente carga típica:

Potencia Nominal	3	kVA
Potencia Perdida Cobre	0,085	kW
Potencia Perdida Hierro	0,045	kW

Curva de Cargas			Energía (kW-h)		
Hs	S (kVA)	FP	Ws (1)	W cu (2)	Wfe (3)
3	3,5	0,95	9,98	0,347	0,135
7	3	0,9	18,90	0,595	0,315
1	3,2	0,85	2,72	0,097	0,045
5	2,4	0,8	9,60	0,272	0,225
8	1	1	8,00	0,076	0,36
			49,20	1,386	1,08

$$\% \text{ Rendimiento Día Completo: } 100 \times Ws / (Ws + Wcu + Wfe) = 95,23 \%$$

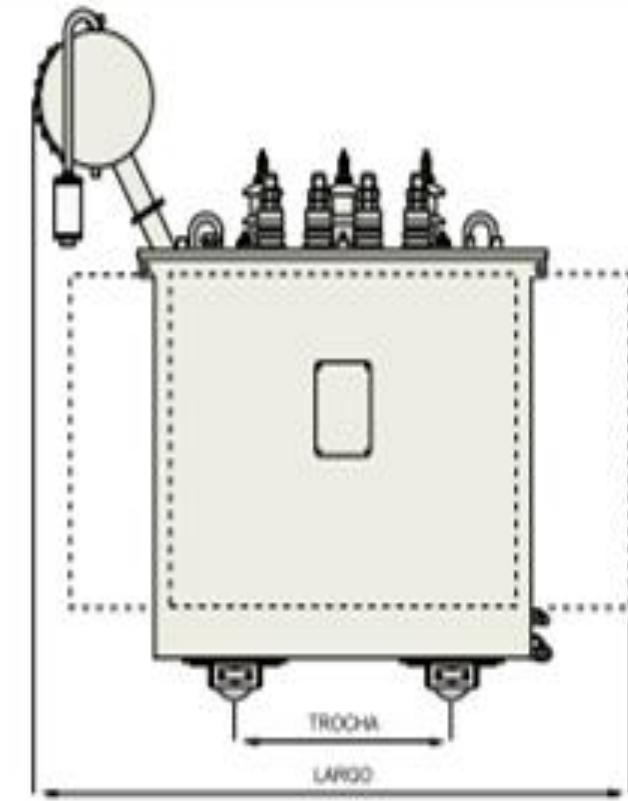
Salida (1)	$kVA \times t \times FP$
P cobre (2)	$(kVAr/kVAn)^2 \times Pcu \times t$
P Hierro (3)	$Pfe \times t$

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.10. Hoja de datos

IRAM 2250

Transformadores Distribución - Relación $33000 \pm 2x2,5\% / 400 V/V$								
Potencia (kVA)	Péndidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)		Masa (kg)		
	Po	Per		Largo	Ancho			
16	130	480	4	1550	800	1650	600	500
*25	190	650	4	1550	750	1650	600	560
40	290	900	4	1750	800	1650	600	710
*63	320	1500	4	1750	800	1650	600	730
80	330	1600	4	1750	800	1850	600	780
*100	420	1900	4	1750	850	1850	600	930
125	500	2500	4	1850	850	1850	600	1050
*160	600	2800	4	1850	900	1900	600	1150
*200	700	3250	4	1850	900	1900	600	1280
*250	850	4000	4	1850	1050	1950	700	1470
*315	950	4800	4	1850	1050	1950	700	1550
400	1150	5750	4	1950	1050	2200	700	2060
*500	1250	6400	4	1950	1150	2300	700	2350
*630	1500	7600	4	2150	1150	2300	800	2650
*800	1800	9800	5	2200	1200	2300	800	3150
*1000	2200	11700	5	2300	1200	2450	800	3650
*1250	2500	14200	5	2350	1300	2500	1000	4300
*1600	2900	17800	6	2600	2400	2500	1000	5000
*2000	3200	22000	6	2700	2600	2600	1000	5400
*2500	3600	26000	6	3000	2800	2750	1200	6000



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.11. Gastos anuales por pérdidas

La energía disipada por las pérdidas en el hierro y en el cobre dependen de la curva de carga del transformador y se estiman para un año empleando la ecuación:

$$E_p = \left(P_h \cdot H + P_{cu} \cdot \sum \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 \cdot h \right) \cdot d$$

donde E_p = Pérdidas de energía en kWh, P_h = Pérdidas en el hierro a tensión nominal en kW, P_{cu} = Pérdidas en el cobre a plena carga en kW, P_n = Potencia nominal del transformador en kVA, P = Carga real del transformador en kVA, H = Número horas diarias conectado el transformador, h = Número de horas al día en que el transformador suministra carga P , d = Número de días al año en que funciona el transformador.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.12. Transformadores de núcleo amorfó

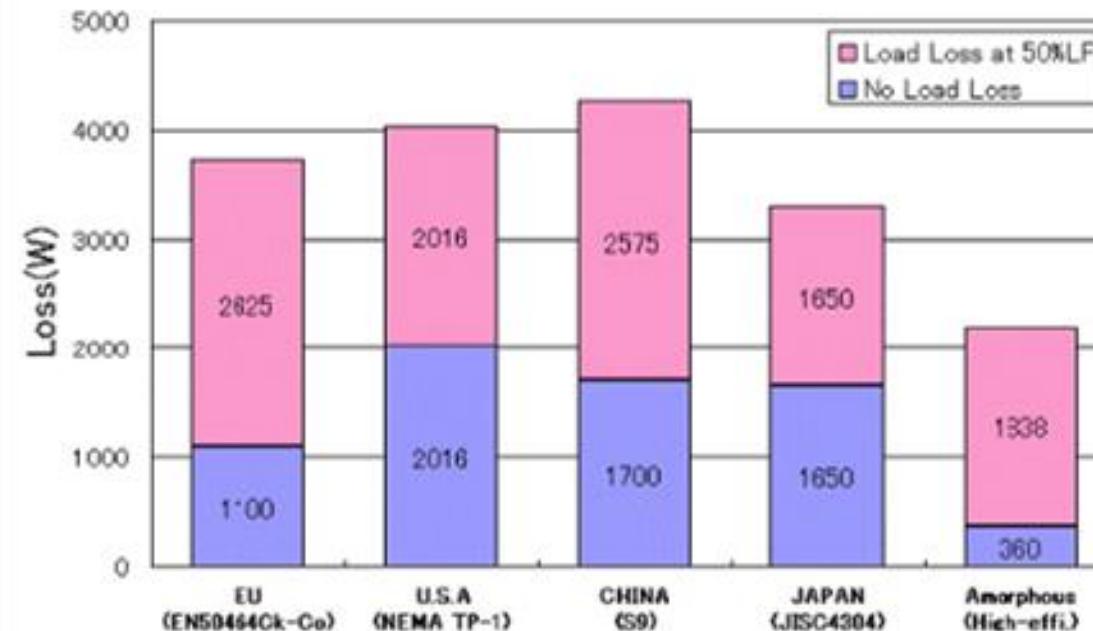
Para reducir las pérdidas generadas en los transformadores, existe la posibilidad de cambiarlos por equipos con tecnología más eficiente, estos son llamados **transformadores de núcleo amorfo**. Estos equipos permiten reducir las pérdidas en vacío hasta en un 80% y reducir las pérdidas con carga en hasta un 15% con respecto a los transformadores de distribución regulares, con lo que su ahorro en pérdidas totales son de **alrededor de un 20 %**.

En las figuras siguientes, se pueden ver las reducciones en las pérdidas para un transformador amorfó de 1000 kVA a un 50% de factor de carga, para diversos países con distintos standard para el uso de transformadores. También se puede ver la curva de histéresis para dos tecnologías para la reducción de pérdidas, CGO (cold grain orientated: grano orientado al frío) y transformadores de núcleo amorfó, como también se puede ver la curva de eficiencia entre las tecnologías.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.12. Transformadores de núcleo amorfó

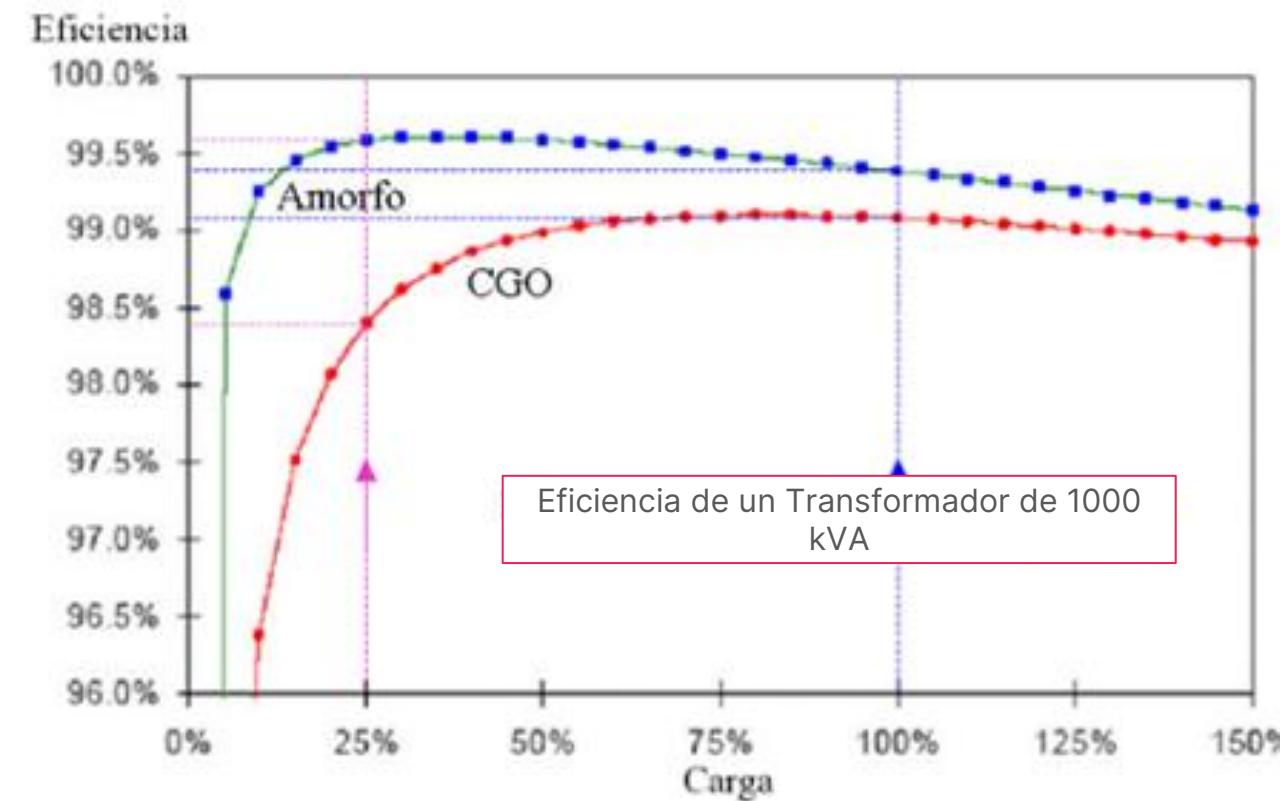
Loss of Amorphous Transformer in comparison with standards
(Liquid-immersed Transformer : 3 phase 1000kVA at 50% load factor)



Comparación de pérdidas entre transformadores

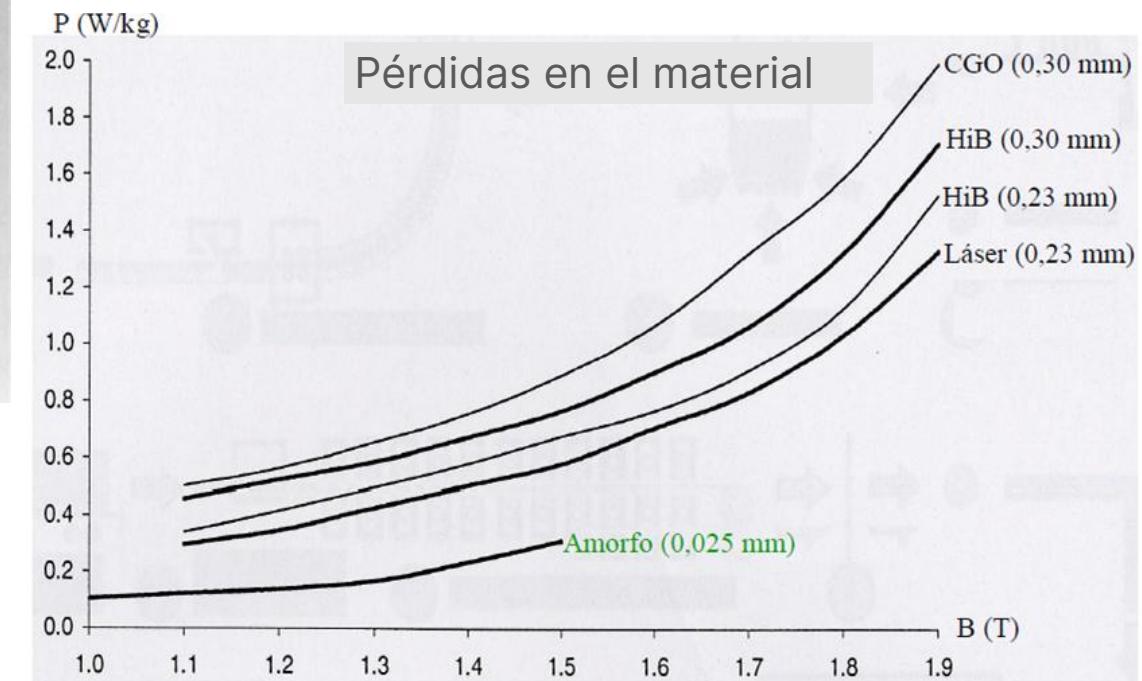
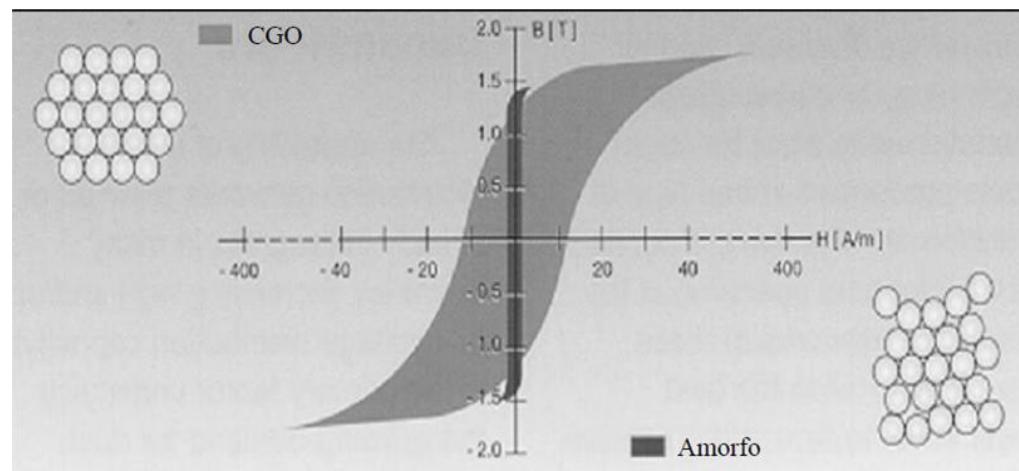
D.2. TRANSFORMADORES

D.2.12. Transformadores de núcleo amorfó



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.12. Transformadores de núcleo amorfó



D.2. TRANSFORMADORES

D.2.12. Transformadores de núcleo amorfó

Pérdidas	Vacío	Carga
Núcleo amorfo	390 W	17 kW
Convencional	2600 W	17 kW
HD 428 C-C'	1700 W	14 kW

		CGO	HiB	Amorfo
Grosor	mm	0,30	0,23	0,025
Densidad	kg/dm ³	7,65	7,65	7,18
Saturación mag.	T	2,04	2,04	1,56
Pérdidas en vacío	%	100	65	25

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.13. Selección de un transformador

A. POR PRECIO:

Precio del Transformador Bajo – Altas Pérdidas – Baja Eficiencia – Altos Costos Energéticos.

B. COSTOS EN BASE A REQUERIMIENTOS DEFINIDOS:

Eficiencias, Pérdidas, Nivel de Ruido, Densidad de Corriente, Flujo.

El precio del transformador depende de las limitaciones y sus restricciones de operación.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.13. Selección de un transformador

C. COSTO REAL DE TRANSFORMADOR (BASADO EN EL COSTO DE LA ENERGÍA):

- ✓ El usuario valoriza el costo de la energía consumida (\$/kWh).
- ✓ Se busca un equilibrio entre el costo inicial del equipo y su utilidad.
- ✓ Busca mayor versatilidad, ya que le genera un gasto adicional a la compra inicial, por limitaciones, por mantenimiento, por sobrecarga y vida útil.

D.2. TRANSFORMADORES

D.2.13. Selección de un transformador

- ✓ Precio Base del Transformador:

$$\text{PB [\$]} = \text{Acero} + \text{Cobre} + \text{Aislamiento} + \text{Líquido Aislante} \\ + \text{Accesorios} + \text{Instrumentos} + \text{MdO}$$

- ✓ Precio Base Evaluado del Transformador – PBE [\\$]

$$\text{PBE [\$]} = \text{PB} + \text{NL} * \text{K1} + \text{LL} * \text{K2}$$

donde:

K1 = Factor de Evaluación en Vacío (\$/kW)

NL = Pérdidas en Vacío (kW)

K2 = Factor de Evaluación en Carga (\$/kW)

LL = Pérdidas en Carga (kW)

r	= Interest rate	[6.25%]
t	= Expected transformer life	[25 years]
f	= Capitalization factor	
p	= Annualized charge per kW of maximum demand	[102 \\$/kW]
D	= Demand factor	[0.65]
q	= Energy cost	[0.055/kWh]
LLF	= Loss load factor	
LF	= Load factor	
$K1$	= No-load loss evaluation factor [\$/W]	
$K2$	= Load loss evaluation factor [\$/W]	

$$f = (100/r)^t \left(1 - (1+r)^{-t}\right) = 12.485 \quad (2)$$

$$D = \text{Max. demand} / \text{Trans. rated power} = 0.65 \quad (3)$$

$$LF = \text{Average load} / \text{Maximum Load} = 0.75 \quad (4)$$

$$LLF = 0.5 * LF + 0.5 * LF^2$$

(5)

$$K1 = f * (p + 8760 * q) \quad (6)$$

$$K2 = f * D^2 * (p + 8760 * q * LLF) \quad (7)$$

Consequently, $K1 = 6.3$ \$/W and $K2 = 1.8$ \$/W.

D.3. TABLEROS

D.3. TABLEROS

D.3.1. Introducción

Los tableros eléctricos son equipos pertenecientes a los sistemas eléctricos y están destinados a cumplir con algunas de las siguientes funciones: medición, control, maniobra y protección.

- ✓ Uno de los componentes más importantes de los SEI.
- ✓ Siempre presentes, independientemente de la tensión, tipo o tamaño de la instalación.
- ✓ Formas y dimensiones según su función específica.
- ✓ *No es posible la ejecución y funcionamiento de ningún tipo de SEI sin el uso de tableros.*



D.3. TABLEROS

D.3.2. Aspectos fundamentales

Los aspectos fundamentales que definen y califican un tablero para uso en un SEI son:

- ✓ Seguridad de quien lo opera.
- ✓ Continuidad del servicio.
- ✓ Funcionalidad eléctrica y mecánica.
- ✓ Solidez estructural.
- ✓ Intercambiabilidad de sus componentes.
- ✓ Terminación superficial.
- ✓ Grado de protección mecánica.

Características generales



En cada caso las normas respectivas recomiendan o especifican las pautas de diseño y ensayo para garantizar niveles satisfactorios de seguridad y calidad.

D.3. TABLEROS

D.3.3. Clasificación

Una clasificación elemental puede surgir de la función que debe cumplir un tablero, así pueden estar destinados a:

- ✓ Distribución
- ✓ Medición
- ✓ Protección de la energía eléctrica
- ✓ Control
- ✓ Comando
- ✓ Usos especiales o particulares

Estas funciones, pueden no ser exclusivas o puras, es decir, que en un mismo tablero se puede encontrar más de una función o una combinación de ellas.

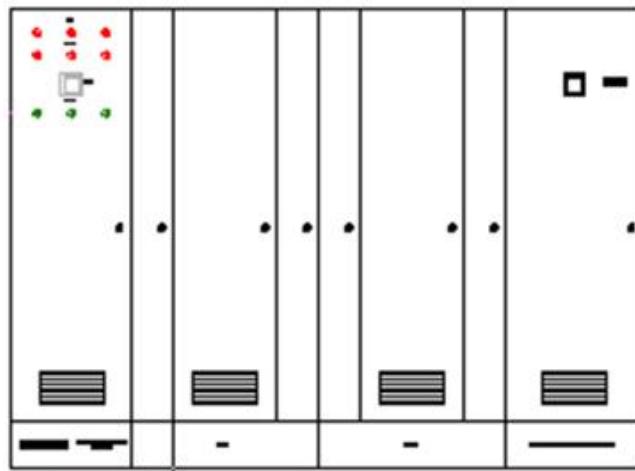


D.3. TABLEROS

D.3.3. Clasificación

1. TABLERO PRINCIPAL (TP) O TABLERO GENERAL DE BAJA TENSIÓN (TGBT)

Recibe la alimentación de la energía eléctrica directamente desde el medidor, alimentando líneas seccionales y circuitos.



TGBT exterior



TGBT de maniobras



TGBT interior

D.3. TABLEROS

D.3.3. Clasificación

2. TABLERO SECCIONAL (TS)

Alimentado por las líneas seccionales, puede derivar en otras líneas también seccionales o de circuito. Estos tableros pueden estar separados o bien integrados, dependiendo de las características constructivas del proyecto.



D.3. TABLEROS

D.3.4. Forma constructiva

La forma constructiva de los tableros está dada fundamentalmente por su funcionalidad, el montaje y las condiciones ambientales del lugar en donde se va a montar.

Un tablero eléctrico está compuesto de dos partes.

- ✓ Gabinete o armario. Estructura contenedora.
- ✓ Componentes.
 - Aparatos de maniobra (llaves, interruptores, interruptores de escalera, etc.).
 - Aparatos de protección (fusibles e interruptores automáticos).
 - Aparatos de medición (medidores de energía eléctrica, amperímetros, voltímetros, transformadores de intensidad, entre otros).

D.3. TABLEROS

D.3.5. Gabinetes

Los gabinetes tienen los siguientes componentes: el gabinete propiamente dicho o estructura, puertas, sistema de cierre, bisagras y la placa de montaje. Sobre esta última se montan los elementos componentes del tablero tales como el medidor de la energía eléctrica, los interruptores, los fusibles, entre otros.

Existen fábricas de gabinetes estándar, las cuales presentan líneas de productos modulares, es decir, tienen distintos tipos de gabinetes y partes del mismo, como ser conducto para barras, conducto para cables, zócalos y compartimientos de distintas dimensiones de acuerdo con el equipamiento que hay que montar en su interior. Según las necesidades se ensamblan las distintas partes para formar el conjunto que funcionalmente se necesite.

D.3. TABLEROS

D.3.6. Componentes

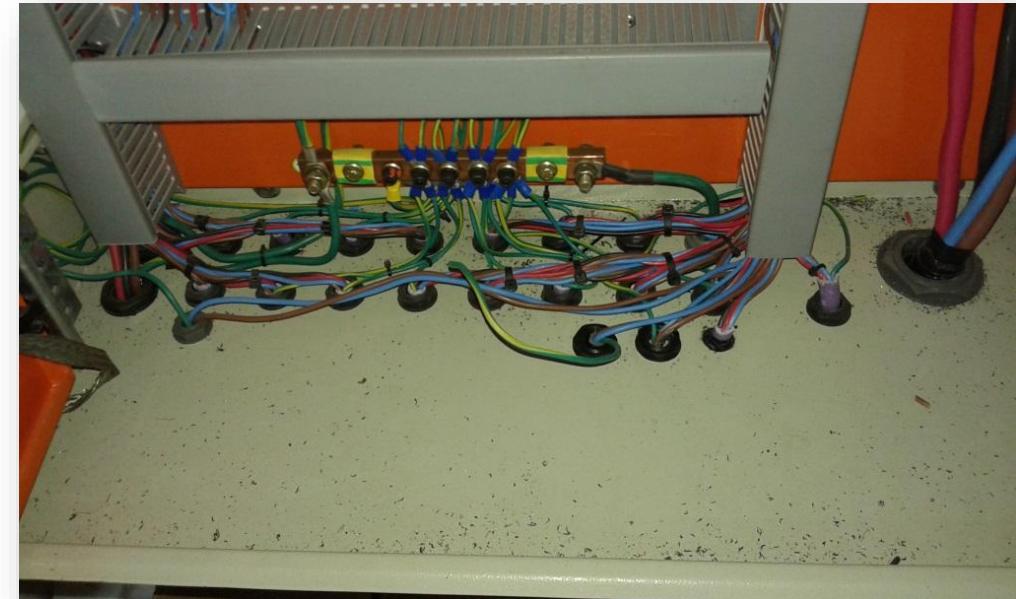
Los componentes **dependen de la función** a la que están destinados, por lo cual existe mucha variedad; se montan sobre placa de montaje o sobre las puertas, nunca sobre los laterales de los mismos.

- ✓ Para montaje sobre puertas, los elementos deben ser alimentados con tensión sin diferencia de potencial con respecto a tierra, o bien con tensión reducida (< 50V).
- ✓ Para montar los elementos sobre la placa de montaje, existen dos posibilidades: fijando los elementos **directamente** a la placa de montaje o sobre un **riel tipo DIN**, previamente fijado a la placa. El sistema de riel permite rápido montaje y desmontaje de los elementos, los que ya vienen preparados para disponerlos de esta manera y también para fijar a las placas de montaje.

D.3. TABLEROS

D.3.7. Puesta a tierra

Los tableros eléctricos deberán contar con un borne o una barra para la puesta a tierra, dependiendo del tamaño del mismo. A ellos se conectan, todas las partes metálicas no conductoras del tablero, los cables de protección PE (Verde-Amarillo) de los distintos circuitos y la puesta a tierra propiamente dicha del establecimiento.



D.3. TABLEROS

D.3.8. Montaje

El diseño del tablero determinará la forma de montaje, siendo posible que la misma sea:

- ✓ Embutida cuando se trata de los más pequeños.
- ✓ Sobre la superficie de la pared o estructura.
- ✓ Directamente sobre el piso.

En estos dos últimos casos, el montaje se lo debe hacer en forma rígida.

D.3. TABLEROS

D.3.9. Identificación

Todos los tableros deben estar claramente identificados en su frente mediante las señalizaciones normalizadas, tanto en la forma como con los colores correspondientes.



D.3. TABLEROS

D.3.10. Grado de protección mecánica

Las **condiciones ambientales** de los lugares donde se montan los componentes de los SEI tienen fundamental influencia sobre las formas constructivas de los mismos, entendiendo en este caso como tal a:

- ✓ Temperatura.
- ✓ Humedad.
- ✓ Altura.
- ✓ Polvo en suspensión.
- ✓ Presencia de agua.
- ✓ Presencia de Gases.
- ✓ Atmósferas explosivas.

D.3. TABLEROS

D.3.10. Grado de protección mecánica

El grado de protección mecánica se identifica con un número al cual se le anteponen las letras IP (*International Protection*) y dos dígitos, que significan:

- ✓ el 1º: protección contra la entrada de cuerpos sólidos,
- ✓ el 2º: protección contra la entrada de agua.



Ejemplo: un equipo o tablero señalado con IP45

- ✓ Primera cifra: protegido contra cuerpos sólidos superiores a 1 mm.
- ✓ Segunda cifra: protegido contra los chorros de agua en todas las direcciones.

D.3. TABLEROS

D.3.10. Grado de protección mecánica

La norma CEI 60529 establece para el primer dígito de que el equipo a ser certificado debe cumplir con alguna de las siguientes condiciones.

Nivel	Tamaño del objeto entrante	Efectivo contra
0	—	Sin protección
1	<50 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 50 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo.
2	<12.5 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 12,5 mm de diámetro) no debe llegar a entrar por completo.
3	<2.5 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 2,5 mm de diámetro) no debe entrar en lo más mínimo.
4	<1 mm	El elemento que debe utilizarse para la prueba (esfera de 1 mm de diámetro) no debe entrar en lo más mínimo.
5	Protección contra polvo	La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento.
6	Protección fuerte contra polvo	El polvo no debe entrar bajo ninguna circunstancia

D.3. TABLEROS

D.3.10. Grado de protección mecánica

Segundo dígito (IP - [] [X])

La norma CEI 60529 establece para el segundo dígito que el equipo a ser certificado debe cumplir con alguna de las siguientes condiciones

Nivel	Protección frente a	Método de prueba	Resultados
0	Sin protección.	Ninguno	El agua entrará en el equipamiento en poco tiempo.
1	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, desde 200 mm de altura respecto del equipo, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto)
2	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto). Dicha prueba se realizará cuatro veces a razón de una por cada giro de 15° tanto en sentido vertical como horizontal, partiendo cada vez de la posición normal de trabajo.
3	Agua nebulizada. (spray)	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua nebulizada en un ángulo de hasta 60° a derecha e izquierda de la vertical a un promedio de 11 litros por minuto y a una presión de 80-100 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
4	Chorros de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada desde cualquier ángulo a un promedio de 10 litros por minuto y a una presión de 80-100 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
5	Chorros de agua.	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6,3 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litros por minuto y a una presión de 30 kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.
6	Chorros muy potentes de agua.	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual.	No debe entrar el agua arrojada a chorros (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 12,5 mm de diámetro, a un promedio de 100 litros por minuto y a una presión de 100 kN/m ² durante no menos de 3 minutos y a una distancia que no sea menor de 3 metros.
7	Inmersión completa en agua.	El objeto debe soportar sin filtración alguna la inmersión completa a 1 metro durante 30 minutos.	No va a entrar agua.
8	Inmersión completa y continua en agua.	El equipamiento eléctrico / electrónico debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa y continua a la profundidad y durante el tiempo que especifique el fabricante del producto con el acuerdo del cliente, pero siempre que resulten condiciones más severas que las especificadas para el valor 7.	No va a entrar agua
9K	Potentes chorros de agua a alta temperatura	Protegido en contra de chorros de corto alcance a alta presión y de alta temperatura.	Duración del Test: Volumen de agua: 14–16 litros por minuto Presión: [8000–10000 kPa / 80–100 Bar] distancia de 0.1–0.15 m Temperatura del agua: 80 °C

(El nivel IPx9K es definido en la estándar alemán DIN 40050-9, y no en la CEI 60529).

D.3. TABLEROS

D.3.11. Ubicación de los tableros

Los tableros eléctricos deben ser montados naturalmente en lugares preferiblemente:

- ✓ Secos.
- ✓ Frescos.
- ✓ Ventilados.
- ✓ De fácil acceso externo.
- ✓ Bien iluminados.
- ✓ Permitir la reparación y/o el mantenimiento segura y cómodamente.
- ✓ Facilidad de acceso para operar sobre los distintos componentes.
- ✓ Debe tener en cuenta la seguridad del operador.

En determinados proyectos se les destina un local específico para este fin.

D.3. TABLEROS

D.3.11. Ubicación de los tableros

DISTANCIAS MÍNIMAS. En general, si el tablero tiene acceso **solamente por el frente** se deberá dejar un **espacio mínimo de 1 m.** En cambio, si tiene ingreso por el frente y en la parte posterior, se deberá dejar para esta última una **distancia mínima de 0.7 m.** De existir pasillos en los laterales la distancia mínima será también de 0.7 m.

En cuanto a las salas exclusivas para alojar el tablero, si:

Longitud de Gabinete < 2 m  1 sola abertura de entrada-salida

Longitud de Gabinete > 2 m  2 aberturas de entrada-salida en diagonal.

D.3. TABLEROS

D.3.12. Mejora de la eficiencia

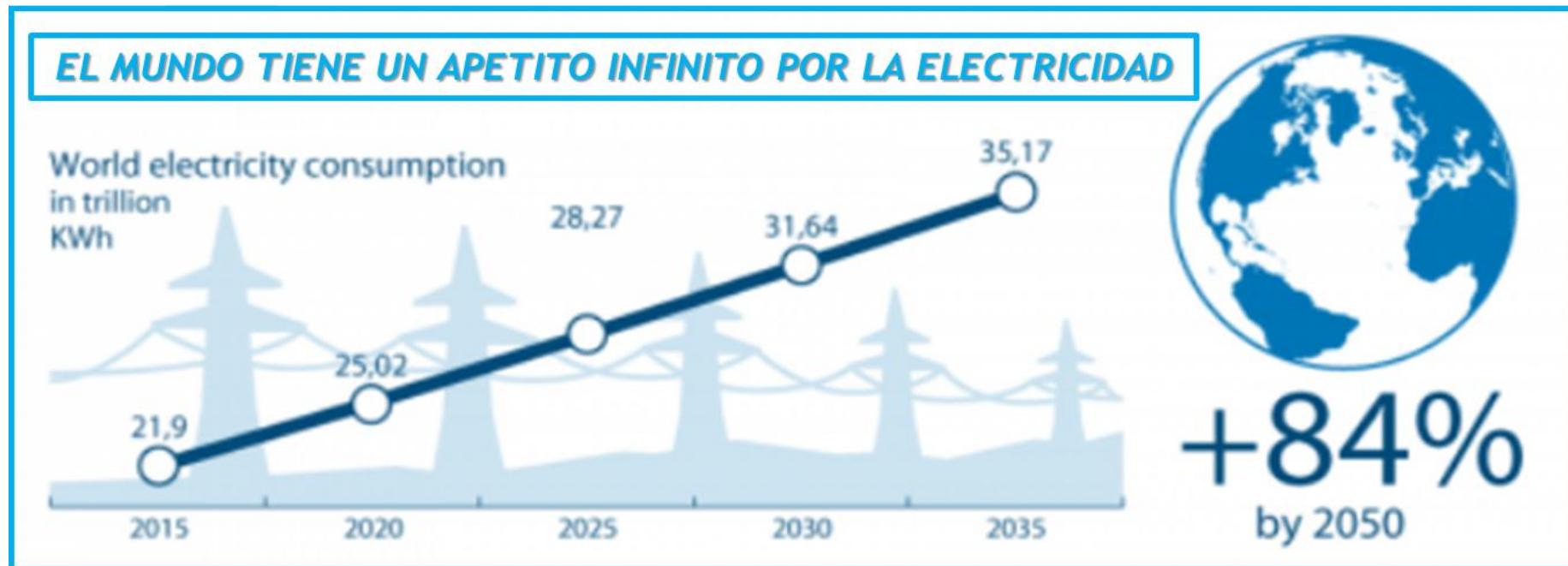
Se debe considerar:

- ✓ El diseño de Barras de Cobre para la Distribución Interna debe realizarse con **bajas densidad de corriente**, logrando menores pérdidas Joule (I^2*R). Considerar a plena carga una sobre elevación de temperatura de 35°C.
- ✓ Favorecer, en lo posible, en los tableros y sus salas, el uso de la **convección natural** para la ventilación de los mismos.
- ✓ Las salas de tablero deben tener buena **iluminación natural**.
- ✓ En sistemas trifásicos **equilibrar las cargas** en cada fase.
- ✓ Ubicar Tablero Principal/secundarios, en el **Baricentro Eléctrico** de la instalación/los equipos, para el mejor dimensionamiento de conductores, disminuyendo pérdidas y caídas de tensión.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

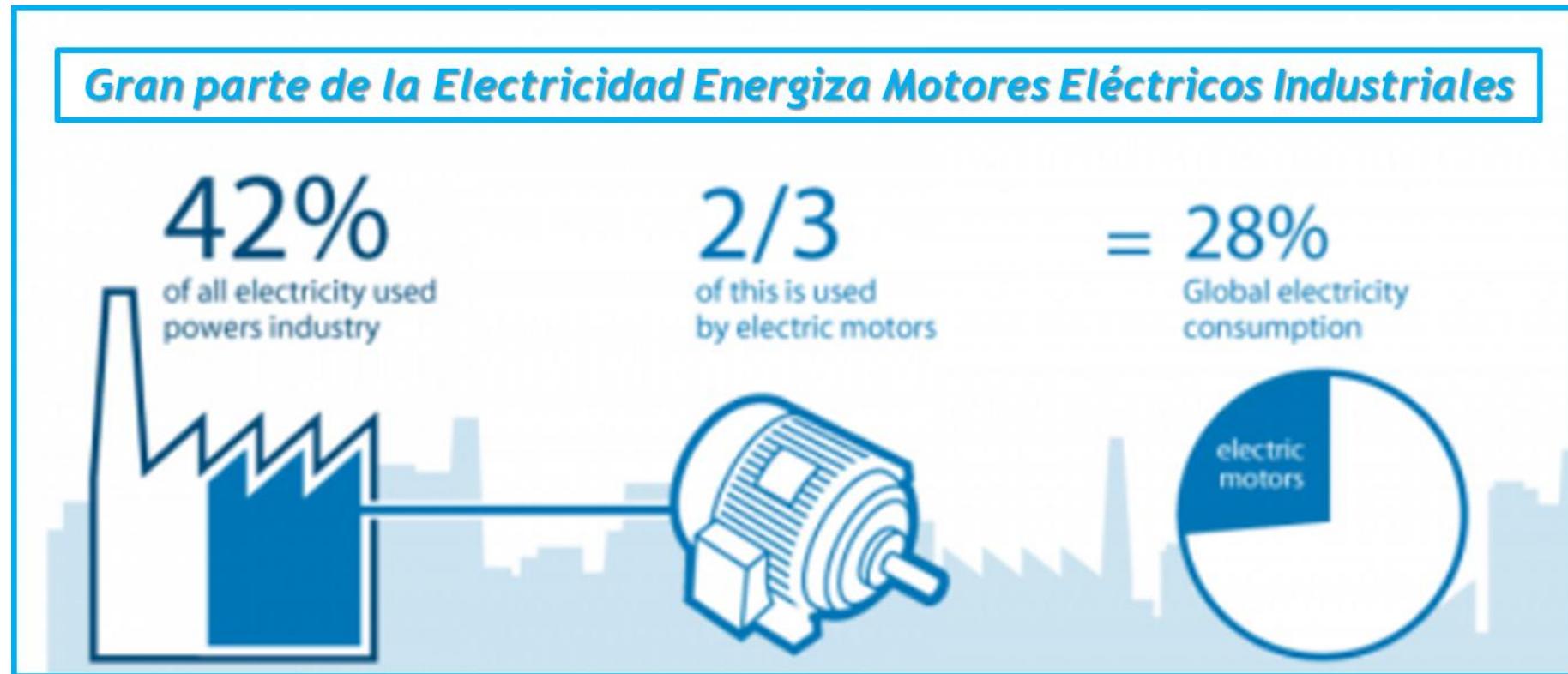
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción

Utilizando tecnología actualmente disponible podemos hacer que millones de motores sean más eficientes.

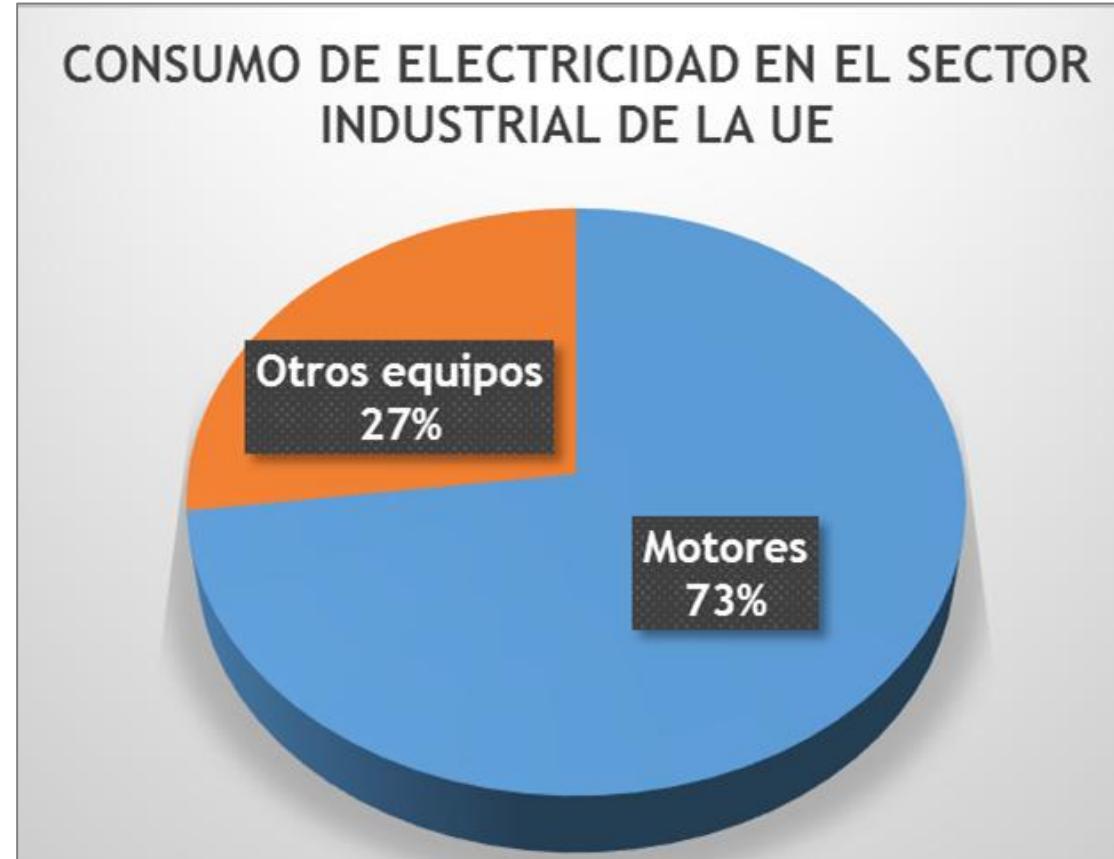
La eficiencia energética pueden reducir el consumo mas del

60%



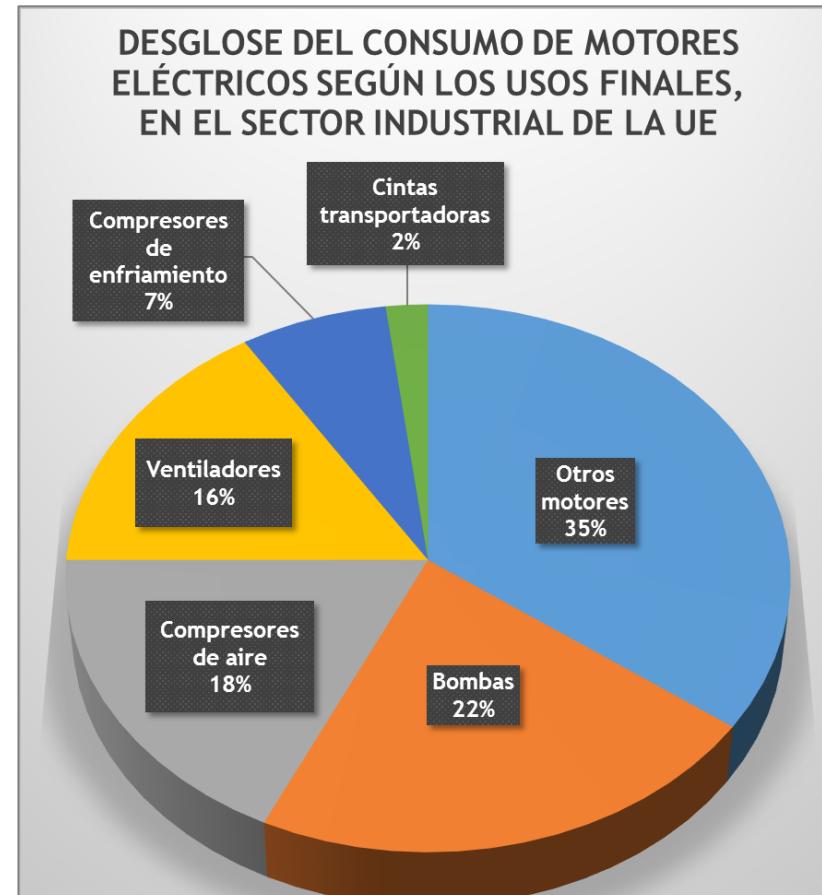
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción

SITUACIÓN ARGENTINA. En el año **2022**, la industria argentina absorbió **33.18 TWh** (incluyendo autogeneración), es decir, el **29 %** de los **114.43 TWh** totales consumido por el país (*).

Puede estimarse que la participación de los motores eléctricos asincrónicos trifásicos en el sector industrial osciló entre el 50 % al 75 % constituyéndose, en el uso final de energía eléctrica más importante en la Argentina totalizando entre **14.5 % (16.59 TWh)** y **21.75 % (24.89 TWh)** del consumo total de electricidad.

(*) *Informe estadístico eléctrico 2022 – Secretaría de Energía. República Argentina.*

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.1. Introducción

Participación del Tipo de Equipo en el consumo de Energía Neta en Fuerza Motriz en Industrias Muy Grandes



Fuente: Eficiencia energética en Argentina (2021)

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.2. Eficiencia de un sistema de motores eléctricos

La eficiencia de los sistemas de Motores depende de varios factores, entre los que se incluyen:

- ✓ Eficiencia del Motor.
- ✓ Control de la Velocidad y del Par Motor.
- ✓ Dimensionamiento Correcto.
- ✓ Calidad del Suministro Eléctrico.
- ✓ Pérdidas por Distribución.
- ✓ Transmisión Mecánica.
- ✓ Prácticas de Mantenimiento.
- ✓ Eficiencia del Uso Final (bomba hidráulica, ventilador, compresor, entre otros)

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.2. Eficiencia de un sistema de motores eléctricos

$$\eta = \frac{P_{SALIDA\ (ÚTIL)}}{P_{ENTRADA}} = \frac{P_{EJE}}{P_{ELÉCTRICA}}$$

$$\eta = 1 - \frac{P_{PÉRDIDAS}}{P_{ENTRADA}}$$

$$P_{EJE} = T \cdot \omega$$

$$\eta_{SISTEMA} = \eta_{CONEXIÓN} \cdot \eta_{MOTOR} \cdot \eta_{TRANSMISIÓN} \cdot \eta_{USO-FINAL} = \frac{P_{ÚTIL}}{P_{ENTRADA}}$$

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.2. Eficiencia de un sistema de motores eléctricos

	Componentes eléctricos	Componentes mecánicos	Aplicación	Automatización de la fábrica	Recuperación de energía
Tipos de servicio	Mantenimiento correcto y periódico				
	S1 Servicio continuo	Motores energéticamente eficientes Dispositivos de corrección del factor de potencia	Engranajes, correas, etc. energét. eficientes Bombas, ventil., compresores, etc. energét. eficientes	Sistemas de variadores de velocidad Reducción de las pérdidas de transmisión eléct.	El suministro eléctrico más eficiente Modo de baja energía durante las paradas
	S2 S. temporal	Usar los componentes más económicos			
S3...S10 Servicio intermitente	Arranque suave con control de frecuencia	Minimiza la inercia rotacional	Sistemas de variadores de velocidad Masa y flujo optimizados	El suministro eléctrico más eficiente Modo de baja energía durante las paradas	Frenado regenerativo Acoplamiento a un vínculo de CC Baterías, ultracapacitores, baterías inerciales

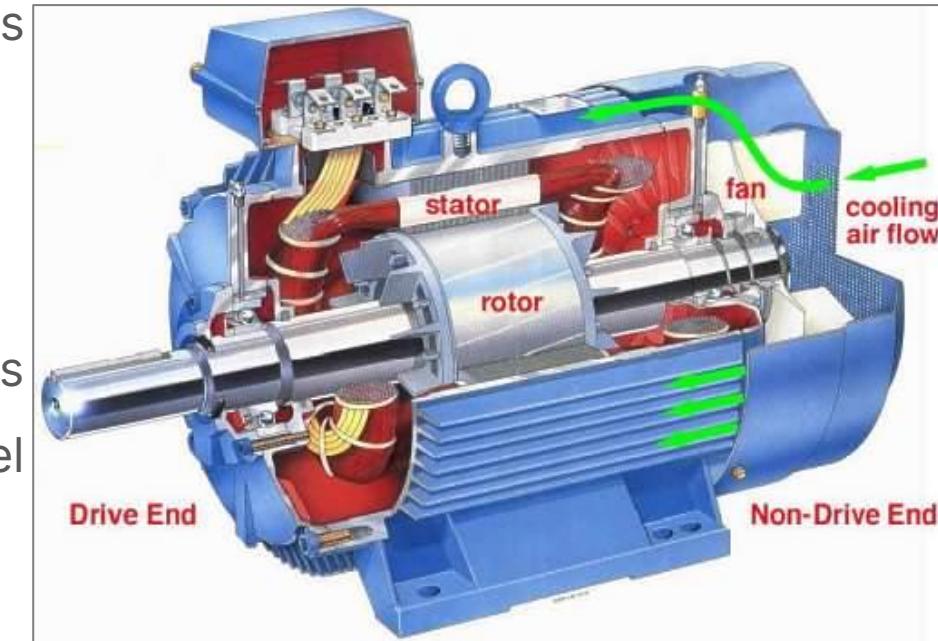
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.3. Principios operativos de los motores eléctricos

Todos los motores eléctricos tienen dos partes básicas:

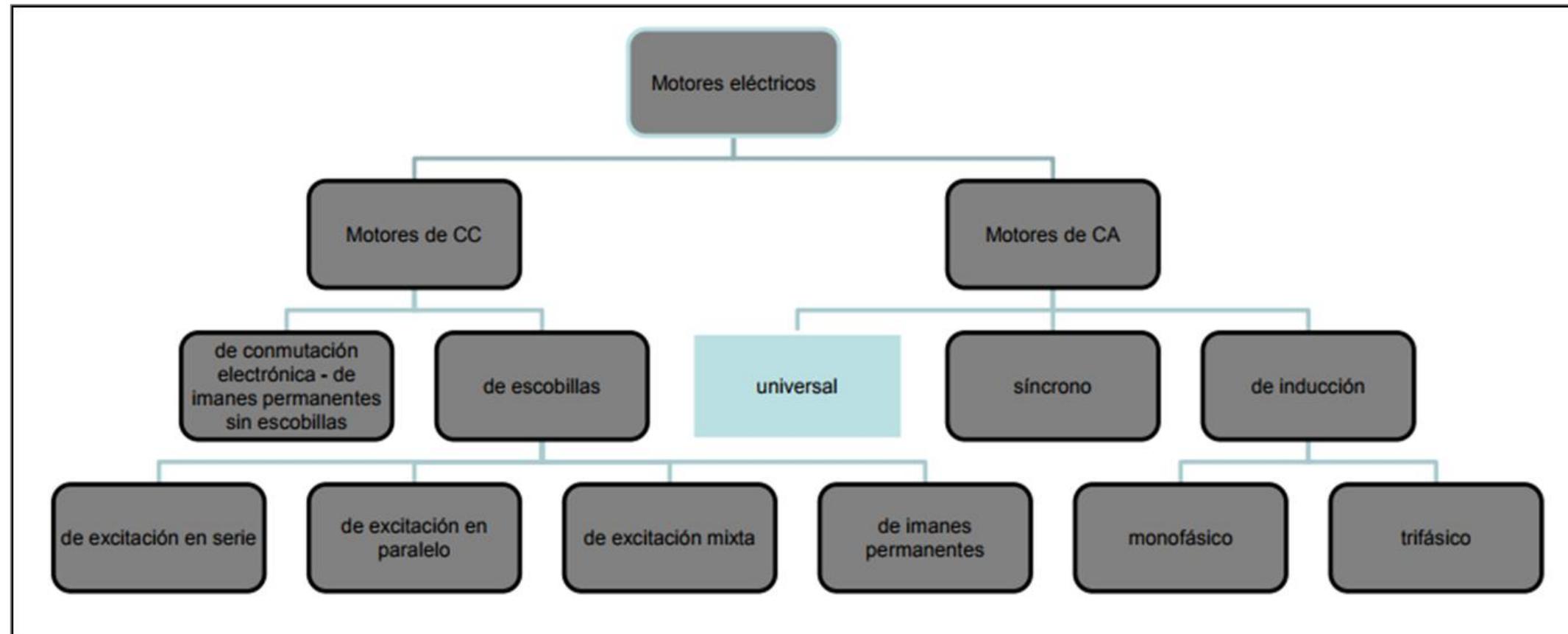
- ✓ El estator (parte fija).
- ✓ El rotor (parte giratoria).

El diseño y fabricación de estos dos componentes determina la clasificación y las características del motor.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.4. Tipos



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

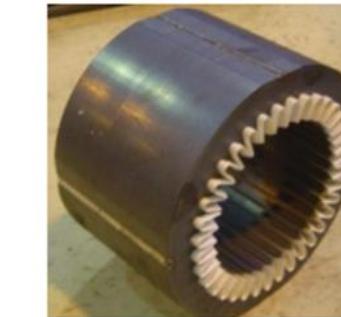
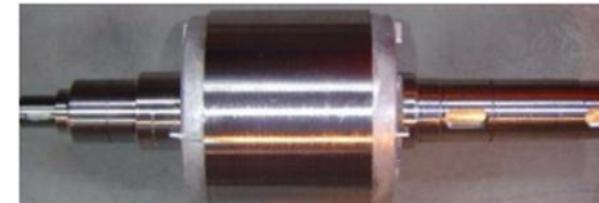
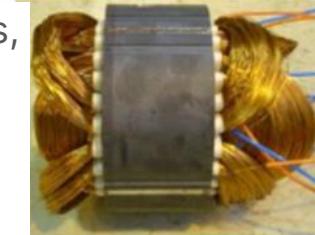
Gracias a la **electrónica de control**, que permite regular la velocidad de un modo simple y eficazmente, las aplicaciones que priorizaban el uso de motores sujetos a tener **en su propio comportamiento intrínseco** la posibilidad de regular la velocidad (motores de cc o motores de anillos) cedieron su puesto a **motores asíncronos**, particularmente a los de tipo **jaula de ardilla**, utilizados comúnmente para controlar: bombas, ventiladores, compresores y muchas otras aplicaciones industriales.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

Se usan en más del 90 % de los sistemas de motores eléctricos, debido a:

- ✓ Buena eficiencia y alta fiabilidad (mantenimiento reducido)
- ✓ Bajo costo (en comparación con otros tipos de motor)
- ✓ Fáciles de controlar cuando se los alimenta con un VSD



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA. Breve descripción de las principales partes que componen el mecanismo de rotación, donde se generan fenómenos eléctricos de los que deriva su funcionamiento.

Describiremos:

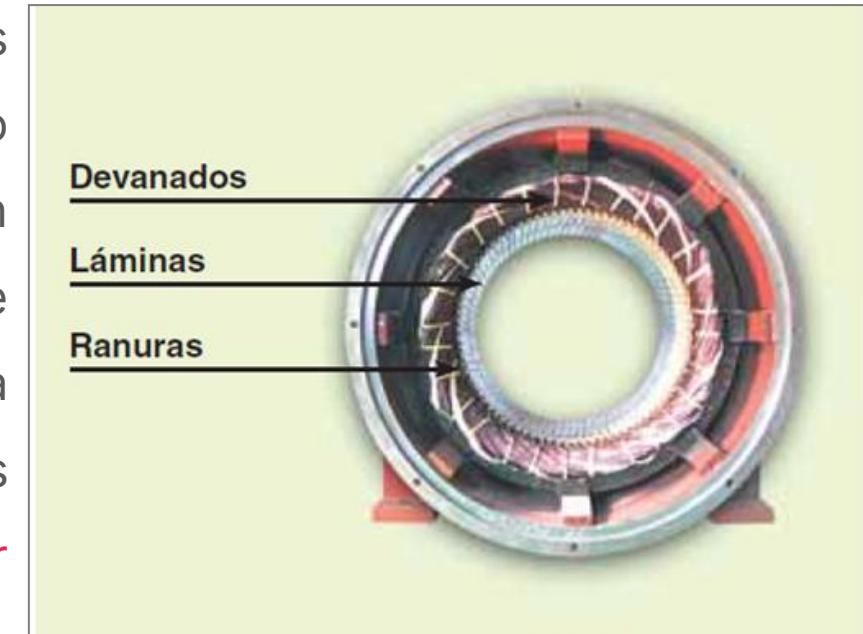
- ✓ Estator
- ✓ Rotor
- ✓ Otros Componentes

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA

❖ Estator. Conjunto de **partes fijas** cuya función es sostener, la máquina, es la parte del circuito magnético que contiene los devanados inductores alojados en ranuras adecuadas. Está constituido por láminas de acero al silicio aisladas entre sí. De su estructura depende lo concerniente a los flujos magnéticos variables en el tiempo que provocan **pérdidas por Histéresis y corrientes de Foucault**.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA

❖ Estatotor. En las ranuras adecuadas de la estructura, se insertan tres devanados primarios (cada uno formado por más devanados interconectados), a los que se les aplica tensión, generando el campo magnético rotante.

Los devanados estatóricos trifásicos pueden conectarse en **estrella (Y)** o **triángulo (Δ)**, (si la bornera dispone de 6 bornes), permitiendo alimentar un mismo motor con **tensiones trifásicas distintas**.

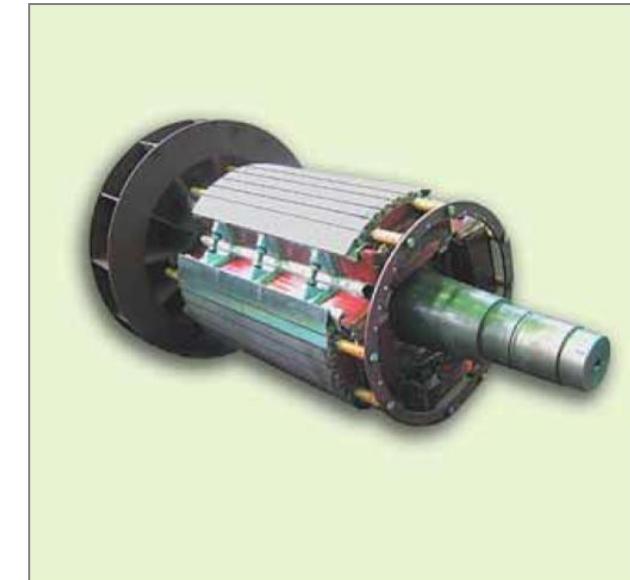
Ejemplo: Podría ser 220 V Δ – 380 VY o 380 V Δ – 690 VY donde el símbolo Δ o Y se refiere a la conexión de los devanados del estator.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA.

❖ Rotor. Alojado en el **interior del estator**, forma el circuito inducido de la máquina. Para un motor jaula de ardilla, el rotor está constituido por un sistema de **barras conductoras** (Cu o Al) paralelas al eje de rotación, inyectadas directamente en las ranuras practicadas en toda la periferia externa del núcleo ferro magnético.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA.

- ❖ Rotor. Las barras se cierran en **cortocircuito** con dos anillos conductores posicionados en los extremos, que constituyen, también la fijación mecánica de las barras. Se obtiene un rotor compacto y robusto, al que se le fija el eje del rotor.
El **campo magnético inducido**, que constituye el principio funcional del motor, hace girar el eje del motor convirtiendo así, energía eléctrica en energía mecánica.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA.

❖ Rotor

Detalles constructivos motor 450 kW



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA.

Otros componentes presentes son:

- ✓ Los dos **cojinetes** montados sobre las tapas del estator, donde apoya el eje del motor.
- ✓ La **carcasa**, que en sus aletas elimina el calor producido principalmente por el estator y contiene la bornera de conexión.
- ✓ El **ventilador** que proporciona la refrigeración.

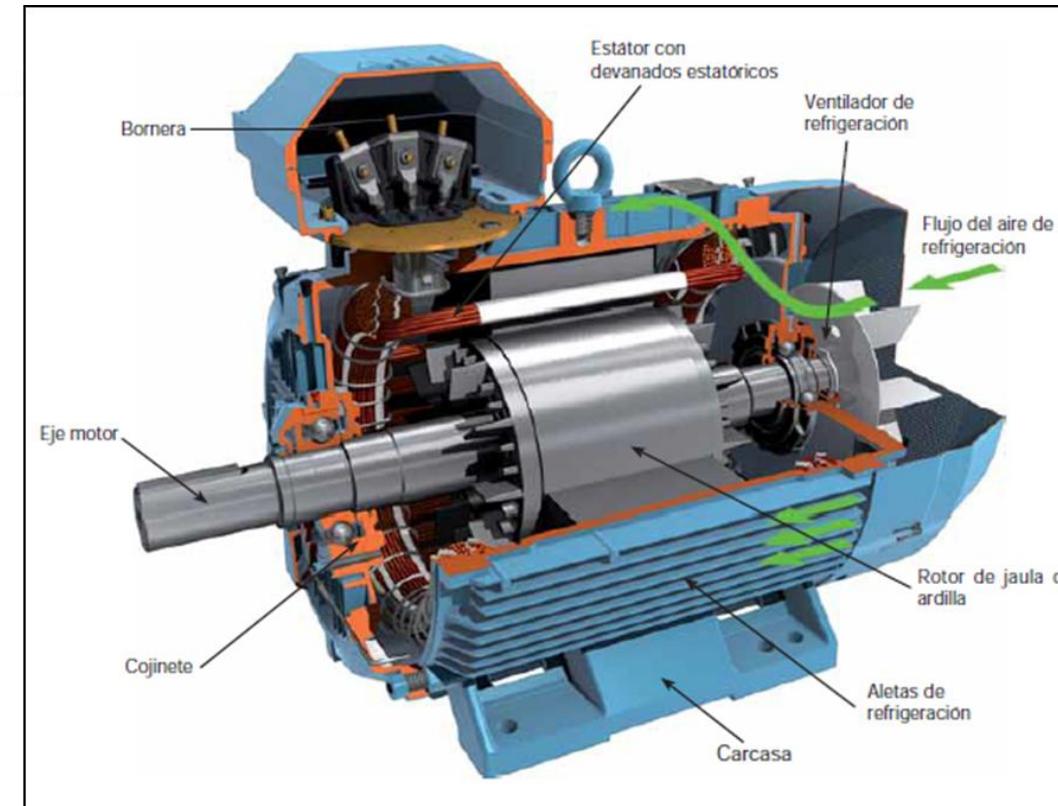


D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ESTRUCTURA DEL MOTOR ASÍNCRONO JAULA DE ARDILLA.

Vista del conjunto



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. El motor asíncrono es un tipo de motor eléctrico de CA donde la frecuencia de rotación no es igual sino **inferior** a la frecuencia de la red. Es decir, **no es sincrónico** con la misma.

Energizando el circuito del estator, se produce un campo magnético rotante con **velocidad de sincronismo (n_0)** ligada a la frecuencia de la red. El rotor, cerrado en cortocircuito y sometido al campo magnético del estator, produce una fuerza electromotriz inducida generando corrientes cuyo efecto es el de crear el par motor que hace girar el rotor a fin de oponerse a la causa que las ha generado (ley de Lenz).

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. El rotor acelera tendiendo idealmente a la velocidad de sincronismo, a la que correspondería un par motor nulo. Realmente, el motor alcanzará una velocidad inferior (concepto de deslizamiento, como diferencia de velocidad entre el campo magnético estático y la velocidad del rotor) tal que:

- ✓ *En vacío (sin carga externa conectada al eje del motor) el par motor iguala los pares de fricción y ventilación.*
- ✓ *En carga el par motor iguala la suma de los pares precedentes y del par de resistencia aplicado al eje.*

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. La velocidad donde el motor **no produce par** se llama **velocidad de sincronismo**. Esta velocidad está ligada a la frecuencia de alimentación y al número de pares de polos de la relación:

$$n_0 = \frac{(60 \cdot f)}{p}$$

donde:

n_0 es la velocidad de sincronismo en vueltas por minuto [rpm]

f es la frecuencia de la red de alimentación [Hz]

p es el número de pares de polos (los pares de polos se determinan dividiendo entre dos el número de polos que presenta el motor).

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. Con la fórmula precedente, en el caso de, por ejemplo, un motor con ocho polos (cuatro pares de polos) alimentado a 50 Hz, es posible obtener la velocidad de sincronismo n_0 que viene a ser: $n_0 = (60 * 50)/4 = 750$ rpm

Número de polos	Velocidad de sincronismo (n_0)
4	1500
6	1000
8	750
10	600

Velocidad de sincronismo del motor asíncrono trifásico en función del número de polos para una frecuencia de 50 Hz

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. Funcionando normalmente, el rotor (por lo tanto, el eje), presenta una velocidad inferior a n_0 . Incluso en vacío, (sin carga aplicada), no se alcanza la velocidad de sincronismo debido a las pérdidas intrínsecas del motor, por ejemplo, la fricción de los cojinetes del eje que ofrecen un pequeño par resistente.

De la diferencia entre la velocidad de rotación del rotor n y del campo magnético del estator n_0 se puede definir una velocidad relativa n_s .

expresada con la expresión $n_s = n_0 - n$ y definida con propiedad como **velocidad de deslizamiento**.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. El deslizamiento s se definirá como:

$$s = \frac{(n_0 - n)}{n_0}$$

Entonces si:

$n = 0 \rightarrow$ rotor parado, por lo que $s = 1$ (rotor bloqueado)

$n = n_0 \rightarrow$ rotor con velocidad de sincronismo, por lo que $s = 0$ (sólo teórica)

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. Los motores asíncronos funcionando a plena carga posee valores comprendidos entre **3 % y 7 %**, (los valores inferiores corresponden a motores de potencia elevada).

Siguiendo con el ejemplo del motor anterior, caracterizado por una velocidad de sincronismo de 750 rpm, suponiendo un deslizamiento del 4 %, la velocidad real en condiciones normales sería:

$$n = n_0 - (s * n_0) = 750 - (0.04 * 750) = 720 \text{ rpm}$$

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

TIPOS DE ARRANQUE. El arranque del motor asíncrono trifásico, (cuando no se necesite variar la velocidad), puede realizarse de diversas formas diferenciadas por el modo de **aplicar la tensión a los devanados estáticos** y por el valor de los parámetros eléctricos y mecánicos que producen, por ejemplo, esfuerzos sobre la máquina eléctrica, cada uno con parámetros de par inicial de arranque de valores muy diversos. Los más comunes son los siguientes:

- ✓ Arranque Directo
- ✓ Arranques a Tensión Reducida
 - Estrella Triángulo
 - Autotransformador
 - Reactancia o Resistencias Estáticas.
 - Arranque Suave o Soft Starters.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

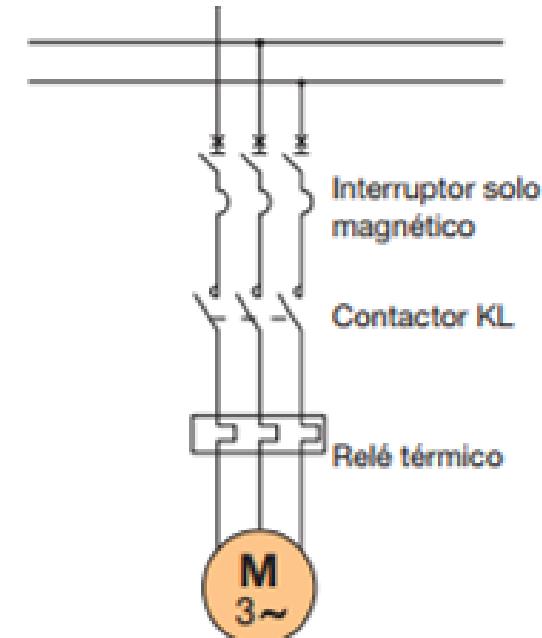
D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE DIRECTO EN LINEA “DOL” (DIRECT ON LINE).

Sistema más simple y económico para arrancar motores asincrónicos de jaula. Es el más utilizado. Se realiza la conexión directa a la red de alimentación, por lo tanto, el arranque es a plena tensión y con frecuencia constante, desarrollando un par de arranque elevado con tiempos de aceleración media muy reducidos.

Se aplica a motores de poca potencia incluso con arranque a plena carga.

Esquema del principio de arranque directo



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE DIRECTO "DOL" (DIRECT ON LINE, "DIRECTO EN LÍNEA"). Sus inconvenientes son:

- ✓ Elevada corriente de arranque, Inicialmente 10 o 12 veces I_n , decreciendo a 6 u 8 veces, permaneciendo en este rango hasta alcanzar la velocidad de par máxima.
- ✓ Esfuerzos electrodinámicos, en cables de conexión y devanados del motor.
- ✓ Violentas aceleraciones que comprometen a los elementos mecánicos.
- ✓ Problemas eléctricos (caídas de tensión) en línea de alimentación del motor y aparente* conectada a la misma.

(*) Equipo, aparato o material previsto para ser conectado a un circuito eléctrico con el fin de asegurar una o varias de las siguientes funciones: protección, control, seccionamiento, conexión.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA. Los sistemas de arranque con tensión reducida conectan el motor a la red de alimentación eléctrica en forma indirecta. Implica una reducción de la corriente de arranque, junto a la reducción del par inicial de arranque.

Los tipos más comunes de arranque a tensión reducida son:

- ✓ Estrella-triángulo.
- ✓ Autotransformador.
- ✓ Reactores o resistencias estatáticas.
- ✓ Arrancador suave/Variador de velocidad (adapta la curva de par del motor a la curva de la carga).

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | ESTRELLA-TRIÁNGULO Y/Δ. Es el método de arranque con tensión reducida más frecuente, disminuye los esfuerzos mecánicos y limita las corrientes de arranque; por contra, dispone de un **bajo par de arranque inicial**.

Se utiliza en motores con 6 bornes (doble tensión de alimentación).

Ideal para arranques en vacío o con cargas de par bajo y constante o ligeramente creciente, como es el caso de ventiladores o bombas centrífugas de poca potencia.

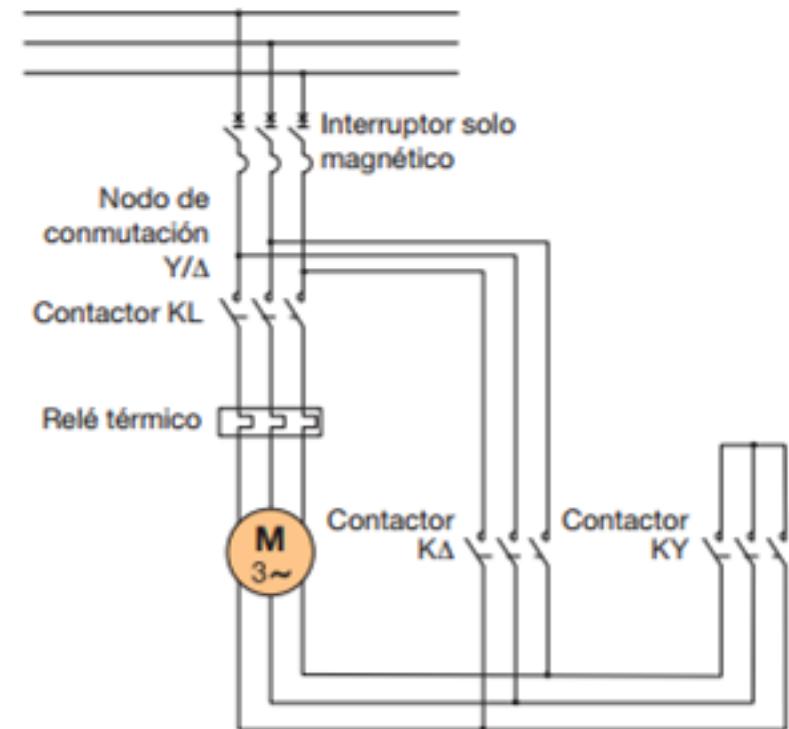
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | ESTRELLA-TRIÁNGULO Y/Δ. La fase inicial de arranque de los devanados en estrella se realiza con el cierre del interruptor, del contactor de línea KL y de estrella KY.

Tras un periodo de tiempo, debidamente calibrado se pasa a la conexión de los devanados en Δ a través de la apertura del contactor KY y el cierre de K Δ , que es la configuración de la marcha de régimen.

Esquema del principio de arranque en estrella/triángulo

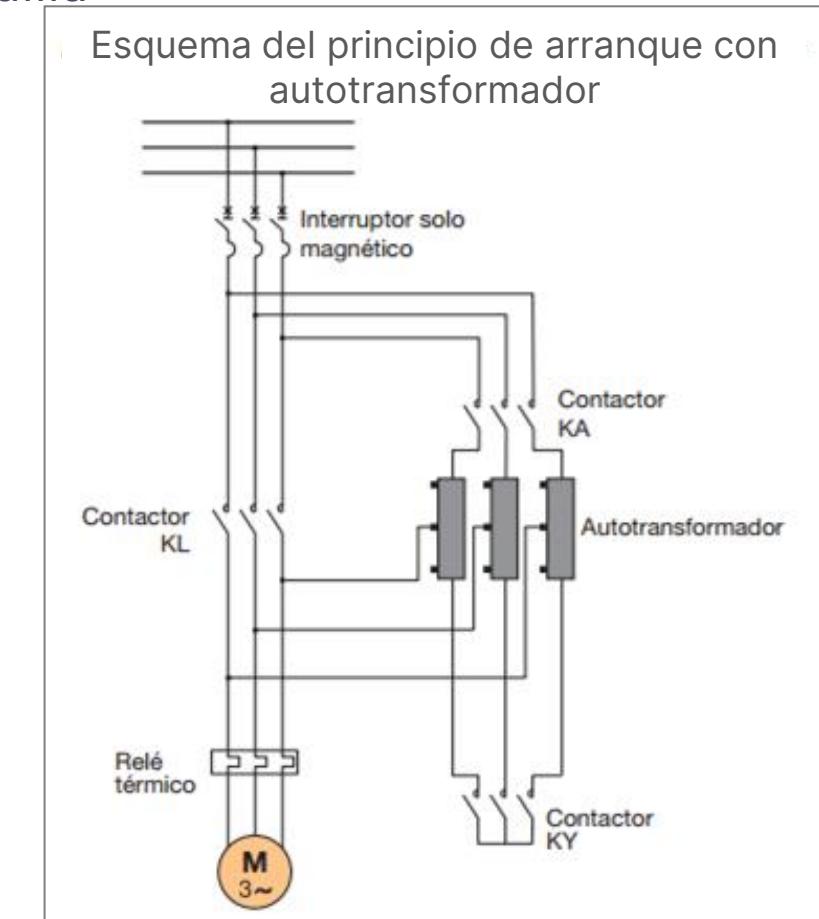


D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | POR AUTOTRANSFORMADOR (AT). La tensión de alimentación reducida se logra con un AT con toma fija o con uno de varias tomas, o con tensión variable continua.

En el arranque con AT, el motor se conecta a una tomas del AT (interruptor magnético cerrado, KA cerrado, KY cerrado) reduciendo la tensión de red K veces.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | POR AUTOTRANSFORMADOR (AT). La corriente en el primario del AT, y también en la línea, se reduce **k^2 veces**. Al reducirse la tensión "k" veces, el par inicial de arranque se reducirá k^2 veces respecto del arranque a plena tensión.

Cuando el motor alcanza entre el 80 % - 90 % de su velocidad de régimen, el contactor KY se abre y el motor continúa siendo alimentado con tensión reducida por la inductancia de los devanados del AT. En este momento se cierra el contactor KL y se abre el contactor KA de forma que el motor se alimenta directamente de la red.

El arranque con AT es costoso, más que un arranque Y/Δ. Se aplica en motores jaula de ardilla de media o alta potencia con inercia elevada.

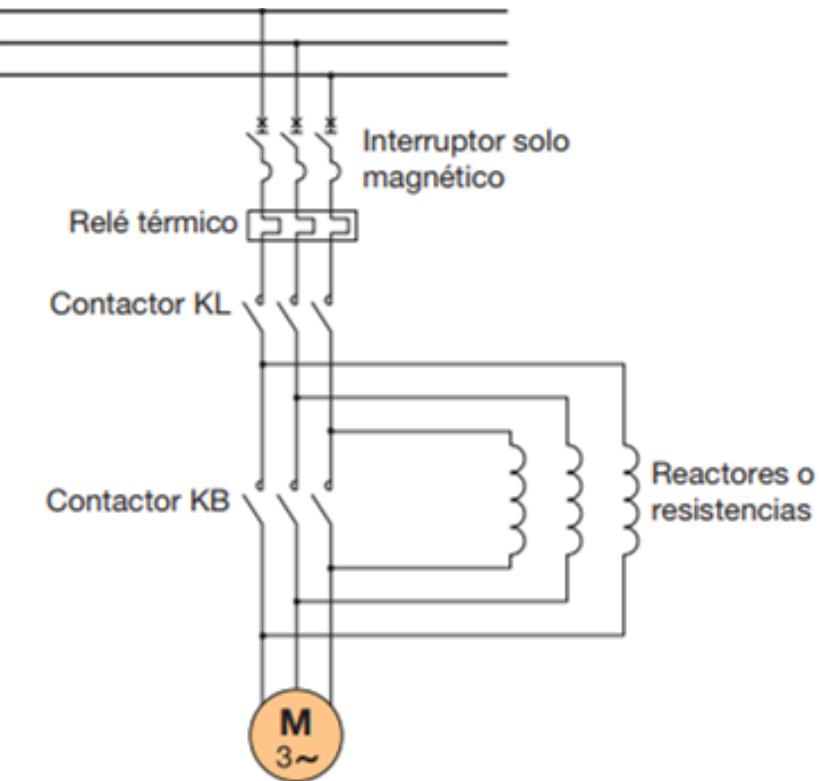
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | CON REACTORES O RESISTENCIAS ESTATÓRICAS. Este arranque es ideal para rotores de jaula de ardilla. La caída de la tensión se produce por reactores o resistencias en serie con el estator en la fase de arranque (KL cerrado, KB abierto).

La tensión que alimenta al motor en la fase inicial disminuye k veces respecto a la tensión de red, a la que corresponde una disminución del par de " k^2 " veces.

Esquema del principio de arranque con reactores o resistencias estatáticas



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | CON REACTORES O RESISTENCIAS ESTATÓRICAS.

La corriente inicial de arranque se limita a la mitad de la obtenida con el arranque a plena tensión. Una vez acelerado, los reactores o las resistencias son excluidos (cierre de KB) y el motor vuelve a poseer los parámetros relativos a tensión plena.

El método acarrea algunas consecuencias en la fase de arranque, como el **descenso del FdP a causa de las reactancias** y un **elevado recalentamiento** producido por la disipación de potencia en las resistencias.

Es un sistema adoptado típicamente por máquinas con gran inercia que no necesitan de valores de par y corriente particularmente altos durante el arranque.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | CON ARRANCADOR SUAVE. Tiene una inversión económica inicial considerable, utiliza arrancadores estáticos electrónicos (soft starters o arrancadores suaves). Estos dispositivos, permiten:

- ✓ Reducir la corriente de arranque.
- ✓ Determinar el par.
- ✓ Fijar el tiempo de arranque.

Es posible la alimentación gradual del motor con incremento durante todo el procedimiento, obteniendo un **arranque lineal**, sin esfuerzos eléctricos o mecánicos característicos de arranques directos y/o en Y/Δ.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

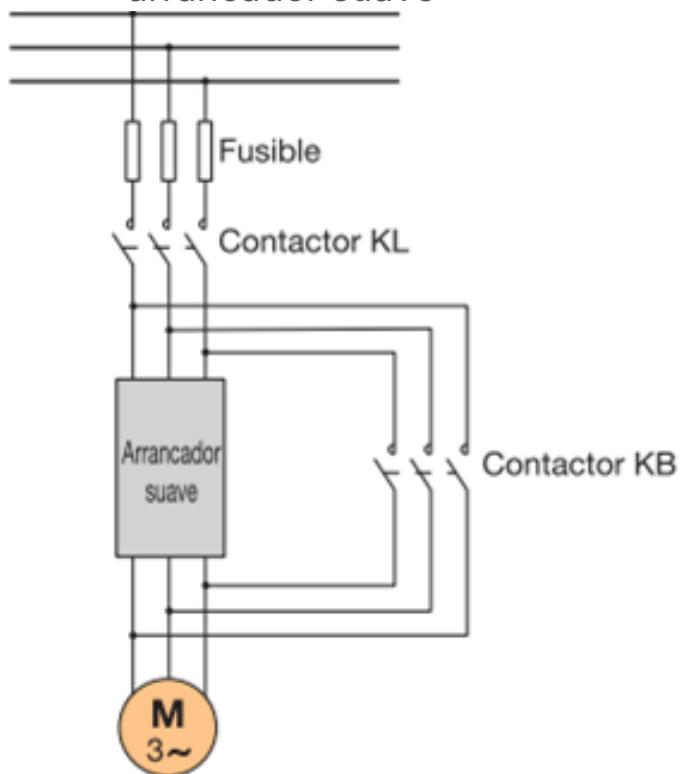
D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | CON ARRANCADOR SUAVE. El arrancador suave está constituido por dos partes:

1. Unidad de Potencia: Sus principales componentes son los tiristores y el disipador térmico.
2. Unidad de Mando y Control: Posee un microprocesador que comanda el disparo de los tiristores.

El esquema de conexión típico utilizado se define como *en línea*.

Esquema del principio de arranque con arrancador suave



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

ARRANQUE CON TENSIÓN REDUCIDA | CON ARRANCADOR SUAVE. Los fusibles **pueden sustituirse por un interruptor**, (no protegiendo los tiristores de apropiadamente en caso de cortocircuito).

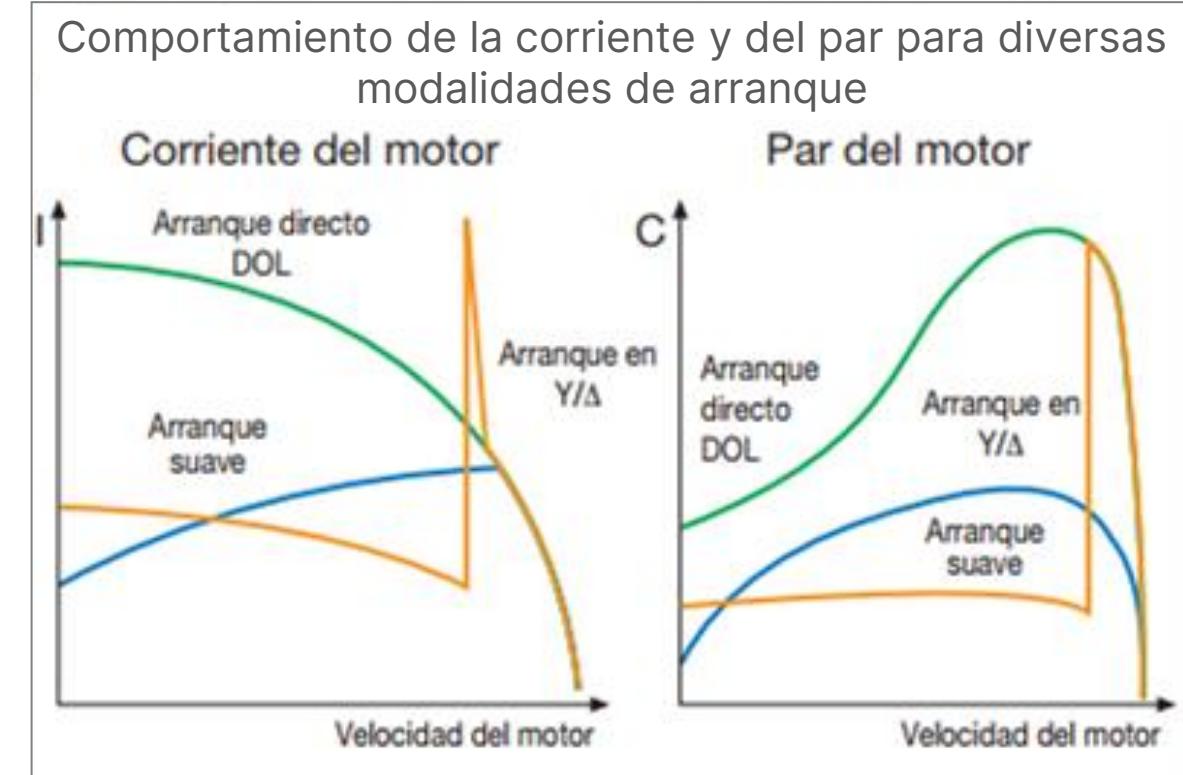
Si el arrancador suave no incorpora protección térmica interna, se utiliza un relé térmico externo aguas arriba del nodo de bypass.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

Para las modalidades de arranque directo, estrella/tríangulo y con arrancador suave, ilustramos, el comportamiento típico de la corriente de arranque y del par requeridos por el motor.

Probablemente el arranque más equilibrado sea el arranque con arrancador suave .



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPALES PARÁMETROS. Un motor se caracteriza por **diversos parámetros eléctricos y constructivos** que identifican su correcta aplicación. El conjunto de todos los parámetros constituye los datos de identificación de la máquina y figuran en la placa.

Describiremos los principales parámetros contenidos en los datos de placa, más genéricos, para los parámetros de naturaleza eléctrica, que son los más notables y los de más fácil interpretación y prestando más atención sobre los que quizás sean menos conocidos y relativos a las condiciones de trabajo o ambientales.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPALES PARÁMETROS. Los parámetros eléctricos y mecánicos que constituyen los datos de la placa de un motor identifican las prestaciones nominales y son:

- i. Potencia en kW representa la potencia mecánica nominal disponible en el eje.
- ii. Tensión de Alimentación, por ejemplo 220 V Δ o 380 VY.
- iii. Intensidad Nominal asociada a la potencia y a la tensión a través de los parámetros de rendimiento η y factor de potencia nominal $\cos \phi$;
- iv. Velocidad de Rotación en rpm relativa a la frecuencia (50 Hz o 60 Hz) y al número de polos.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPALES PARÁMETROS. Otra información de placa es:

- ✓ Tipo de Servicio. Sirve para determinar las características nominales que la máquina debe tener en función del tipo de servicio. Si no se especifica se considera tipo de servicio S1 (servicio continuo).
- ✓ Grado de Protección. Clasificación IP. Ya considerado.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPALES PARÁMETROS. Otra información de placa es:

- ✓ Clase Térmica. Indica el límite de temperatura admitido por los devanados. Se expresa por la clase de aislamiento identificada con letras, asociadas a la temperatura máxima admitida por los devanados.

Referencias para la clase térmica y la temperatura relativa

Clase térmica	Clase de temperatura
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.5. Motores asincrónicos o de inducción tipo jaula de ardilla

PRINCIPALES PARÁMETROS. Otros códigos que permiten detallar aún más los tipos de motor:

- ✓ Código IC: designación relativa al método de enfriamiento. Compuesta por cifras y letras que representan la **disposición del circuito**, el **líquido de refrigeración** y el **método de circulación** de dicho líquido.
- ✓ Código IM: Clasificación de los tipos de construcción (característica de los componentes de la máquina en cuanto a los dispositivos de fijación, el tipo de los soportes y la extremidad del eje) y de las disposiciones de montaje de las máquinas eléctricas rotativas (posicionamiento de la máquina en el lugar de trabajo en relación con la línea de eje y con los dispositivos de fijación).

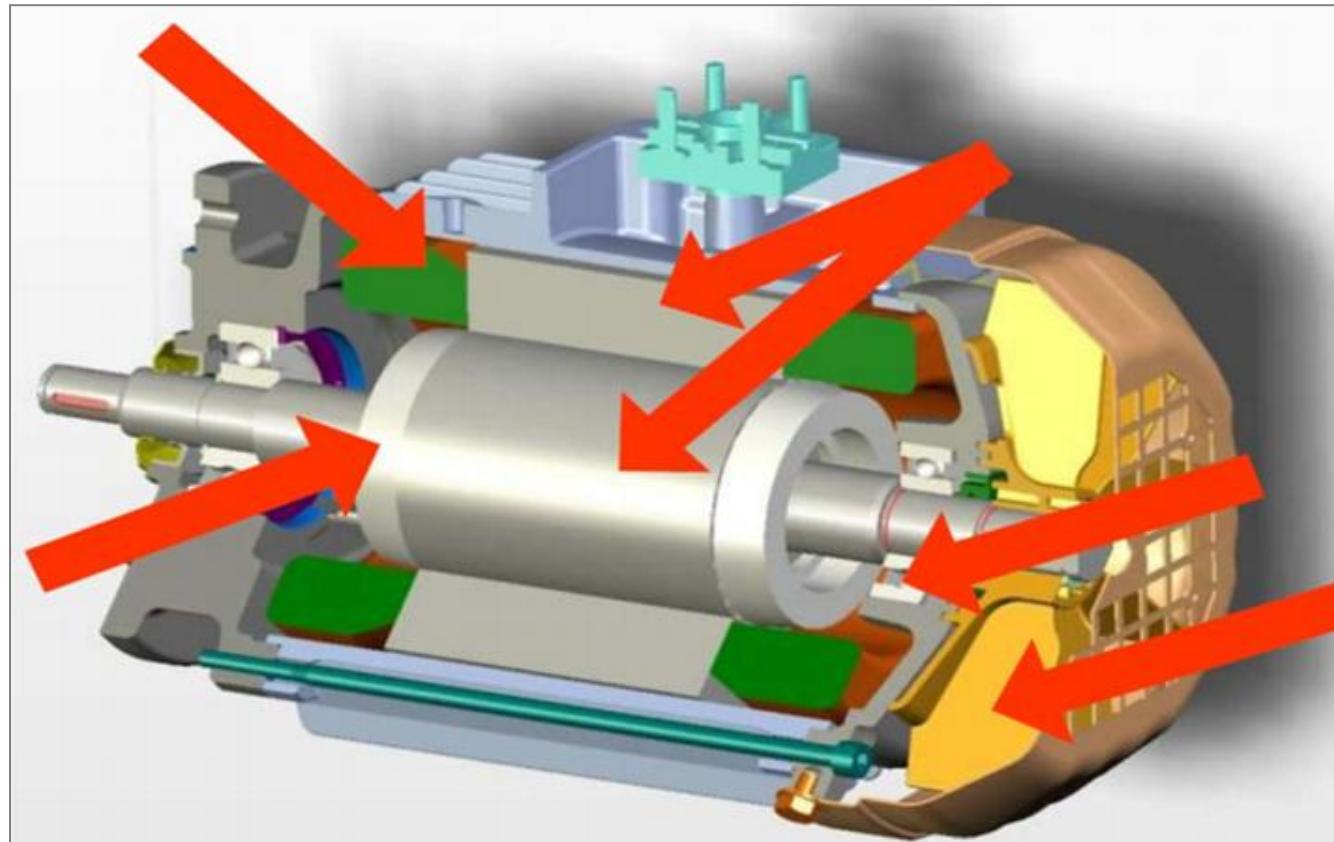
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.6. Pérdidas en el motor

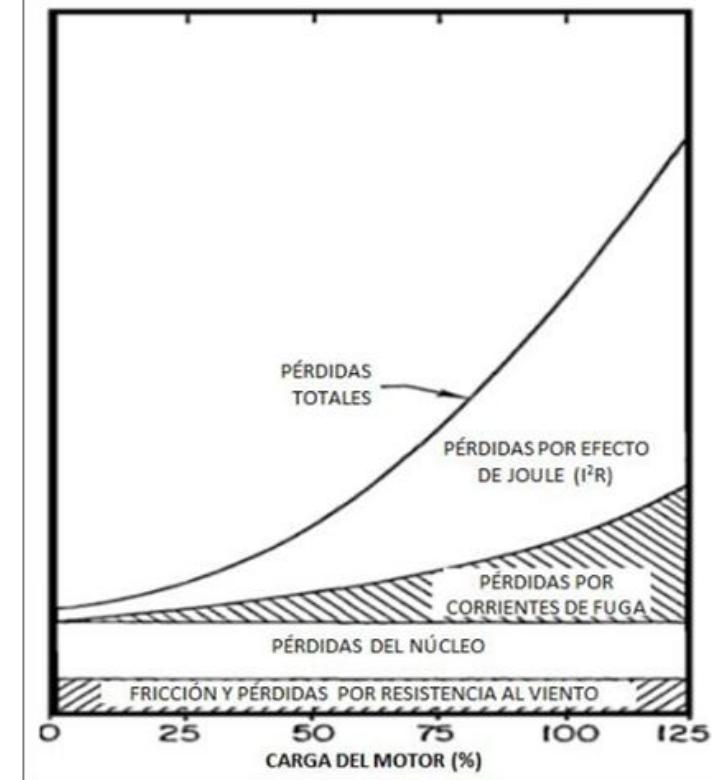
- ✓ Pérdidas Eléctricas (de efecto Joule) expresadas mediante I^2*R , aumentan rápidamente con la carga del motor. Aparecen como calor generado por la resistencia eléctrica a la corriente que fluye en el devanado estático, y en las barras del rotor y en los anillos de los extremos del rotor.
- ✓ Pérdidas Magnéticas ocurren en el laminado de acero del estator y del rotor. Se deben a la histéresis y a las corrientes de Foucault, aumentan aproximadamente con la densidad de flujo al cuadrado.
- ✓ Pérdidas Mecánicas debidas a la fricción en cojinetes y pérdidas por ventilación.
- ✓ Pérdidas por Corrientes de Fuga se deben al flujo de fugas, a los armónicos de la densidad de flujo en el entrehierro, a falta de uniformidad de la distribución de las corrientes entre las barras, a imperfecciones mecánicas del entrehierro y a irregularidades en la densidad de flujo del entrehierro.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.6. Pérdidas en el motor



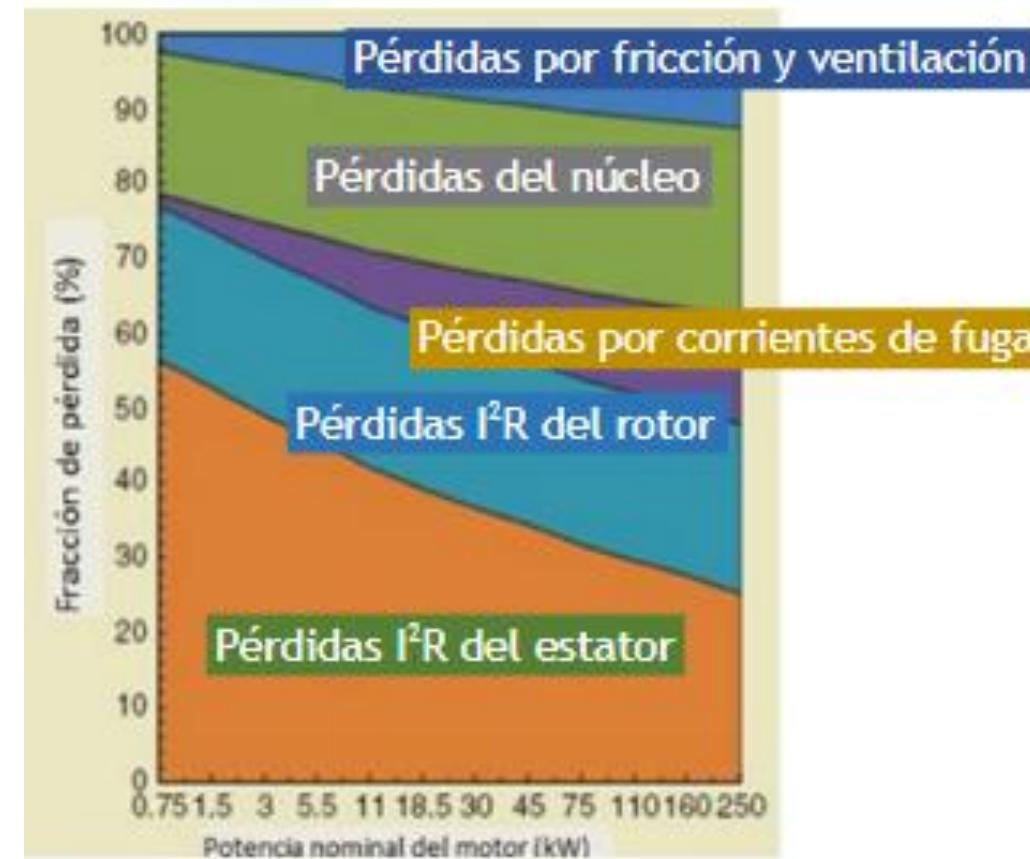
Pérdidas en función de la carga



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

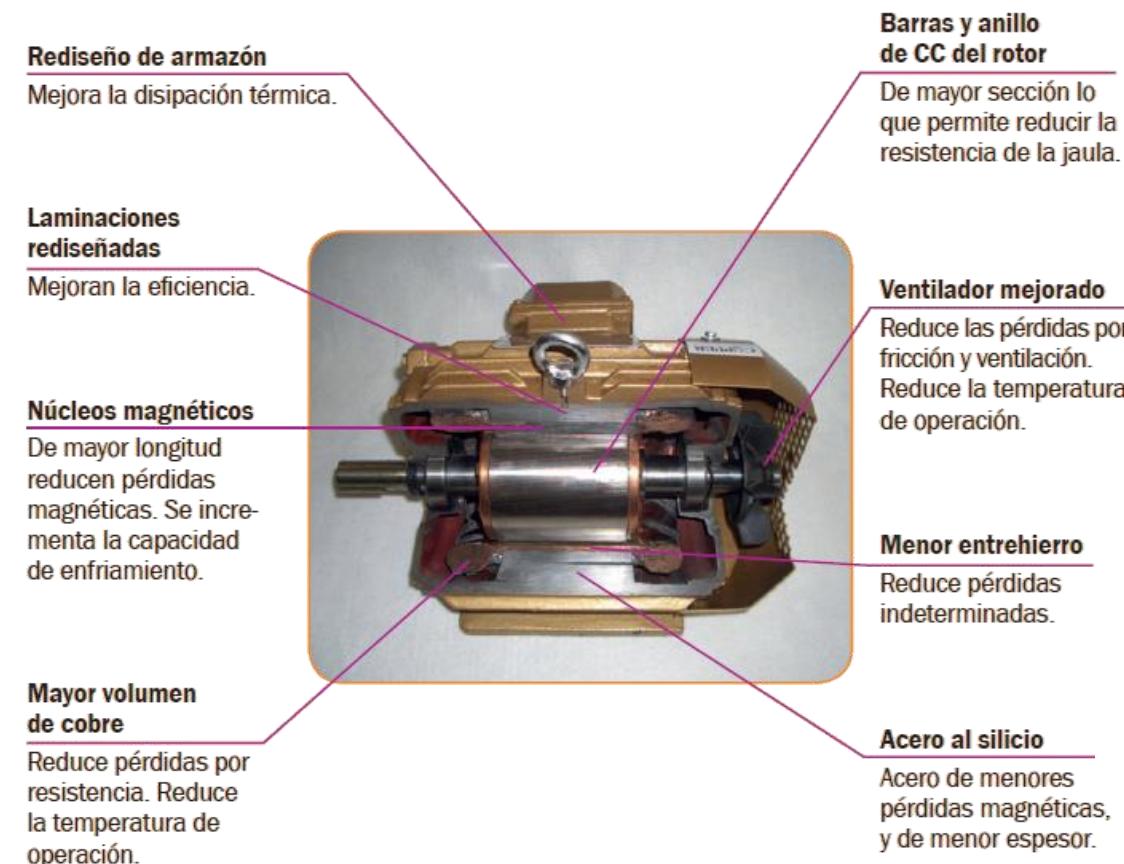
D.4.6. Pérdidas en el motor

Fracción típica de las pérdidas de un Motor de Inducción de 50 Hz de 4 Polos.



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.7. Características de motores eficientes



Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.7. Características de motores eficientes

- ✓ Mayor Eficiencia (2-6 % más)
- ✓ Pueden reducir costos energéticos y de mantenimiento.
- ✓ Más material de mayor calidad, costos de adquisición más caros (25-30 %).
- ✓ Mayor vida útil (menor temperatura operativa).
- ✓ Tiene menor par de arranque (forma de las ranuras del rotor).
- ✓ Mayor corriente de arranque.
- ✓ Menor deslizamiento.
- ✓ Mayor inercia del rotor.

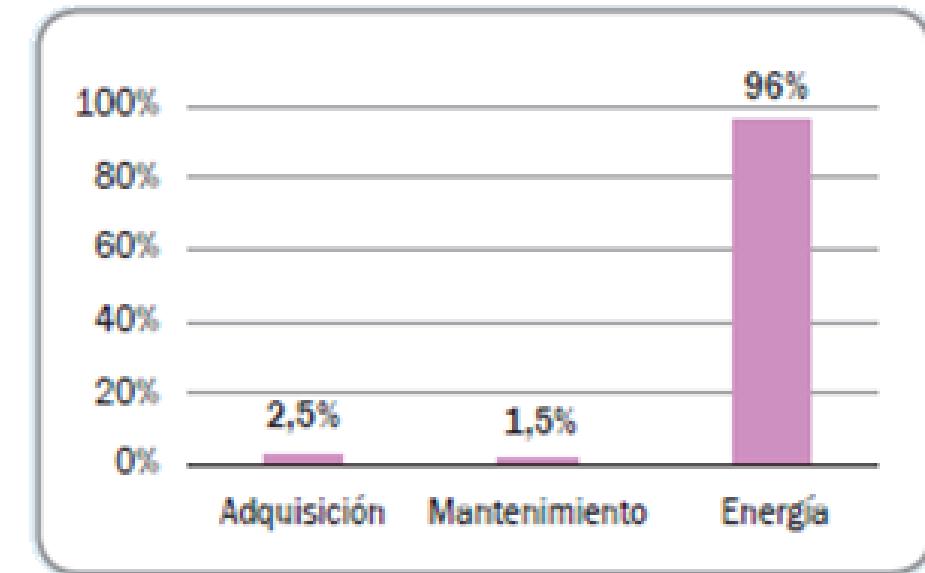
D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.7. Características de motores eficientes

En la industria, un motor de inducción puede consumir anualmente una cantidad de energía equivalente entre 5 y 10 veces su costo inicial.

En su vida útil (entre 12 a 20 años), representa entre 60 y 200 veces su costo inicial.

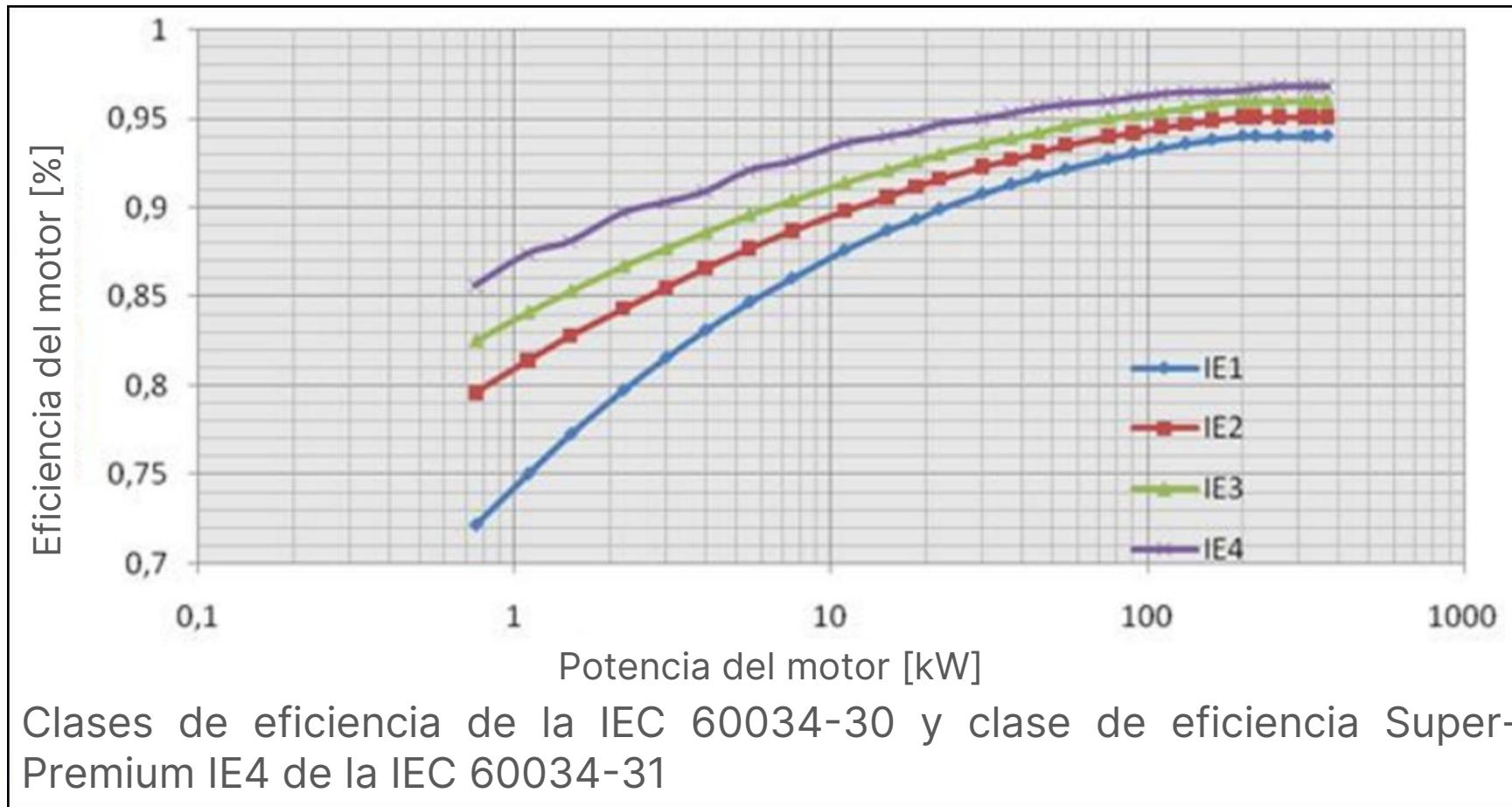
Todo esto justifica un análisis del **Costo del Ciclo de Vida (LCC)** que incluya la reparación y el mantenimiento.



Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

Normas de Motores IEC/EN 60034-30-2-1:2007 y Clases de Eficiencia

NEMA MG-1 Part 12	IEC 60034-2-1:2007 (IE4 - Super-premium: IEC/TS 60034-31: 2010 -04)
Super Premium Efficiency	IE4
Premium Efficiency	IE3
High Efficiency	IE2
Standard Efficiency	IE1



IEC/EN 60034-30 cubre la gran mayoría de los motores (por ejemplo estandar, motores para areas explosivas, marino y con freno):

- 1 Velocidad, 3 fases, 50 y 60 Hz
- 2, 4 ó 6-polos
- Potencia en el eje 0.75 a 375[KW]
- Voltaje de operación U_N up to 1000[V]
- Operación continua S1 o S3 (intermitente con operaciones periodicas >80%).

Se encuentran excluidos:

- Motores que operan con Variadores de frecuencia.
- Motores integrados en un equipo mayor y que no pueden ser testeados de manera independiente.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

Potencia [KW]	IE1 Eficiencia estándar			IE2 Alta eficiencia			IE3 Eficiencia Premium			IE4 Eficiencia Super Premium		
	2	4	6	2	4	6	2	4	6	2	4	6
0,75	72,1	72,1	70	77,4	79,6	75,9	80,7	82,5	78,9	84,9	85,6	83,1
1,1	75	75	72,9	79,6	81,4	78,1	82,7	84,1	81	86,7	87,4	84,1
1,5	77,2	77,2	75,2	81,3	82,8	79,8	84,2	85,3	82,5	87,5	88,1	86,2
2,2	79,7	79,7	77,7	83,2	84,3	81,8	85,9	86,7	84,3	89,1	89,7	87,1
3	81,5	81,5	79,7	84,6	85,5	83,3	87,1	87,7	85,6	89,7	90,3	88,7
4	83,1	83,1	81,4	85,8	86,6	84,6	88,1	88,6	86,8	90,3	90,9	89,5
5,5	84,7	84,7	83,1	87	87,7	86	89,2	89,6	88	91,5	92,1	90,2
7,5	86	86	84,7	88,1	88,7	87,2	90,1	90,4	89,1	92,1	92,6	91,5
11	87,6	87,6	86,4	89,4	89,8	88,7	91,2	91,4	90,3	93	93,6	92,5
15	88,7	88,7	87,7	90,3	90,6	89,7	91,9	92,1	91,2	93,4	94	93,1
18,5	89,3	89,3	88,6	90,9	91,2	90,4	92,4	92,6	91,7	93,8	94,3	93,5
22	89,9	89,9	89,2	91,3	91,6	90,9	92,7	93	92,2	94,2	94,7	93,9
30	90,7	90,7	90,2	92	92,3	91,7	93,3	93,6	92,9	94,5	95	94,3

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

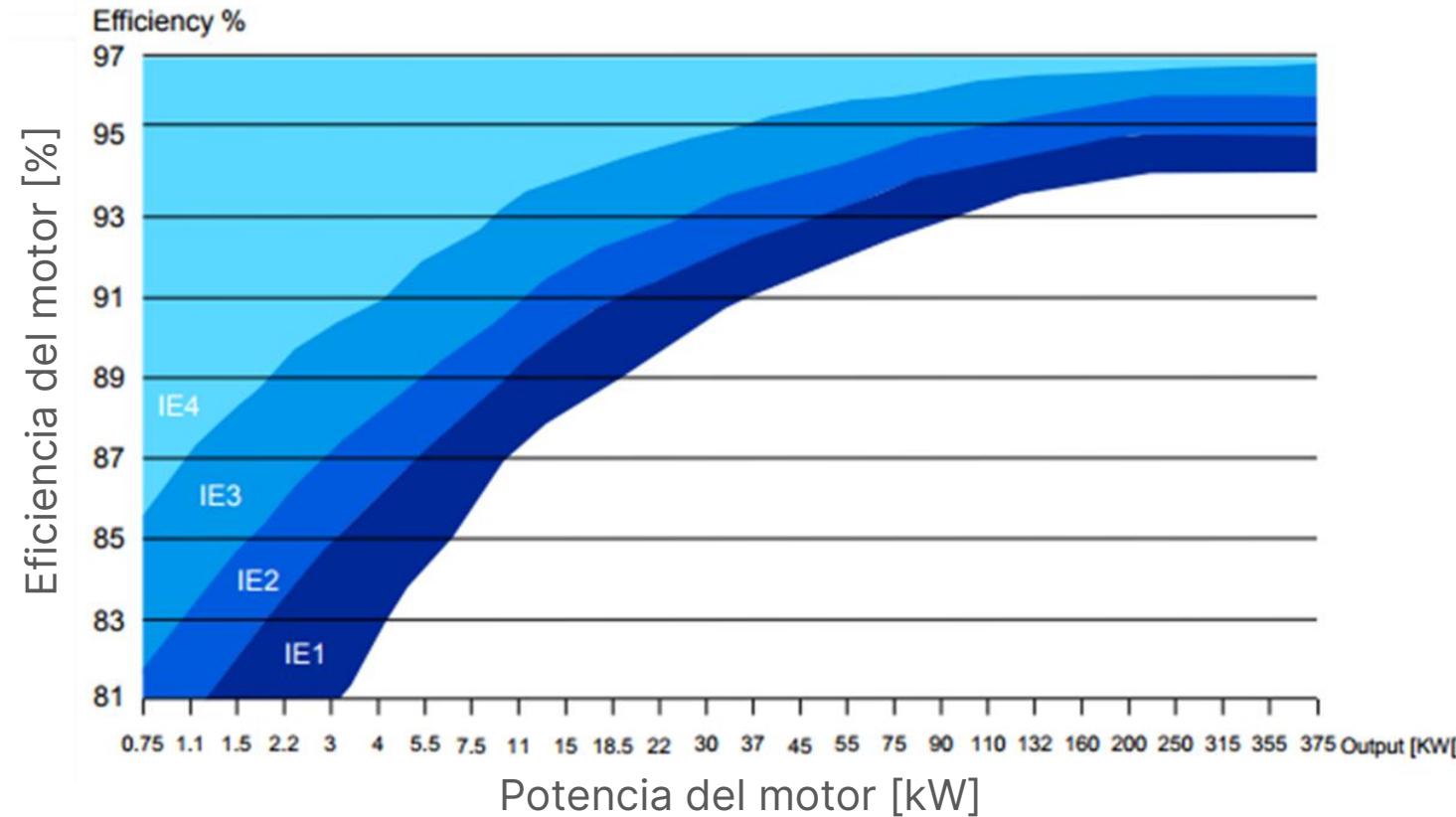
D.4.8. Clases de eficiencia

Potencia [kW]	IE1 Eficiencia estándar			IE2 Alta eficiencia			IE3 Eficiencia Premium			IE4 Eficiencia Super Premium		
	2	4	6	2	4	6	2	4	6	2	4	6
30	90,7	90,7	90,2	92	92,3	91,7	93,3	93,6	92,9	94,5	95	94,3
37	91,2	91,2	90,8	92,5	92,7	92,2	93,7	93,9	93,3	94,8	95,3	94,6
45	91,7	91,7	91,4	92,9	93,1	92,7	94	94,2	93,7	95,1	95,6	94,9
55	92,1	92,1	91,9	93,2	93,5	93,1	94,3	94,6	94,1	95,4	95,8	95,2
75	92,7	92,7	92,6	93,8	94	93,7	94,7	95	94,6	95,6	96	95,4
90	93	93	92,9	94,1	94,2	94	95	95,2	94,9	95,8	96,2	95,6
110	93,3	93,3	93,3	94,3	94,5	94,3	95,2	95,4	95,1	96	96,4	95,6
132	93,5	93,5	93,5	94,6	94,7	94,6	95,4	95,6	95,4	96	96,5	95,8
160	93,7	93,8	93,8	94,8	94,9	94,8	95,6	95,8	95,6	96,2	96,5	96
200	94	94	94	95	95,1	95	95,8	96	95,8	96,3	96,6	96,1
250	94	94	94	95	95,1	95	95,8	96	95,8	96,4	96,7	96,1
315	94	94	94	95	95,1	95	95,8	96	95,8	96,5	96,8	96,1
355	94	94	94	95	95,1	95	95,8	96	95,8	96,6	96,8	96,1

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

Clase IE – 4 polos



D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

Motores Process performance
Motores de Inducción IE4 (Super premium efficiency)



- Diseñado para las aplicaciones más exigentes
- Amplia gama de variantes y accesorios para cumplir especificaciones particulares de cada aplicación.
- Clase de eficiencia IE4
- Continuo desarrollo para alcanzar clases de eficiencia más altas

Potencia

75 a 375[KW]

Modelo

M3BP

Tamaños Carcasa

280 a 355[mm]

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

Pérdidas y Eficiencia en motores eléctricos

Caso práctico IE4 vs IE1 - 90 [kW] 1500 rpm

IE4

$$P_{in} = 93,45 \text{ [kW]} \text{ IE4}$$

Eff.: 96,3%

$$P_{in} = 95,64 \text{ [kW]} \text{ IE1}$$

Eff.: 94,1%

Pérdidas IE1
5,64 [kW]

Pérdidas IE4
3,45 [kW]

$$\Delta IE1-IE4 = 2,19 \text{ [kW]}$$

BENEFICIOS

$$2.19 \text{ kW} * 0.055 \text{ USD/kWh} * 8760 \text{ h/año}$$

$$= 1055 \text{ (USD/año) c/motor}$$

$$P_{out} = 90 \text{ [kW]}$$

$$\text{Eff} = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

Con la eficiencia incrementada en 2,2%, la reducción de las pérdidas es 39%

Ahorro 1055 USD/año = 11.5 tCO₂ (0.6 kg/kWh)

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

EFICIENCIA SÚPER PREMIUM IE4 – MOTOR SINCRÓNICO DE RELUCTANCIA

SynRM IE4 Drive Package Solución eficiente para aplicaciones generales



Motor estándar
+
Rotor especial



Drive estándar
+
Nuevo Software



¡Una nueva y
revolucionaria
solución de
Accionamiento!

Accionamiento Eficiencia IE4 / Super Premium (SPE):

- Rango de Potencia: 11 a 200 kW
- Reducción de las pérdidas en hasta un 40%
- Cumple con la próxima nueva clase de eficiencia IE4
- Retorno de inversión menores a 2 años – considerando únicamente los ahorros en energía



Solución basada en tecnología de motores sincrónicos
controlados por VDF.

Drive Package combina el motor, drive y un avanzado software
en una solución integral.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

EFICIENCIA SÚPER PREMIUM IE4 – MOTOR SINCRÓNICO DE RELUCTANCIA

SynRM IE4 Drive Package
Menores pérdidas vs Motor Jaula

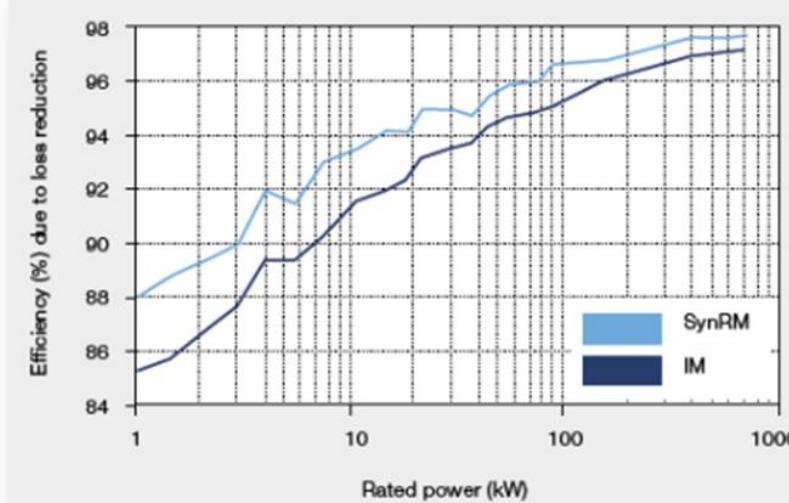


D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.8. Clases de eficiencia

EFICIENCIA SÚPER PREMIUM IE4 – MOTOR SINCRÓNICO DE RELUCTANCIA

SynRM IE4 Drive Package
Menores pérdidas vs Motor Jaula



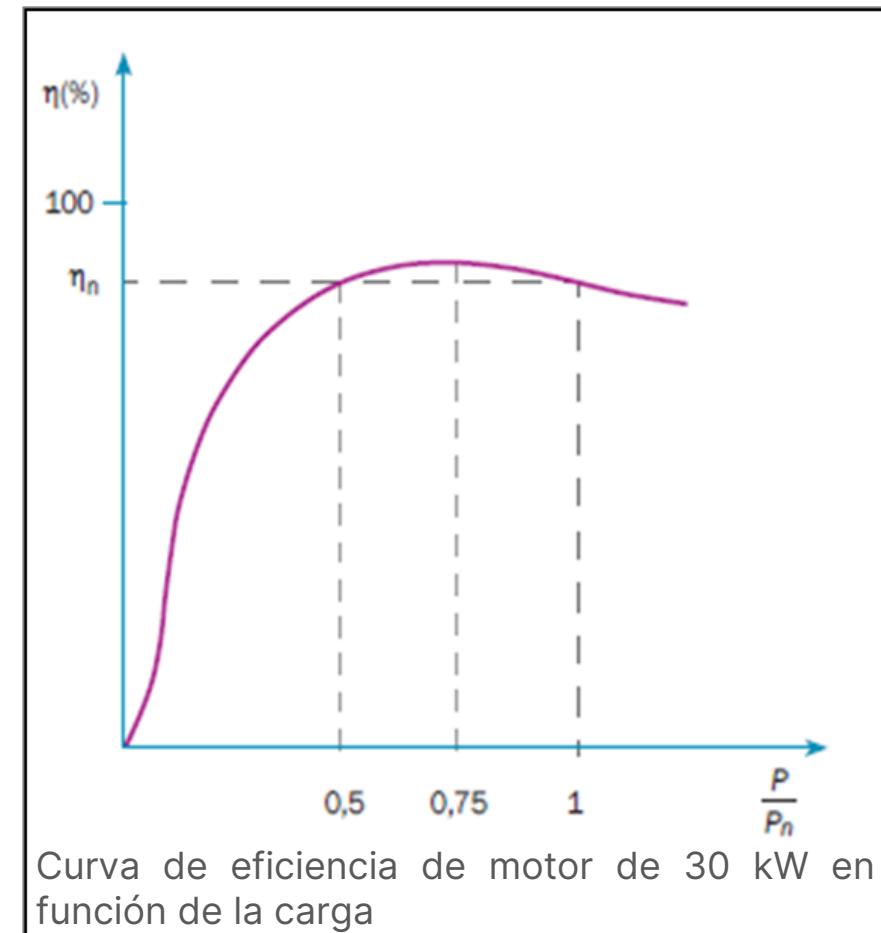
Menores Pérdidas del motor implica una mayor eficiencia comparado a un motor Jaula.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.9. Variación de la eficiencia con la carga

El factor de carga tiene gran influencia en la eficiencia del motor. Con factores de carga menores al 50 % la eficiencia desciende abruptamente, por lo que no se recomienda trabajar en estas condiciones. La condición óptima de trabajo se encuentra alrededor del 75 % de la potencia nominal.

Resulta muy importante que al seleccionar un motor este no se sobredimensione y se contemplen de forma adecuada las condiciones de operación futuras.



Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.10. Recomendaciones de O&M

OTROS FACTORES A ATENDER PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DEL MOTOR.

- ✓ Es recomendable un buen sistema de alimentación que permita un suministro de energía eléctrica seguro y adecuado al motor. Tener en cuenta que la caída de tensión y el desbalanceo fases se encuentren en el menor rango posible, ya afectan la eficiencia.
- ✓ Las instalaciones mecánicas también deben estar en óptimas condiciones, ya que una correa de transmisión mal tensada, un anclaje mal hecho o vibraciones excesivas originarán una disminución de la eficiencia del motor.

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.10. Recomendaciones de O&M

OTROS FACTORES A ATENDER PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DEL MOTOR.

- ✓ Proveer una buena circulación de aire para garantizar que el sistema de ventilación opere en forma adecuada.
- ✓ Una mala lubricación afectará el rendimiento del motor y un mantenimiento insuficiente deteriora la eficiencia.
- ✓ Se recomienda el uso de motores en períodos continuos en vez de intermitentes.

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

Si se toma como ejemplo un motor de 20 HP podemos determinar el ahorro económico asociado al recambio de un motor antiguo por uno de alta eficiencia, en este caso un 5 % más eficiente:

- ✓ Motor antiguo 20 HP (15 kW) (Motor 1)

Eficiencia 100 % de carga = 85 %

- ✓ Motor nuevo más eficiente 20 HP (15 kW) (Motor 2)

Eficiencia 100 % de carga = 90.2 %

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

A partir de la diferencia entre los consumos de los dos motores se calcula el ahorro económico por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Ahorro} = (P_{C1} - P_{C2})[\text{kW}] \cdot N[\text{h}] \cdot C \left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$$

siendo: $P_C = P[\text{kW}] / \text{eficiencia}$.

P_{C1} = Potencia consumida del motor 1 (motor antiguo) [kW].

P_{C2} = Potencia consumida del motor 2 (motor nuevo “eficiente”) [kW].

$N [\text{h}]$ = número de horas trabajadas en el año.

$C [\$/\text{kWh}]$ = costo del kWh.

*(Potencia en kW = Potencia en HP * 0,746)*

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

AHORRO (ejemplo con un costo final de 55 \$/kWh):

$$(15 \text{ kW}/0.85) - (15 \text{ kW}/0.902) * (24 \text{ h/día} * 350 \text{ días/año}) * 55 \text{ $/kWh} = \$ 470000/\text{año}$$

Lo anterior indicado hace referencia a un trabajo continuo todo el año y para un solo motor.

Imaginemos este escenario para una industria con cientos de motores.

A pesar de que el costo inicial de un motor de alta eficiencia es mayor al de uno convencional con los ahorros obtenidos se recupera la inversión en menos de dos años.

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

Como caso general, la fórmula para el cálculo del tiempo de recuperación de la inversión se puede expresar como:

$$R_s = \frac{1}{A} = \frac{C_2 - C_1}{0.746 \cdot (hp_{nom} \cdot fc) \cdot \left[\frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right] \cdot h \cdot T}$$

donde R_s = recuperación simple de la inversión [meses], A = inversión [USD] (para instalaciones nuevas o motores que cumplieron su vida útil, la inversión es la diferencia entre el costo de un motor de alta eficiencia ($C2$) y el costo de un motor estándar ($C1$)), A = ahorro mensual [USD], hp_{nom} = potencia nominal del motor [HP], fc = factor de carga del motor [%], h = número de horas de uso mensual [h/mes], T = tarifa de energía eléctrica [USD/kWh], η_1 = rendimiento del motor estándar [%], η_2 = rendimiento del motor de alta eficiencia [%].

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

La eficiencia energética juega un rol central en la necesidad de mejorar la competitividad en el sector industrial. El recambio de motores de eficiencia convencional por aquellos de alta eficiencia es ideal para obtener mejores resultados económicos.

Si para el año 2030 todas las economías del mundo adoptaran las mejores prácticas para sus sistemas motores, el consumo de energía eléctrica descendería en un 10 % respecto al consumo proyectado. Esto sería equivalente a:

- ✓ 2000 a 3000 TWh de demanda eléctrica
- ✓ 1300 a 1800 Millones de toneladas de emisiones evitadas de CO₂

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.11. Cálculo de ahorro por recambio

Entre los beneficios principales de la eficiencia energética para nuestro país se encuentran, además de la mejora en los costos de operación de las empresas, la reducción de importaciones de energía, de gastos de energía en los hogares, y del consumo de combustible en el transporte.

La eficiencia energética contribuye a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Cambio Climático) y a la seguridad energética del país y el recambio de motores está alineado con estos compromisos, siendo además una medida de mitigación identificada como concreta.

Fuente: Guía de Eficiencia Energética para Motores Eléctricos, ex MINEM, 2017.

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

En la siguiente página se puede comparar el consumo de energía y los costos asociados del motor seleccionado con líneas predefinidas. Se deben establecer los valores de hora de operación y costo de energía. Finalmente, es posible calcular el retorno de la inversión para distintas situaciones y a su vez verificar la reducción en las emisiones de CO₂.

<http://old.weg.net/ar/Productos-y-Servicios/Motores-Electricos/Retorno-de-Inversion>

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°1. Calcular el ahorro anual expresado en pesos, por el reemplazo del MOTOR N°1 IE1 (Eficiencia Estándar) por el MOTOR N°2 IE3 (Eficiencia Premium). Considerar una potencia de 10 HP, un factor de carga de 75 % funcionando 20 h diarias y 260 días al año. Costo EE: 55 \$/kWh.



Alimentacion	Trifasico
Marca motores	SIEMENS
Antienexplosivo	No
Brida Motor	B3
Eficiencia Motor	IE1
Grado Proteccion	IP55
Material	Aluminio
Potencia [HP]	3
Velocidad motor [RPM]	3000

Rendimiento (%)		
50%	75%	100%
84,0	85,5	86,0
Factor de potencia		
50%	75%	100%
0,60	0,74	0,81

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°1. Calcular el ahorro anual expresado en pesos, por el reemplazo del MOTOR N°1 IE1 (Eficiencia Estándar) por el MOTOR N°2 IE3 (Eficiencia Premium). Considerar una potencia de 10 HP, un factor de carga de 75 % funcionando 20 h diarias y 260 días al año. Costo EE: 55 \$/kWh.



Alimentacion	Trifasico
Marca motores	WEG
Antiexplosivo	No
Brida Motor	B35
Eficiencia Motor	IE3
Grado Proteccion	IP55
Material	Fundicion Hierro
Potencia [HP]	3
Velocidad motor [RPM]	1500

Rendimiento (%)		
50%	75%	100%
91,0	91,5	91,5
Factor de potencia		
50%	75%	100%
0,68	0,79	0,84

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°1.

✓ Potencia consumida por Motor N°1

$$Pe_{C1} = P_1 \text{ [HP]} * 0.746 \text{ [HP/kW]} * fc/Ef_1 = 10 * 0.746 * 0.75/0.855 = 6.54 \text{ kW}$$

✓ Potencia consumida por Motor N°2

$$Pe_{C2} = P_2 \text{ [HP]} * 0.746 \text{ [HP/kW]} * fc/Ef_2 = 10 * 0.746 * 0.75/0.915 = 6.11 \text{ kW}$$

Diferencia de consumo es de $Pe = Pe_{C1} - Pe_{C2} = 6.54 - 6.11 = 0.43 \text{ kW}$

Diferencia de Energía anual: $EE = 0.43 \text{ kW} * 20 \text{ h} * 260 \text{ días/año} = 2236 \text{ kWh}$

Ahorro Anual = $2236 \text{ kWh} * 55 \text{ \$/kWh} = 122980 \text{ \$/año}$

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°1.

- ✓ Costo Motor N°1: $CM_1 = \$ 472000$
- ✓ Costo Motor N°2: $CM_2 = \$ 578700$

RETORNO DE LA INVERSIÓN:

$$RI = (CM_2 - CM_1) * 12 / \text{Ahorro Costo Anual EE}$$

$$RI = (\$ 578700 - \$ 472000) * 12 \text{ meses/año} / 122980 \$/\text{año} = 10.34 \text{ Meses}$$

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°2. Calcular el ahorro anual expresado en pesos, por el reemplazo del MOTOR N°1 IE1 (Eficiencia Estándar) por el MOTOR N°2 IE3 (Eficiencia Premium). Considerar una potencia de 12.5 HP, un factor de carga de 100 % funcionando 20 h diarias y 340 días al año.

Costo EE: 55 \$/kWh.



Alimentacion	Trifasico
Marca motores	SIEMENS
Antiexplosivo	No
Brida Motor	B3
Eficiencia Motor	IE1
Grado Proteccion	IP55
Material	Aluminio
Potencia [HP]	3
Velocidad motor [RPM]	3000

Rendimiento (%)		
50%	75%	100%
84,0	85,5	86,0
Factor de potencia		
50%	75%	100%
0,60	0,74	0,81

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°2. Calcular el ahorro anual expresado en pesos, por el reemplazo del MOTOR N°1 IE1 (Eficiencia Estándar) por el MOTOR N°2 IE3 (Eficiencia Premium). Considerar una potencia de 12.5 HP, un factor de carga de 100 % funcionando 20 h diarias y 340 días al año.

Costo EE: 55 \$/kWh.



Alimentacion	Trifasico
Marca motores	WEG
Antiexplosivo	No
Brida Motor	B35
Eficiencia Motor	IE3
Grado Proteccion	IP55
Material	Fundicion Hierro
Potencia [HP]	3
Velocidad motor [RPM]	1500

Rendimiento (%)		
50%	75%	100%
91,0	91,5	91,5
Factor de potencia		
50%	75%	100%
0,68	0,79	0,84

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°2.

✓ Potencia consumida por Motor N°1

$$Pe_{C1} = P_1 [\text{HP}] * 0.746 [\text{HP/kW}] * fc/Ef_1 = 12.5 * 0.746 * 1/0.87 = 10.71 \text{ kW}$$

✓ Potencia consumida por Motor N°2

$$Pe_{C2} = P_2 [\text{HP}] * 0.746 [\text{HP/kW}] * fc/Ef_2 = 12.5 * 0.746 * 1/0.911 = 10.23 \text{ kW}$$

Diferencia de consumo es de $Pe = Pe_{C1} - Pe_{C2} = 10.71 - 10.23 = 0.48 \text{ kW}$

Diferencia de Energía anual: $EE = 0.48 \text{ kW} * 20 \text{ h} * 340 \text{ días/año} = 3916.8 \text{ kWh}$

Ahorro Anual = $3916.8 \text{ kWh} * 55 \text{ \$/kWh} = 215420 \text{ \$/año}$

D.4. MOTORES ELÉCTRICOS

D.4.12. Ejercicios

EJERCICIO N°2.

✓ Costo Motor N°1: $CM_1 = \$ 472000$

✓ Costo Motor N°2: $CM_2 = \$ 578700$

RETORNO DE LA INVERSIÓN:

$$RI = (CM_2 - CM_1) * 12 / \text{Ahorro Costo Anual EE}$$

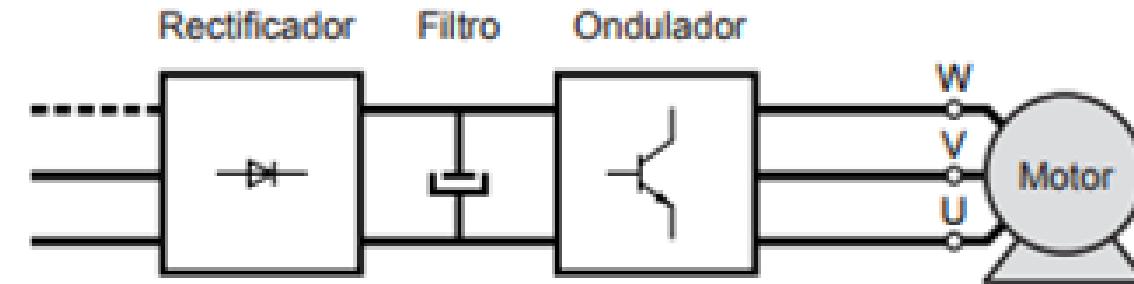
$$RI = (\$578700 - \$472000) * 12 [\text{mes/año}] / \$215420 [\$/\text{año}] = 5.9 \text{ Meses}$$

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.1. Razones para su uso

1. Necesidad de Regulación de Velocidad.
2. Optimización del Control.
3. Reducción de Estrés Eléctrico y/o Mecánico.
4. Ahorro de Energía.



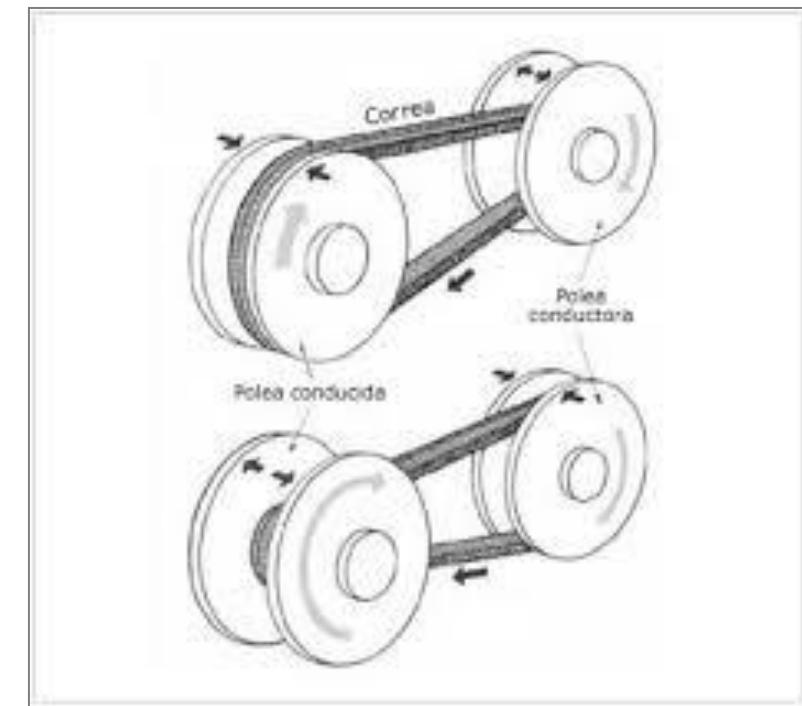
D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.1. Razones para su uso

1. NECESIDAD DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD. Si bien existen otros métodos de variación de velocidad como pueden ser:

- ✓ Clutch/Variador de Corrientes de Eddy.
- ✓ Variadores de Corriente Continua.
- ✓ Variadores con acoplos hidrodinámicos.
- ✓ Variadores de bandas cónicas.

Los variadores de frecuencia poseen ventajas de costo de adquisición y mantenimiento.



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.1. Razones para su uso

2. OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL

- ✓ Regulación de Velocidad hasta 0.1%.
- ✓ Propiedades de comunicación (red integrada de control y adquisición de datos).
- ✓ Incrementar la calidad de productos.
- ✓ Mejorar Eficiencias de Procesos.

3. REDUCCIÓN DEL ESTRÉS MECÁNICO

- ✓ Aceleración o desaceleración tipo rampa o curva *S*.
- ✓ Reducción en costos de mantenimiento de sellos, ductos, acoples, bandas, entre otros.
- ✓ Control de par de arranque con corrientes limitadas, esto implica reducción de picos de demanda.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.2. Tipos de carga: par constante y variable

$$\text{Par} = \text{Fuerza} * \text{Distancia}$$

$$\text{Fuerza} = \text{Masa} * \text{Aceleración}$$

✓ ¿QUÉ ES PAR CONSTANTE?

Si la masa permanece constante, los requerimientos de Par permanecerán constantes independientemente de la velocidad.

✓ ¿QUÉ ES PAR VARIABLE?

Si la masa varía con la velocidad, el par varía como varíe la velocidad.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.2. Tipos de carga: par constante y variable

EJEMPLOS

- ✓ Ejemplos Par Constante

Transportadores/Grúas/Mezcladoras/Extrusoras/Bombas de Desplazamiento Positivo.

- ✓ Ejemplos Par Variable

Cargas Centrífugas/Bombas/Ventiladores/Sopladores/Compresores.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

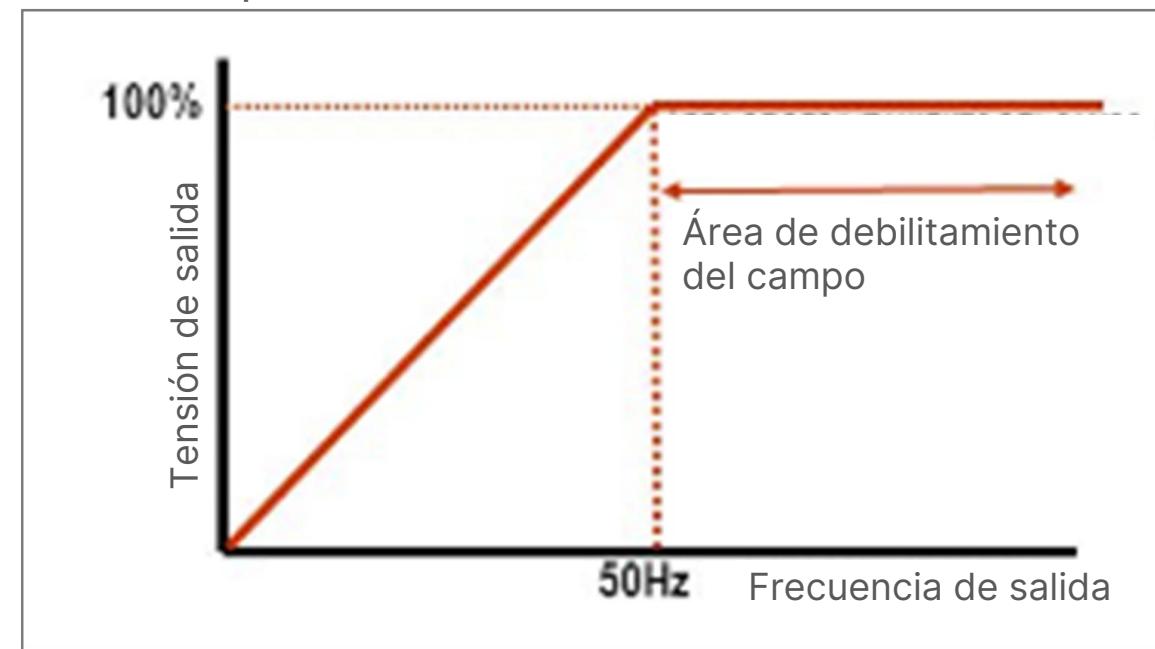
D.5.3. Velocidad de base

La velocidad del eje del motor a voltaje, frecuencia y carga nominal se conoce como velocidad base, cuando se varía la frecuencia de alimentación al motor por encima o por debajo de 50 Hz, el motor operará por encima o por debajo de la velocidad base.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.4. Relación tensión/frecuencia

Los motores de inducción producen torque debido al flujo en su campo rotatorio. Cuando se opera por debajo de su velocidad base, el torque se lleva a cabo **manteniendo constante la relación Tensión/Frecuencia** aplicada al motor.



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.4. Relación tensión/frecuencia

Si la relación Volts/Hz se incrementa al bajar la frecuencia para reducir la velocidad del motor, **la corriente se incrementará llegando a ser excesiva**. Si por el contrario la relación Volts/Hz se reduce al subir la frecuencia para elevar la velocidad del motor, **la capacidad de torque se verá reducida**.

Cuando se opera por arriba de la velocidad base, la relación Volts/Hz se reduce ya que se aplica un **voltaje constante al motor**, que generalmente es el voltaje nominal, por lo que las capacidades de torque se reducen.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.4. Relación tensión/frecuencia

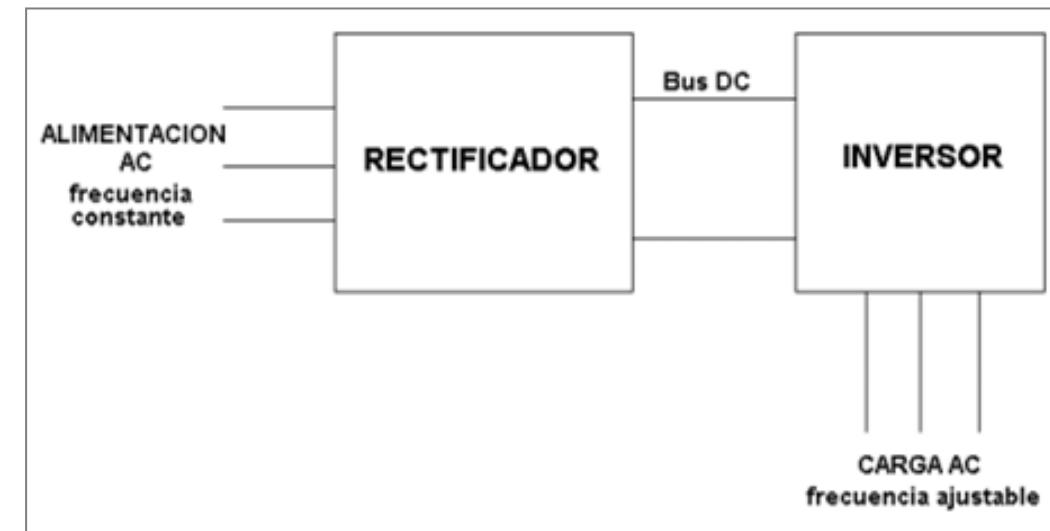
A frecuencias de alimentación del motor < 30 Hz, la relación Volts/Hz no siempre es constante, dependiendo del tipo de carga, el voltaje puede incrementarse para elevar la relación Volts/Hz para que el motor produzca **un torque mayor**, especialmente a velocidad cero. Este ajuste es llamado **elevación de voltaje (Voltage Boost)**.

Cuando el motor opera con cargas ligeras se puede reducir la relación Volts/Hz para **minimizar la corriente del motor**, y debido a que se aplica un voltaje menor, se consigue reducir la corriente de magnetización y consecuentemente producir un **torque menor** que aún sea tolerable.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

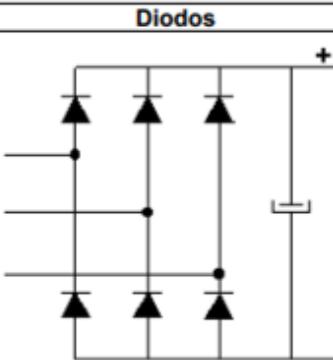
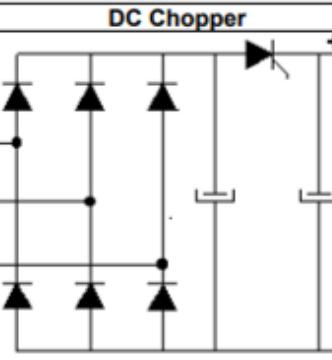
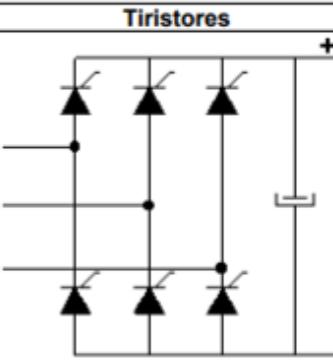
Los controladores de frecuencia variable de estado sólido constan de un **rectificador** que convierte la corriente alterna de la línea de alimentación a corriente continua y de una segunda sección llamada **inversor** que convierte la corriente continua en una señal de corriente alterna de frecuencia ajustable que alimenta al motor.



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

RECTIFICADOR. La función del rectificador es convertir la señal de voltaje de alimentación de CA a CC y controlar el voltaje al inversor para mantener constante la relación Volts/Hz, siendo los siguientes métodos básicos los mas usados:

Diodos	DC Chopper	Tiristores
 <p>Control: No Voltaje CD: Constante Rizo CD: Bajo V/Hz: Se ajusta en Inversor Inversor: PWM FPd: Alto para todas las velocidades Armónicas: Alto Regeneración: No</p>	 <p>Control: SCR, GTO, Transistor Voltaje CD: Variable Rizo CD: Varía V/Hz: Rectificador-Inversor Inversor: 6 pasos FPd: Se reduce con la velocidad Armónicas: Alto Regeneración: No</p>	 <p>Control: SCR Voltaje DC: Variable Rizo CD: Varía V/Hz: Rectificador-Inversor Inversor: 6 pasos, PWM FPd: Se reduce con la velocidad Armónicas: Alto Regeneración: Sí</p>

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

INVERSOR. El inversor usa dispositivos de potencia de estado sólido controlados por microprocesador para conmutar el voltaje del bus de CC y producir una señal de CA de frecuencia ajustable que alimenta al motor.

Las tecnologías pueden ser:

- ✓ Inversor de 6 Pasos.
- ✓ Inversor PWM

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

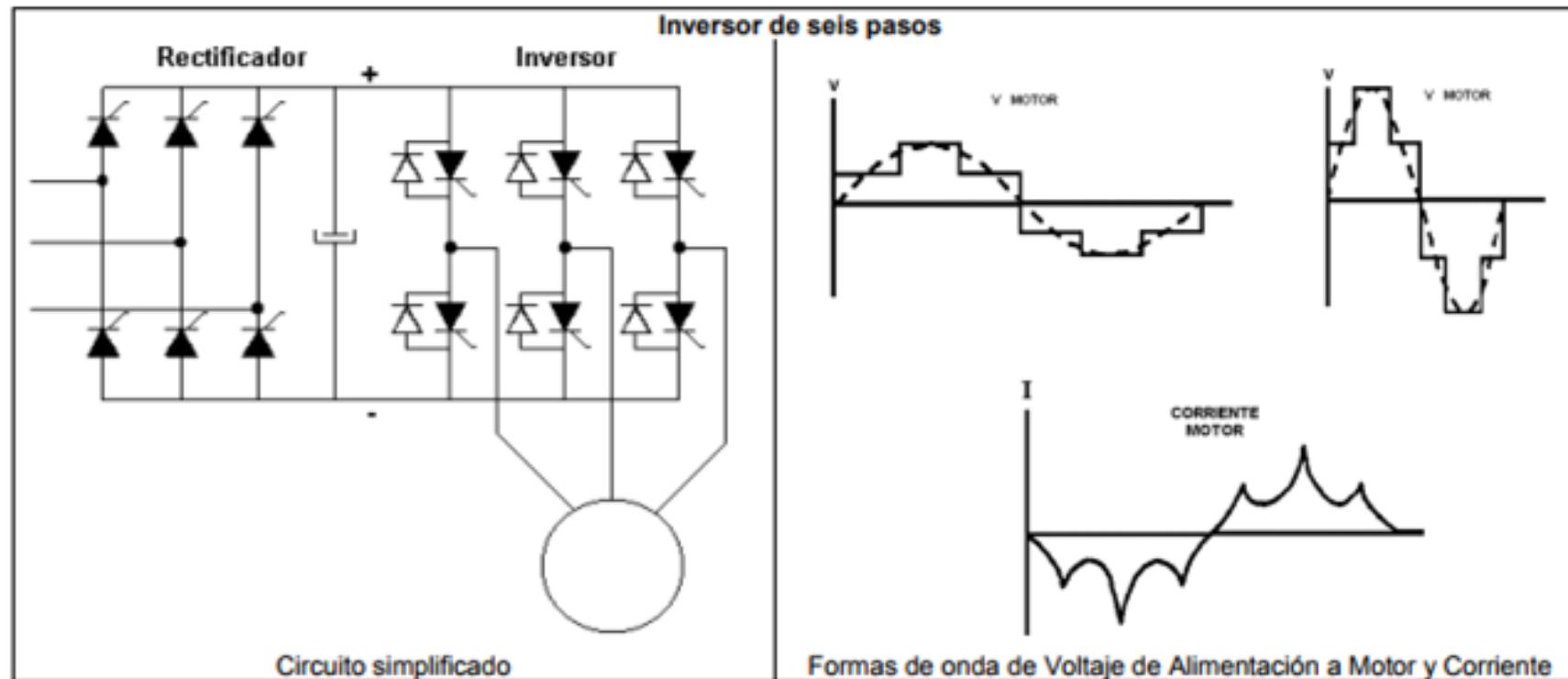
✓ INVERSOR DE 6 PASOS. Para variar la frecuencia del motor, se ajusta el tiempo de conducción de los SCRs (Silicon Controlled Rectifiers) para cada uno de los seis pasos, modificando el tiempo del ciclo. **El voltaje de CC se ajusta para mantener la relación Volts-Hz constante.**

Cuando se utilizan SCRs en el inversor, se utilizan circuitos complejos de conmutación (no mostrados en la figura) que incluyen la lógica de disparo y componentes adicionales de potencia para apagarlos que constan de capacitores, inductores y SRCs adicionales. Esta complejidad se reduce cuando se utilizan GTOs (Gate Turn Off Thyristors) o IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) como interruptores de potencia.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

✓ INVERSOR DE 6 PASOS



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

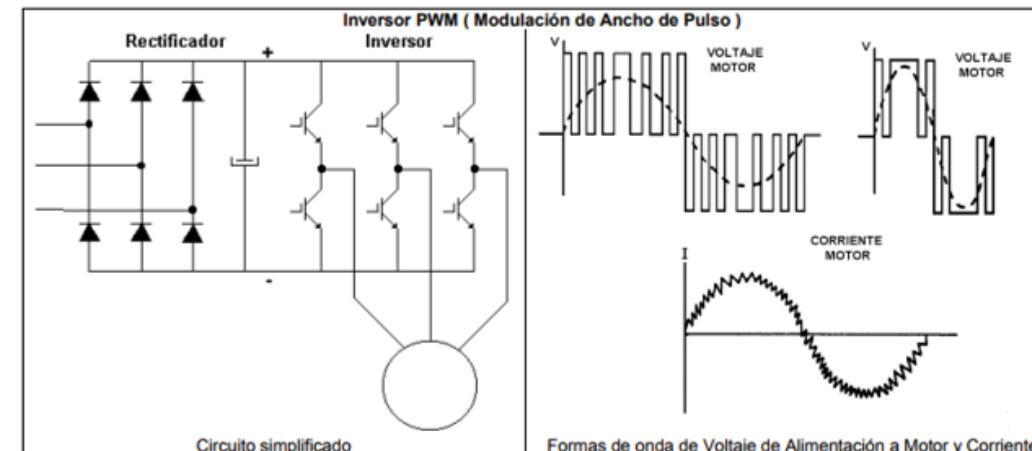
✓ INVERSOR PWM (PULSE WITH MODULATION). Consiste en seis IGBT's que se encienden y apagan en una secuencia tal que producen voltaje en forma de pulsos cuadrados y alimentan al motor. Para variar la frecuencia del motor, el número de pulsos y su ancho se ajustan resultando en un tiempo de ciclo mayor para bajar la velocidad o tiempo de ciclo menor para subir la velocidad. Para cada frecuencia específica hay un número óptimo de pulsos y anchos que producen la menor distorsión armónica en la corriente que se aproxime a la señal sinusoidal.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.5. Estructura de un variador de frecuencia (VFD)

✓ INVERSOR PWM (PULSE WITH MODULATION). El cambio de voltaje requerido para mantener la relación Volts-Hz constante conforme varía la frecuencia, la realiza el microprocesador que controla el ancho de los pulsos y demás parámetros.

La **distorsión armónica** afecta los **aislamientos** del motor, incrementa el ruido audible y eleva el calentamiento entre un 5 % y un 15 % dependiendo del diseño.



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

Los VFD de CA se limitaban a aplicaciones de par normal. *Las aplicaciones de alto par y baja velocidad eran dominio de los motores de CC.* Esto ha cambiado por la introducción del variador de flujo vectorial.

El método de control de par usado en el VFD de flujo vectorial es similar al usado en los de CC, que incluyen un amplio rango de velocidades con una rápida respuesta. Este variador tiene la misma sección de potencia que los PWM, pero usa un sofisticado control de lazo cerrado del motor al microprocesador del variador de frecuencia. La posición y velocidad del rotor es monitoreada en tiempo real a través de un *encoder* digital que determina y controla la velocidad, par y potencia del motor.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

Controlando la sección de inversión en respuesta a las condiciones de la carga en tiempo real, se obtiene un control excelente del par, velocidad y potencia, con rápida respuesta a los cambios de carga y se consigue proporcionar el 100 % de par a velocidad 0.

La gran mayoría de fabricantes tienen VFD con tecnología enfocada al control de par más que al control de velocidad. El objetivo es controlar el par del motor en lugar de la velocidad y por lo tanto tienen respuestas más rápidas y precisas a las variaciones del par demandado por la carga.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

Para ello, el variador “explora” al motor haciendo un **auto-reconocimiento (autotuning)**, donde inyecta corriente y voltaje para determinar su comportamiento, creando un algoritmo o modelo matemático de sus características de funcionamiento para controlarlo de la manera más adecuada.

El reconocimiento al motor se puede realizar con carga y sin carga y al concluir se guarda en la memoria del VDF un modelo matemático del motor con el que se va a trabajar quedando respaldado incluso cuando se desconecta totalmente.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

Durante la operación, el modelo recibe la información de la corriente que el motor demanda en sus 3 fases, los valores de voltaje del bus de CC y el estado de los transistores de potencia (IGBT). Con estos datos se calcula el flujo en el estator, el par, la frecuencia y la velocidad de cada ciclo.

El modelo **estima la resistencia** en el estator, obteniendo el valor mediante la comparación de los datos obtenidos de la identificación inicial y en la subsecuente operación del mismo.

La diferencia en la operación del inversor comparada con la tecnología PWM que tiene una frecuencia de commutación fija de acuerdo a las necesidades, mientras que en los VFD recientes la **frecuencia de commutación se modifica de acuerdo con las necesidades de par de la carga**.

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

Este tipo de VFD es ideal para aplicaciones de una complejidad mayor que generalmente se controlan con motores de CC como extrusoras, grúas, elevadores, máquinas de papel, y molinos entre otras.

En todas las aplicaciones de VDF anteriormente descritas hay que tener muy presentes el calentamiento que pueda llegar a sufrir el motor al disminuir la velocidad del ventilador de enfriamiento acoplado al mismo en la parte posterior. *Si el motor va a trabajar en rangos de velocidad de 0 a 30 Hz durante períodos prolongados, se recomienda instalar ventilación extra a la del motor para asegurar el enfriamiento adecuado.*

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.7. Tipos de cargas

La primera consideración que se debe de hacer al aplicar un VDF es determinar el **tipo de carga y sus características**, debiendo de conocer los requerimientos de Par y Velocidad.

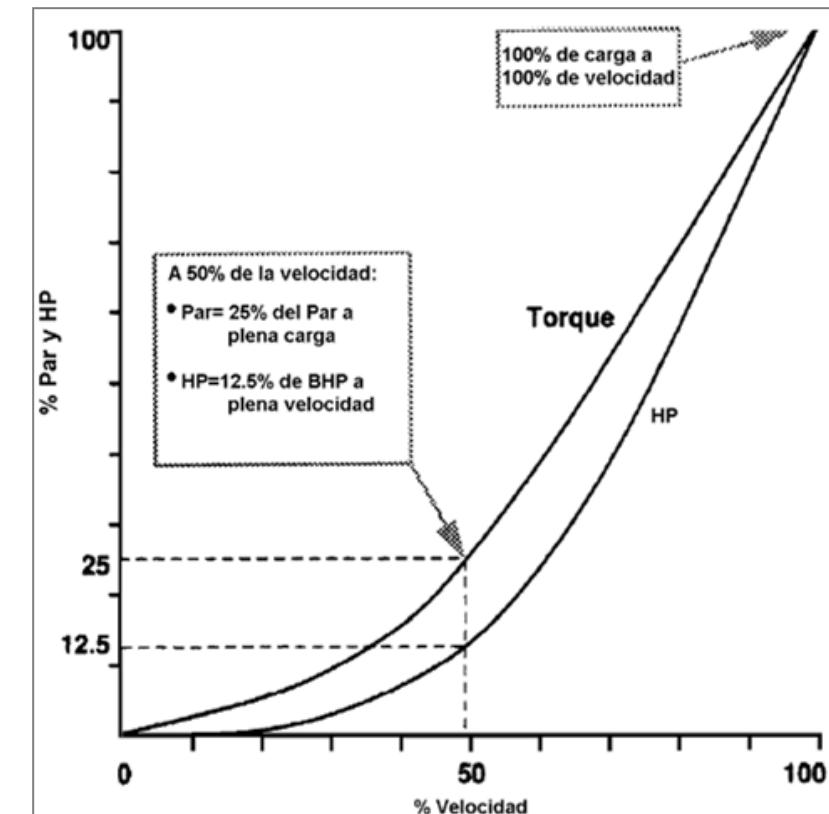
Las cargas se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- ✓ Cargas de Par Variable
- ✓ Cargas de Par Constante
- ✓ Cargas de Potencia Constante
- ✓ Cargas de Impacto

D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

1. CARGAS DE PAR VARIABLE. Las cargas donde el Par se reduce operando por debajo de la velocidad base y se incrementa operando por encima de dicha velocidad se denominan Cargas de Par Variable. En muchas cargas el par se reduce con el cuadrado de la velocidad, siendo las bombas centrífugas y cierto tipo de ventiladores y sopladores las cargas más representativas.



Comportamiento de cargas de par variable

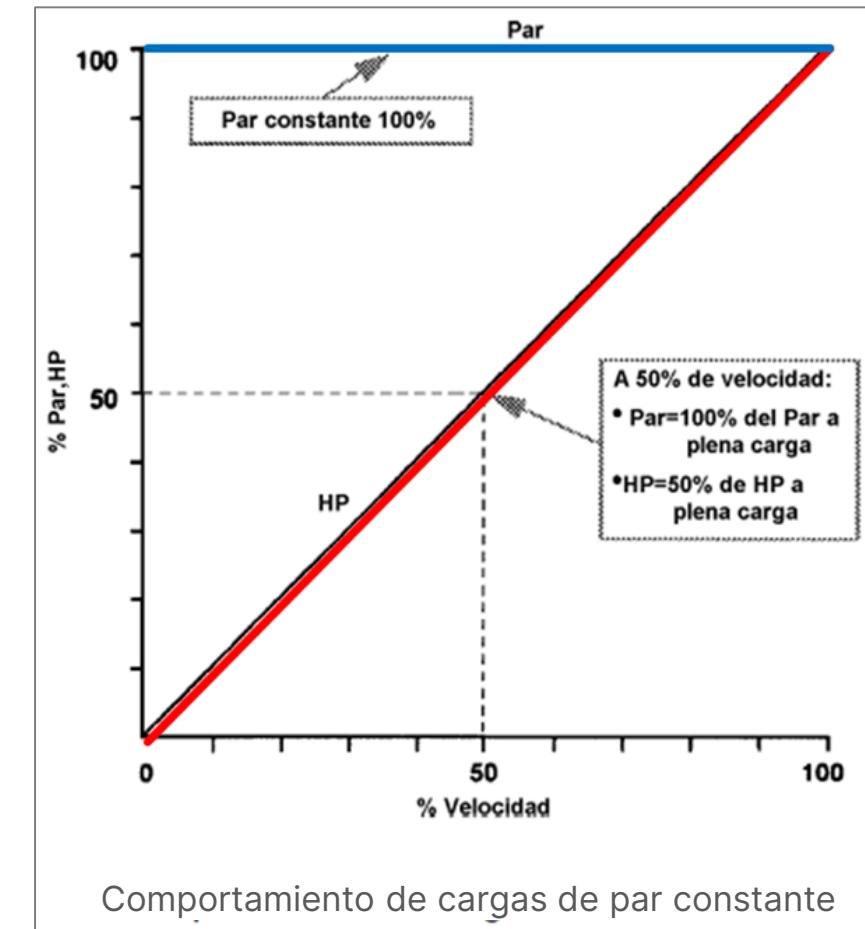
D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

2. CARGAS DE PAR CONSTANTE. Son cargas en las que el Par no es función de la velocidad sino que permanece constante, mientras que la potencia varía linealmente con la velocidad.

Las aplicaciones típicas son:

- ✓ Accionamientos de tracción
- ✓ Bandas transportadoras
- ✓ Bombas de desplazamiento positivo
- ✓ Grúas y malacates



D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

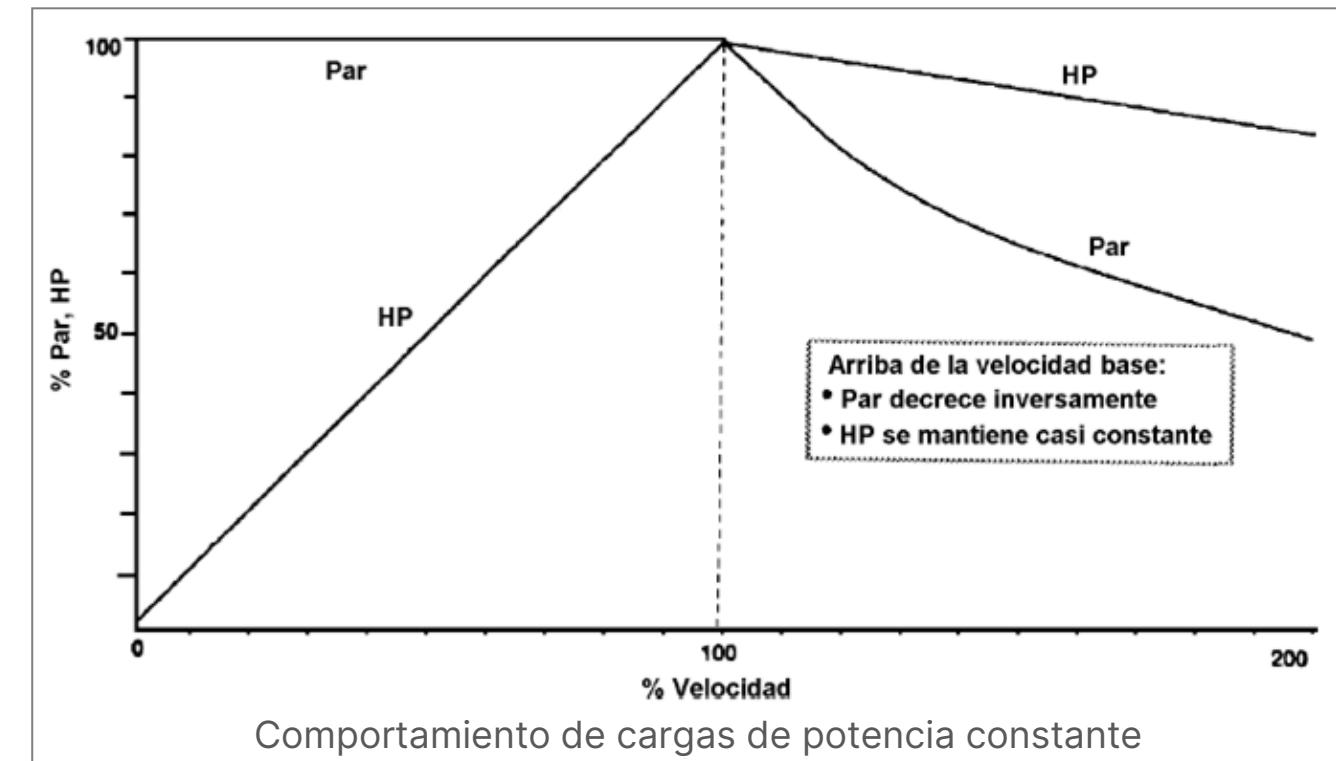
D.5.6. Variadores de flujo vectorial

3. CARGAS DE POTENCIA

CONSTANTE. En las cargas de potencia constante, cuando se opera por encima de la velocidad base, el Par requerido decrece, mientras que la potencia se mantiene casi constante.

Los usos típicos son:

- ✓ Molinos
- ✓ Bobinadoras

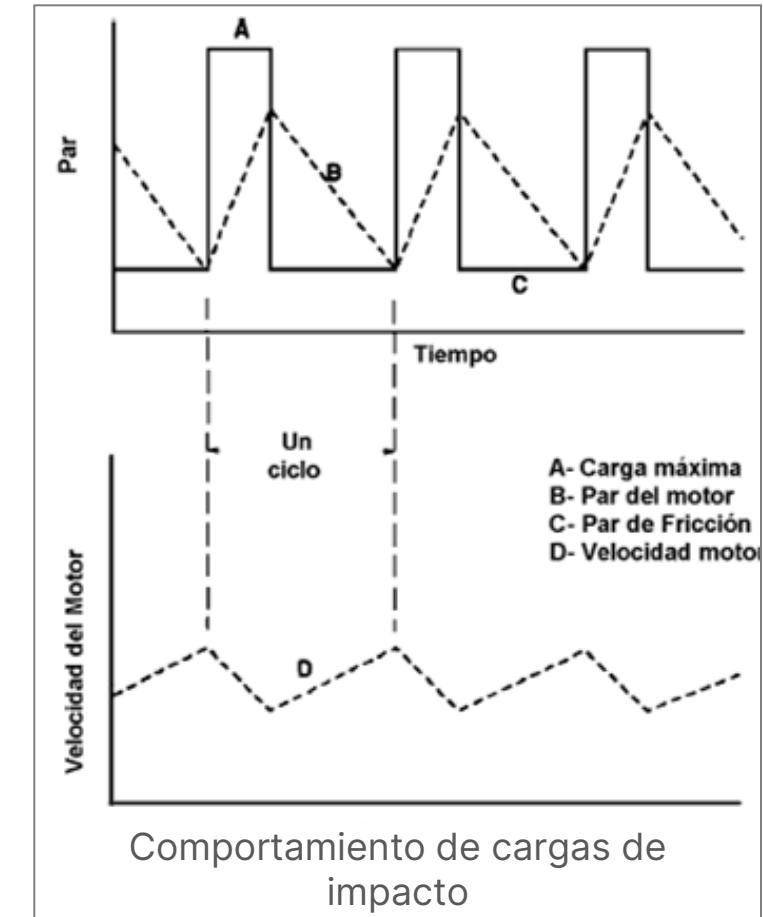


D.5. VARIADORES DE FRECUENCIA

D.5.6. Variadores de flujo vectorial

4. CARGAS DE IMPACTO. En las cargas de impacto (máquinas con embragues de operación cíclica o prensas de estampado), el Par es intermitente y no es función de la velocidad.

En la prensas se requiere que el conjunto Motor+VFD produzcan el par de aceleración suficiente para regresar el volante de inercia a la velocidad requerida antes del siguiente ciclo.



D.6. FILTRADO DE ARMÓNICOS

D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

- ✓ Los armónicos, se generan por *cargas no lineales* que, conectadas a la red eléctrica con tensión alterna y sinusoidal, *absorben corrientes no lineales*. Su amplitud y frecuencia dependerá de la deformación de la onda de corriente al aplicar una tensión sinusoidal.
- ✓ Los armónicos son las componentes de una *forma de onda distorsionada* y su uso permite analizar cualquier forma de onda periódica no sinusoidal, *descomponiéndola en componentes sinusoidales*.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Según el teorema de Fourier, cualquier función periódica de periodo T generalmente continua y limitada es representada por *la suma de infinitos términos sinusoidales*, con frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia de la función original.

El armónico cuya frecuencia corresponde al periodo de la forma de onda original se llama **armónico fundamental** y el armónico con frecuencia igual a "n" veces la del fundamental se llama **armónico de orden «n»**.

*Un armónico de orden 3 tiene frecuencia 3 veces superior a la fundamental, es decir, $3 * 50 \text{ Hz} = 150 \text{ Hz}$.*

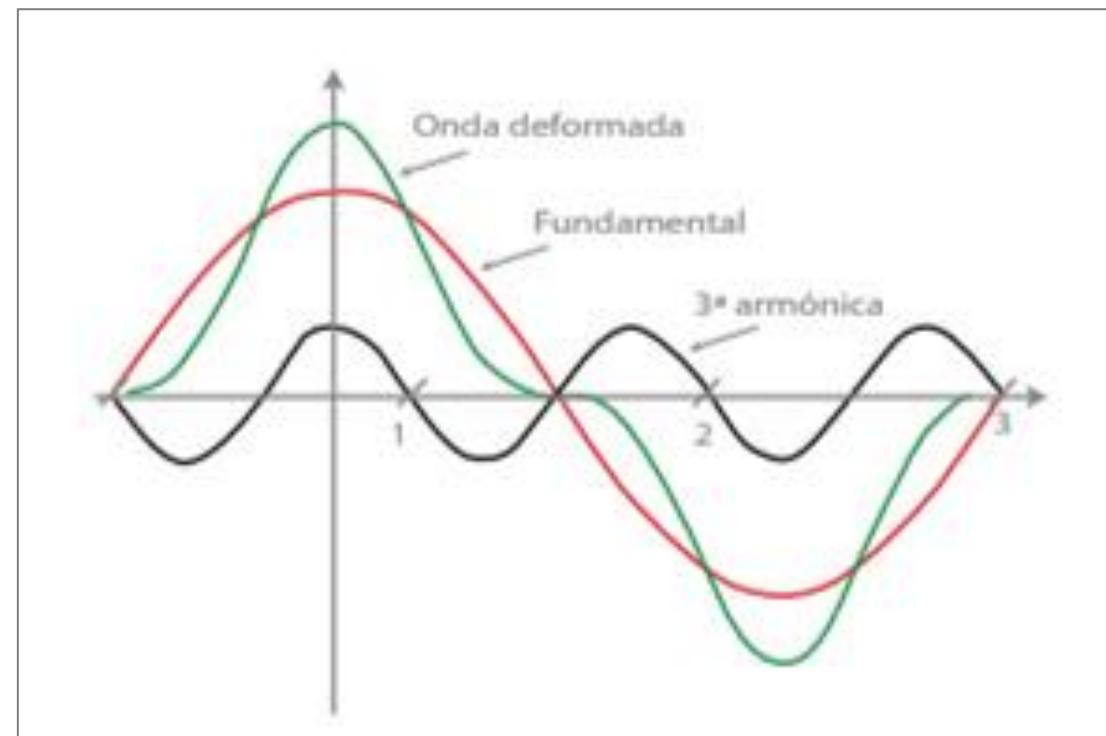


Jean-Baptiste Joseph Fourier,
matemático francés (1768-1830)

D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Según Fourier, una forma de onda perfectamente sinusoidal no presenta armónicos de orden diferente al fundamental.



D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Toda red eléctrica está formada por una determinada cantidad de cargas. Cuando la corriente que atraviesa una carga tiene la misma forma que la tensión, esta carga se denomina lineal; cuando la forma de la corriente no se corresponde con la forma de la tensión, la carga se denomina no lineal (véanse las figuras siguientes).

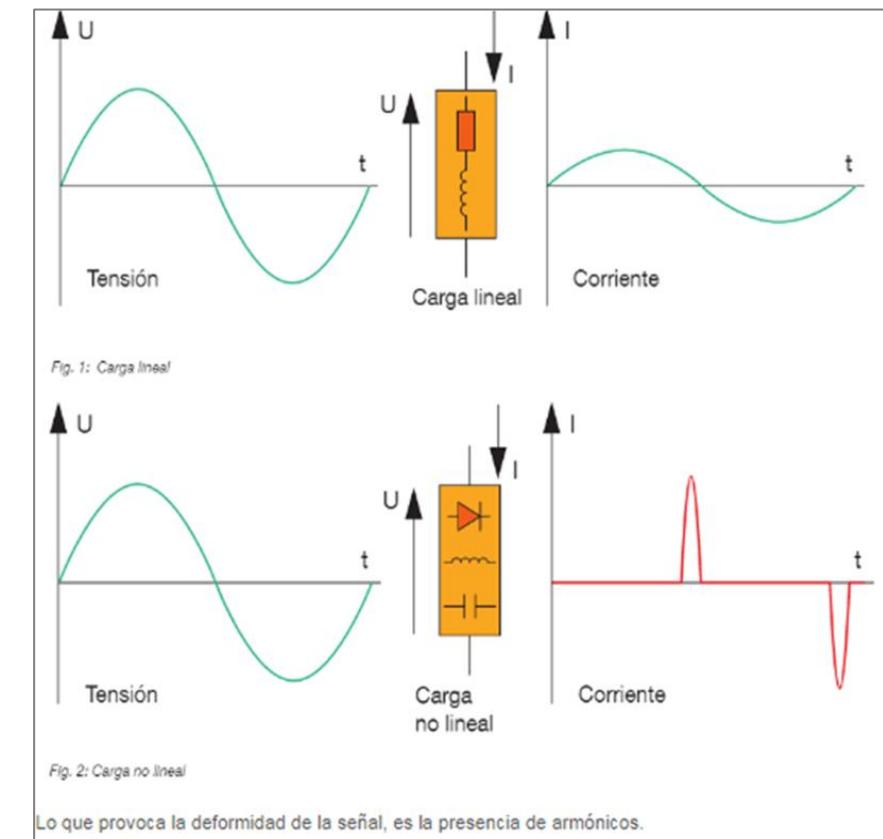
Lo que provoca la deformidad de la señal, es la presencia de armónicos.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Los principales equipos generadores de armónicos son:

- ✓ Ordenadores/computadoras.
- ✓ Lámparas Fluorescentes .
- ✓ Lámparas de descarga.
- ✓ Equipos inverters.
- ✓ UPS.
- ✓ Variadores de Frecuencia.
- ✓ Soldadoras.
- ✓ Hornos de arco.
- ✓ Hornos de inducción.



D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Las **corrientes armónicas** son componentes similares de una corriente eléctrica periódica pero con frecuencia múltiplo (2, 3, 4, 5, ..., n) de la frecuencia fundamental (50 Hz en las redes eléctricas).

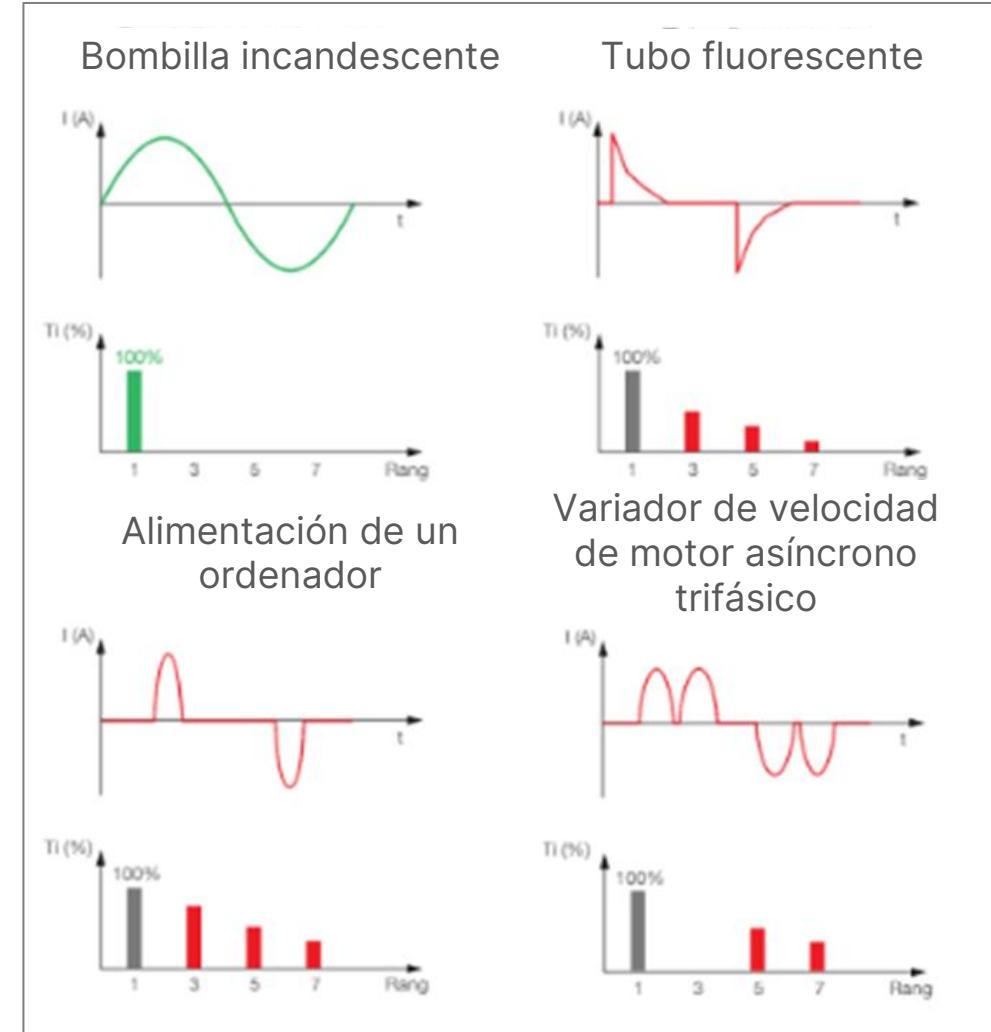
Los armónicos de orden par (2, 4, 6, 8, ...) no se analizan en los entornos industriales, ya que se anulan gracias a la simetría de la señal alterna.

Las **cargas no lineales monofásicas** tienen un espectro rico en componentes armónicas de rango impar (3, 5, 7, 9, ...), esto también sucede en cargas trifásicas conectadas en triángulo, salvo porque estas últimas no tienen componentes de rango 3.

D.6. ARMÓNICOS

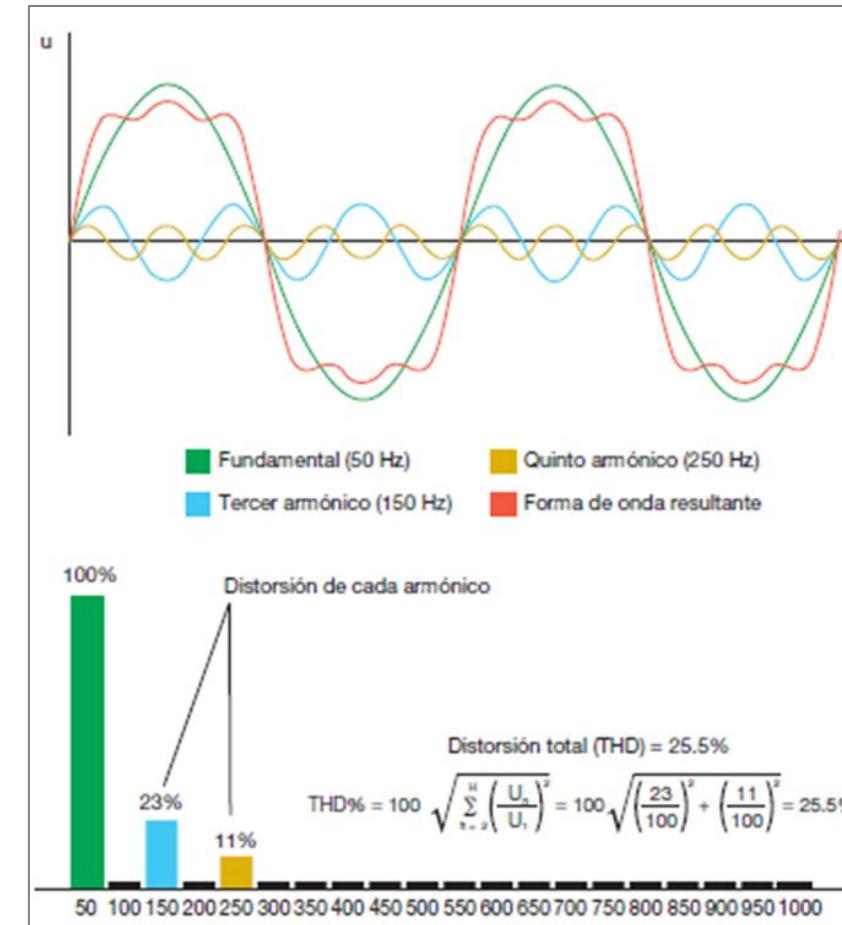
D.6.1. Origen y definición

Un elemento esencial del estudio es el *espectro de frecuencias armónicas de la señal*. Es una representación gráfica que enumera los armónicos presentes, la señal en frecuencia y en amplitud. Aquí puede ver (figura a la derecha) el espectro de algunas cargas habituales.



D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición



D.6. ARMÓNICOS

D.6.1. Origen y definición

Además de los armónicos indicados anteriormente, en las redes también se encuentran otros dos tipos de componentes superpuestos a la onda fundamental. Los **inter-armónicos** que se caracterizan por una frecuencia que no es múltiplo de la fundamental (por ejemplo: 175 Hz no es múltiplo de 50 Hz), y los **infra-armónicos** los cuales presentan una frecuencia inferior a la de la red.

Los primeros, (sólo presentes en pequeña cantidad), pueden, perturbar señales de control a distancia enviadas por las redes eléctricas. Los últimos suelen deberse a los convertidores de ciclo, los hornos de arco o los variadores de velocidad.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.2. Medición de armónicos

La resultante de los armónicos normalmente se explica por la distorsión armónica total (*THD: Total Harmonics Distortion*). El cálculo de THD permite calificar globalmente el nivel de contaminación de una red en tensión o en corriente.

Índice en tensión	Perturbaciones detectadas
THDV < 5%	Nada en general
5% < THDV < 8%	Mal funcionamiento de material anormalmente sensible
8% < THDV < 10%	Probable mal funcionamiento del material
THDV > 10%	Seguro mal funcionamiento del material



D.6. ARMÓNICOS

D.6.2. Medición de armónicos

Para obtener información del contenido armónico de las formas de onda de la tensión y la corriente, y para poder adoptar medidas si dichos valores son elevados, se define la tasa de distorsión armónica total THD (Total Harmonic Distortion):

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad THD \text{ en corriente}$$

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} V_k^2}}{V_1} \quad THD \text{ en tensión}$$

Si $THDi < 10\%$ y $THDv < 5\%$, la tasa armónica se considera aceptable y no es necesario tomar medidas; caso contrario, se puede prever el uso de uno o más filtros para los armónicos con objeto de devolver los valores de las tasas de distorsión armónica a los límites aceptables.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.3. Influencia sobre los parámetros medidos en la red

INFLUENCIA SOBRE EL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es igual a la *potencia activa consumida* por el equipo eléctrico dividida por el *producto de los valores eficaces de la corriente y de la tensión (potencia aparente)*. Siempre está comprendido entre el 1 y el 0.

$$F_p = \frac{P}{S}$$

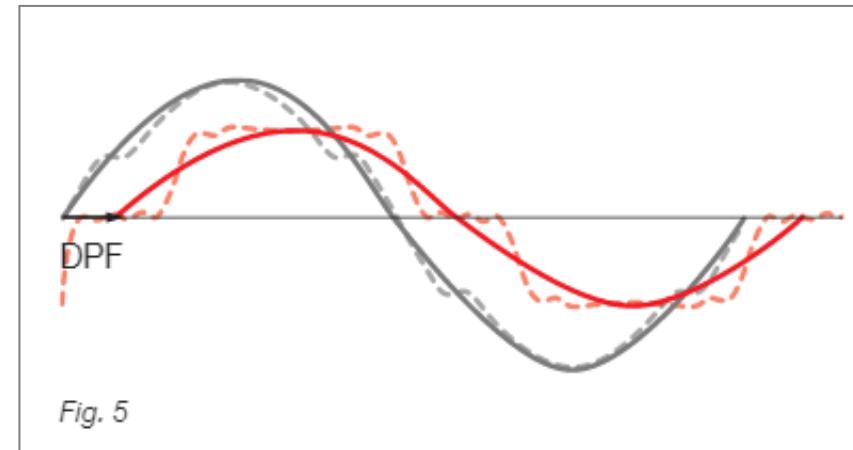
Si la corriente y la tensión son funciones generales del tiempo, el factor de potencia es igual al coseno del desfase entre la corriente y la tensión ($\cos \phi$).

D.6. ARMÓNICOS

D.6.3. Influencia sobre los parámetros medidos en la red

INFLUENCIA SOBRE EL FACTOR DE POTENCIA

En presencia de corrientes armónicas importantes, esto no se cumple, debido a la potencia distorsionante. La potencia activa (P) se obtiene de: $P = U \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1$ donde I_1 es el valor eficaz de la corriente fundamental y $\cos\varphi_1$ es el factor de desplazamiento (DPF, por *Displacement Power Factor*). Representa el desfase entre fundamental de la tensión y fundamental de la corriente.



D.6. ARMÓNICOS

D.6.3. Influencia sobre los parámetros medidos en la red

INFLUENCIA SOBRE EL FACTOR DE POTENCIA

Por una parte, la potencia aparente se obtiene de:

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

donde Q es la potencia reactiva $Q = U * I_1 * \operatorname{sen}\phi_1$, y D es la *potencia deformadora*, $D_2 = U_{12} * I_h$, siendo I_h es el valor eficaz del conjunto de armónicos de rango superior a 1 de la corriente.

Por eso:

$$F_P = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}}$$

D.6. ARMÓNICOS

D.6.3. Influencia sobre los parámetros medidos en la red

INFLUENCIA SOBRE EL FACTOR DE CRESTA. «*El factor de cresta es la relación entre el valor de cresta (pico) y el valor eficaz*». En régimen sinusoidal, **el Factor de Cresta es $\sqrt{2}$** . En presencia de armónicos, puede alcanzar valores muy superiores por lo que exigirá aparatos de medición más sensibles con mayor precisión en el circuito de conversión.

Por ejemplo, en un ordenador equipado con una fuente de alimentación conmutada, el Factor de Cresta puede llegar a valores de entre 2 y 3.

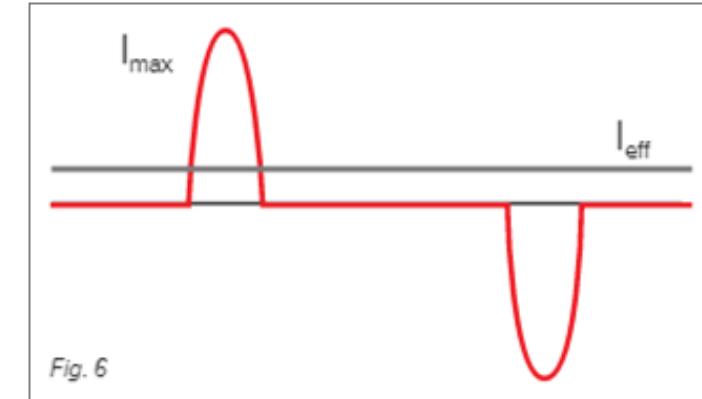


Fig. 6

D.6. ARMÓNICOS

D.6.4. Efectos generales sobre las redes eléctricas

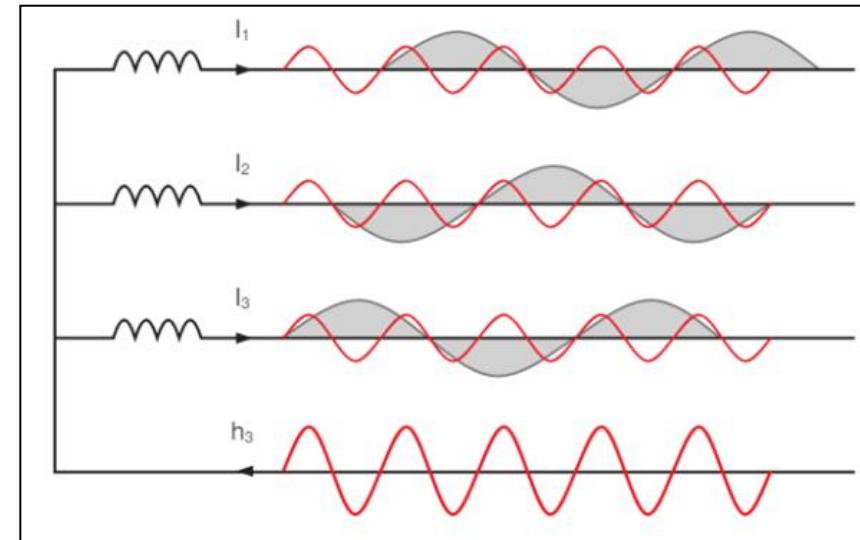
Generados en las cargas, los armónicos de corriente se propagan en las redes y crean distorsión de la onda de tensión en las impedancias de las líneas. Las deformaciones de la tensión se redistribuyen a los usuarios de todo el conjunto de la red eléctrica.

Se debe observar, en especial, el armónico de **orden 3** en las redes trifásicas. Las corrientes de armónicos de **$n = 3$** y sus múltiplos están en fase sumándose vectorialmente en el conductor neutro ($I_n = I_1 + I_2 + I_3$). En cargas formadas principalmente por equipos informáticos, las corrientes de **$n = 3$** y de **$n = 3*X$** se suman en el neutro, generando corrientes de neutro **130 % mayores** que las corrientes de fase.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.4. Efectos generales sobre las redes eléctricas

Entonces, es importante dimensionar correctamente la sección del neutro. Habitualmente, por ahorrar costo, se instala el cable de neutro con sección dos veces inferior a la de las fases, sin tener en cuenta que hay muchas instalaciones expuestas a las consecuencias de los armónicos.



En las corrientes trifásicas, las corrientes armónicas de rango 3 están en fase

D.6. ARMÓNICOS

D.6.5. Condición TN-C

En un régimen TN-C, las funciones de conductor neutro y de protección utilizan *un mismo conductor* denominado PEN. Con corrientes armónicas **de rango 3** y múltiplos de 3 circulando por ese conductor y las armaduras metálicas, *es posible constatar variaciones de potencial que influyen en la electrónica de equipos sensibles*, o incluso creando de bucles magnéticos que generan tensiones o corrientes inducidas en los circuitos (contaminación CEM/ECM).

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

SOBRE LOS TRANSFORMADORES. La circulación de corrientes armónicas implica pérdidas por efecto joule y pérdidas magnéticas suplementarias. De acuerdo con la norma NF EN 50464-3, se aplica una *desclasificación de la potencia aparente del transformador* según la fórmula siguiente:

$$S_{DESCLASIFICACIÓN} = K \cdot S_n$$

donde:

$$K = [1 + \frac{e}{1+e} \cdot \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \cdot \sum_{n=2}^{n=N} \sqrt{(n^q \cdot \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2)}]$$

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN MÁQUINAS GIRATORIAS. Además de las pérdidas por Joule y magnéticas extra, las tensiones armónicas pueden provocar pares pulsantes con vibraciones mecánicas perjudiciales disminuyendo el rendimiento mecánico del motor.

El *factor armónico de tensión (Harmonic Voltage Factor)* debe ser inferior al 2 %. El factor se calcula con la fórmula siguiente:

$$HVF = \sqrt{\frac{1}{\sum_{N=2}^{\infty} \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 \cdot \frac{1}{n}}} \leq 2 \%$$

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN DISPOSITIVOS DE MEDIDAS Y PROTECCIÓN. Las corrientes armónicas también pueden perturbar la medida de los equipos no inmunizados asociados a equipos de corte y de protección, a controladores permanentes de aislamiento y aparatos de medida.

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES. Un problema importante cuando la distorsión en línea alcanza valores elevados, es el **peligro de resonancia** entre el sistema de corrección (capacidad equivalente de los condensadores) y la inductancia equivalente de la red.

La resonancia se da cuando la reactancia inductiva y capacitiva se igualan.

Llamaremos:

- ✓ Circuito resonante serie si la inductancia y la capacidad están en serie.
- ✓ Circuito resonante paralelo si la inductancia y la capacidad están en paralelo.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES. En la misma red, *pueden darse al mismo tiempo una resonancia en serie y una resonancia en paralelo*. La resonancia tiene lugar a una frecuencia concreta, llamada **Frecuencia de Resonancia fr.**

$$X_L = X_C \rightarrow \omega_r \cdot L = \frac{1}{\omega_r \cdot C} \rightarrow \omega_r^2 \cdot L \cdot C = 1$$

$$\rightarrow (2 \cdot \pi \cdot f_r)^2 = \frac{1}{L \cdot C} \rightarrow f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$$

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES

Para **resonancia en serie**, la impedancia total teóricamente se anula:

$$\overline{Z_{TOT}} = j \cdot (X_L - X_C) = 0$$

Para **resonancia en paralelo**, la impedancia total tiende al infinito:

$$\overline{Z_{TOT}} = \frac{X_L \cdot X_C}{j \cdot (X_L - X_C)} \rightarrow \infty$$

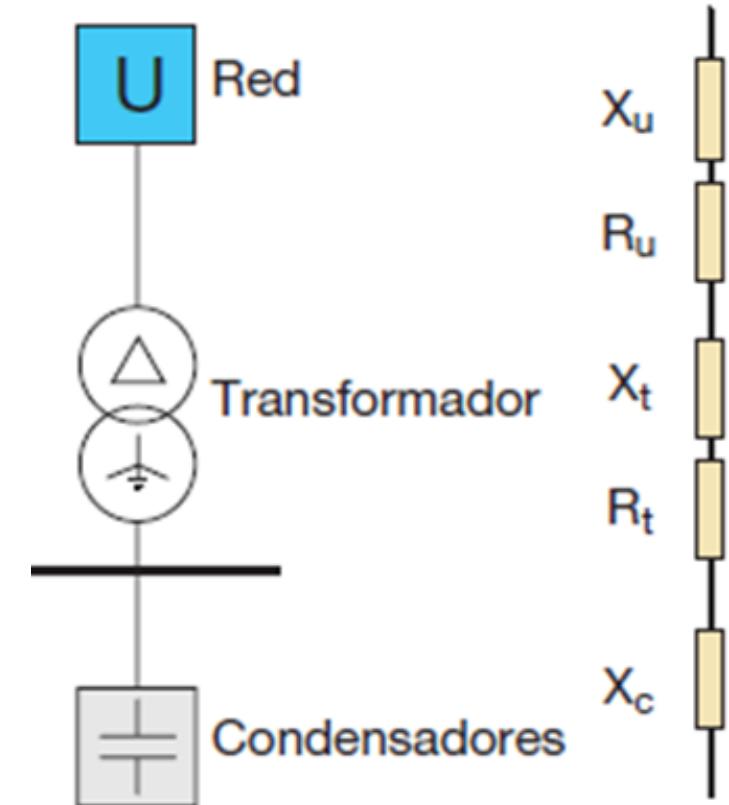
D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES

Un **círculo resonante serie** que recibe alimentación de tensión alterna con frecuencia cercana a la frecuencia de resonancia, *puede dar lugar a la amplificación de la corriente absorbida* provocando perturbaciones, sobrecorrientes e incluso daños a los componentes de la red.

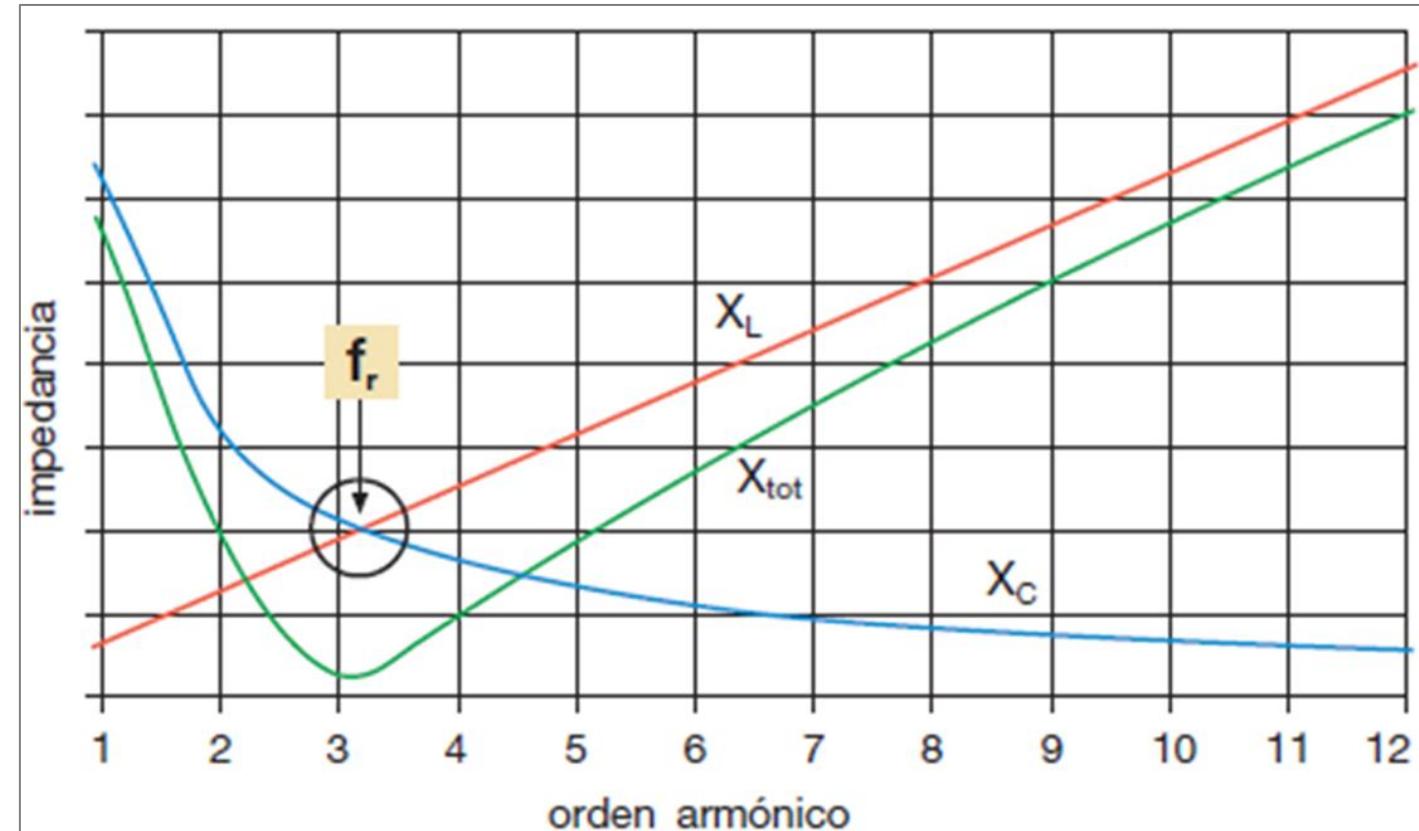
Un **círculo resonante paralelo** que recibe alimentación de armónicos de corriente de cargas de distorsión, puede dar lugar una *sobretensión en el armónico de resonancia*.



D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES



D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

EN BATERÍAS DE CONDENSADORES. Sin armónicos y suponiendo que la frecuencia de resonancia difiera lo suficiente de la frecuencia de la red, no hay lugar para sobrecorrientes en las líneas. Para evitar la resonancia y, para que la vida del condensador no se vea reducida, es preciso que la red tenga una frecuencia de resonancia lo más diferente posible de la de los armónicos presentes.

La solución, se indica en la norma IEC EN 61642, consiste en conectar una reactancia inductiva en serie al condensador (reactancia de bloqueo); la reactancia debe estar dimensionada con frecuencia de resonancia inferior a la frecuencia armónica más baja de la tensión del circuito.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.6. Efectos sobre los equipos

Dimensionando de esta forma la inductancia, la interacción de la inductancia de la red y de la impedancia (inductiva) de la conexión inductor-condensador ya no podrá dar lugar a condiciones de resonancia en las frecuencias de las tensiones y de las corrientes armónicas presentes en la red.

Ejemplo

Supongamos que en el circuito resonante serie de la figura 8.2 el armónico más bajo de amplitud considerable es el quinto. De la relación anterior:

$$f_1 \cdot \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} < f_5 \rightarrow \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} < \frac{f_5}{f_1} = 5 \rightarrow X_{L1} > 4\% X_{C1} \quad [8.7]$$

donde:

- X_{C1} es la reactancia capacitiva del condensador a la frecuencia fundamental;
- X_{L1} es la reactancia insertada en serie con el condensador a la frecuencia fundamental.

Si el armónico más bajo de amplitud considerable fuese el tercero:

$$X_{L1} > 11.1\% X_{C1} \quad [8.7]$$

D.6. ARMÓNICOS

D.6.7. Soluciones para controlar la contaminación por armónicos

Para protegerse de los efectos nocivos de los armónicos; debemos *cuantificar los efectos y adaptar la protección* en función de la sensibilidad del proceso industrial y de las cargas presentes en la instalación. Cada carga presenta un nivel de inmunidad diferente ante perturbaciones armónicas. También algunas cargas *pueden* emitir contaminación armónica. Gracias a estas medidas, se puede realizar un diagnóstico preciso de la instalación. Luego, es cuestión de método. Se recomienda el enfoque siguiente:

D.6. ARMÓNICOS

D.6.7. Soluciones para controlar la contaminación por armónicos

1. Diagnóstico de la instalación: Medir y determinar el nivel de armónicos. Las centrales de medidas actuales, denominadas *PMD (Performance & Power Monitoring Device)* de acuerdo con las normas CEI 61557-12), realizan el análisis de armónicos por orden y también el total (THD). Los PMD pueden memorizar las alarmas y los valores mínimo y máximo. También, miden de forma continua la corriente del neutro.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.7. Soluciones para controlar la contaminación por armónicos

2. Modelizado y caracterización del fenómeno, posterior estudio técnico-económico para recomendar las soluciones y las opciones.
3. Puesta en práctica de las soluciones materiales. Verificación de su efecto con las reiterando las mediciones apropiadas.
4. Mantenimiento del rendimiento de la instalación en el tiempo mediante un contrato de mantenimiento y/o de control de calidad de la energía, o incluso del rendimiento energético.

D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales

Si la impedancia aguas arriba es débil, la potencia de cortocircuito resulta importante, lo que reduce los problemas por armónicos. Así, *las cargas distorsionantes deben instalarse tan aguas arriba de la fuente como sea posible con el fin de beneficiarse del nivel más elevado de potencia de cortocircuito*. Esta solución no siempre resulta interesante desde el punto de vista económico. Al no poder suprimir los armónicos, *el objetivo es confinarlos muy cerca de las cargas distorsionantes evitando que contaminen toda la red. Para eso se utilizan los sistemas de filtrado o de aislamiento (por transformador)*.

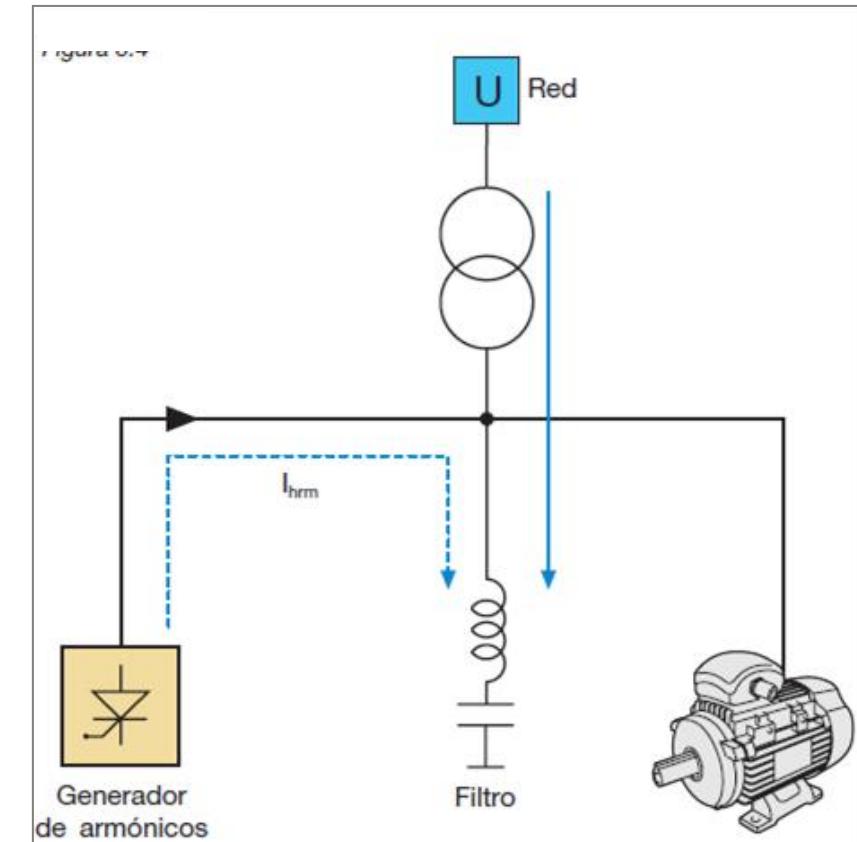
D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales

La inductancia de bloqueo es una de las soluciones para evitar casos de resonancia en bancos de capacitores.

El **filtro pasivo**, se compone de un condensador conectado en serie a un inductor y su función es la de *igualar la frecuencia de resonancia total* a la frecuencia del armónico que se desea eliminar.

El filtro pasivo, se determina en cada caso en función del armónico concreto que necesita ser filtrado, es económico, fácil de conectar y de poner en funcionamiento.



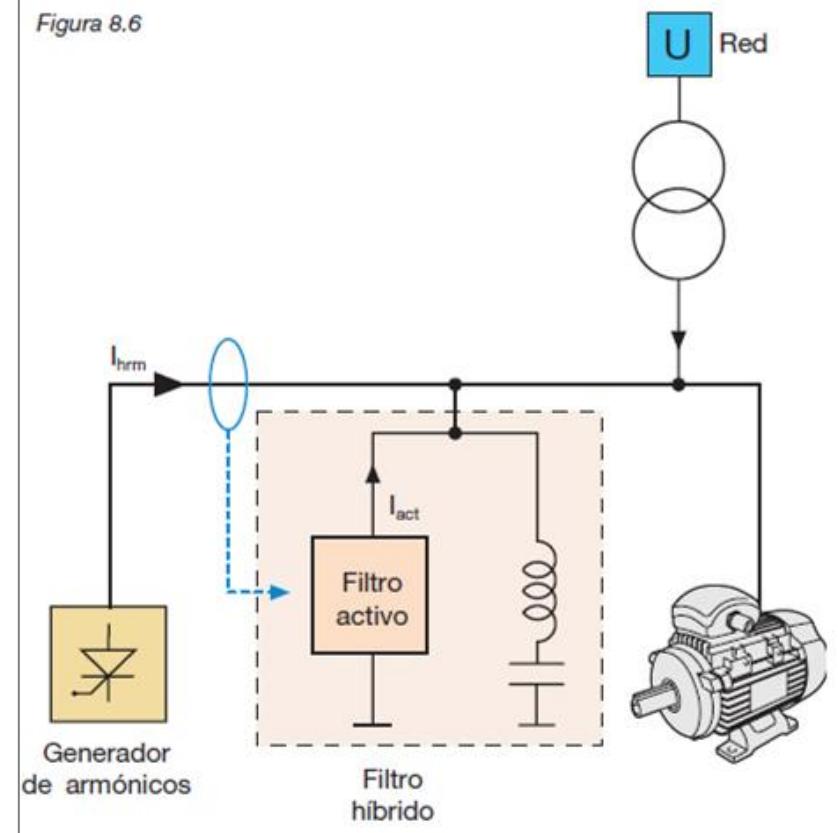
D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales

El **filtro activo** puede eliminar de forma automática los armónicos de corriente presentes en la red en una amplia gama de frecuencias. Su electrónica generará un sistema de armónicos capaz de anular los armónicos presentes en la red.

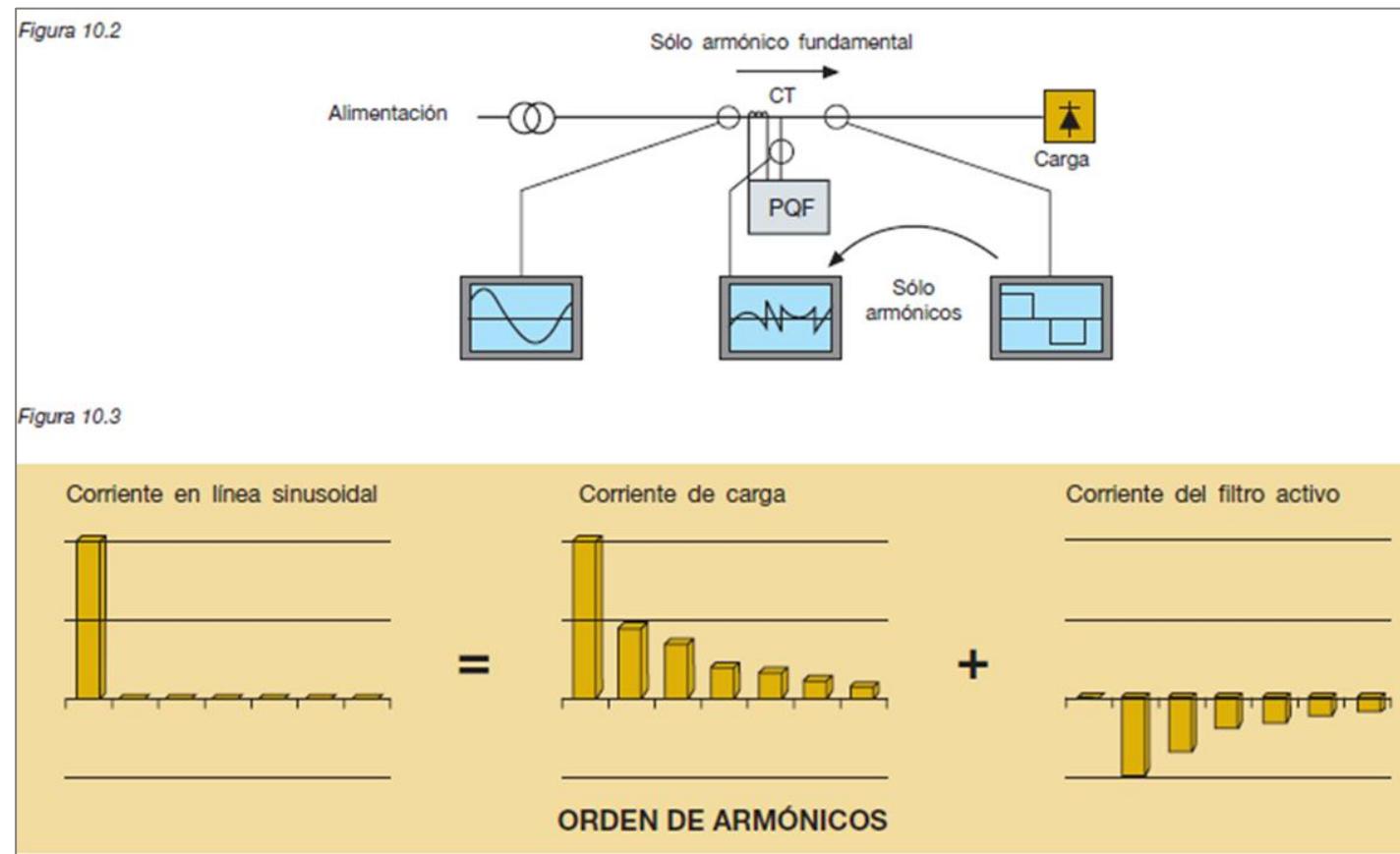
Puede filtrar al mismo tiempo decenas de armónicos.

Figura 8.6



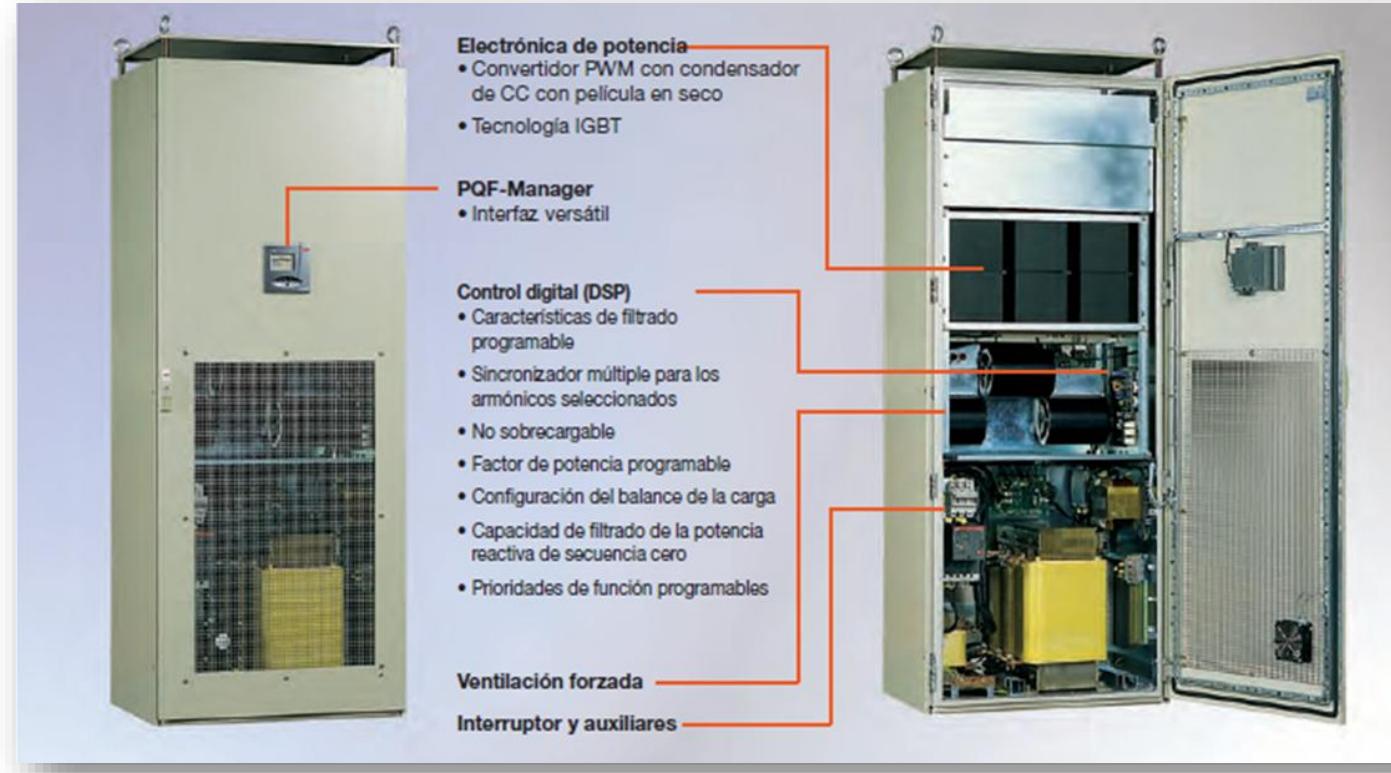
D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales



D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales



Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas

D.6. ARMÓNICOS

D.6.8. Soluciones habituales

El desarrollo de la electrónica de potencia ha mejorado los procesos industriales. La mayoría de estos equipos provocan distorsiones armónicas que conviene controlar asegurando calidad de la energía eléctrica compatible con las exigencias de las cargas.

Las restricciones ambientales fuerzan a los fabricantes a *integrar controles para reducir la generación de corrientes armónicas*. La *medición permanente de armónicos* con ayuda de una central de medida y el *respeto de reglas elementales* aseguran a los equipos de mantenimiento el seguimiento eficaz y seguro de la instalación eléctrica.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.1. Introducción

Los elementos consumidores en una instalación eléctrica, generalmente, utilizan la potencia eléctrica (activa) de la red para transformarla en:

- ✓ Fuentes de Alimentación (ordenadores, impresoras, entre otros).
- ✓ Otras Formas de Energía (como lámparas o estufas eléctricas).
- ✓ Trabajo Útil (por ejemplo, motores eléctricos).

Para que esto ocurra, generalmente es necesario que el elemento de la instalación intercambie con la red (con un consumo neto nulo) energía reactiva principalmente de tipo inductivo.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.1. Introducción

Esta energía, de tipo inductivo, si no se convierte inmediatamente en otras formas, incrementa la potencia total que transita la red eléctrica, desde los generadores, a lo largo de todas las líneas eléctricas, hasta los elementos que la utilizan. *Para atenuar este efecto negativo es necesaria la corrección del factor de potencia en las instalaciones eléctricas.*



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.1. Introducción

La corrección, mediante el uso de baterías de condensadores para generar in situ la energía reactiva necesaria para la transferencia de potencia eléctrica útil, permite una gestión técnico-económica mejor y más racional de las instalaciones.



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.1. Introducción

En las redes de corriente alterna, la corriente absorbida por la carga puede representarse por dos componentes:

- ✓ La **componente activa** I_R , en fase con la tensión de alimentación, directamente relacionada con el trabajo útil desarrollado (y, por tanto, con la parte proporcional de energía eléctrica transformada en otro tipo, como mecánica, lumínica o térmica).

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.1. Introducción

- ✓ La **componente reactiva I_Q** , perpendicular respecto a la tensión, sirve para producir el flujo necesario para la conversión de las potencias *a través del campo eléctrico o magnético* y es un índice del intercambio energético entre la alimentación y el elemento de la instalación eléctrica.

Sin esta componente *no podría haber transferencia neta de potencia*, por ejemplo, por intervención del acoplamiento magnético en el núcleo de un transformador o en el entrehierro de un motor.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.2. Generalidades

Por lo general, en presencia de cargas de tipo óhmico inductivo, la corriente total / se muestra desfasada y retardada respecto a la componente activa I_R .

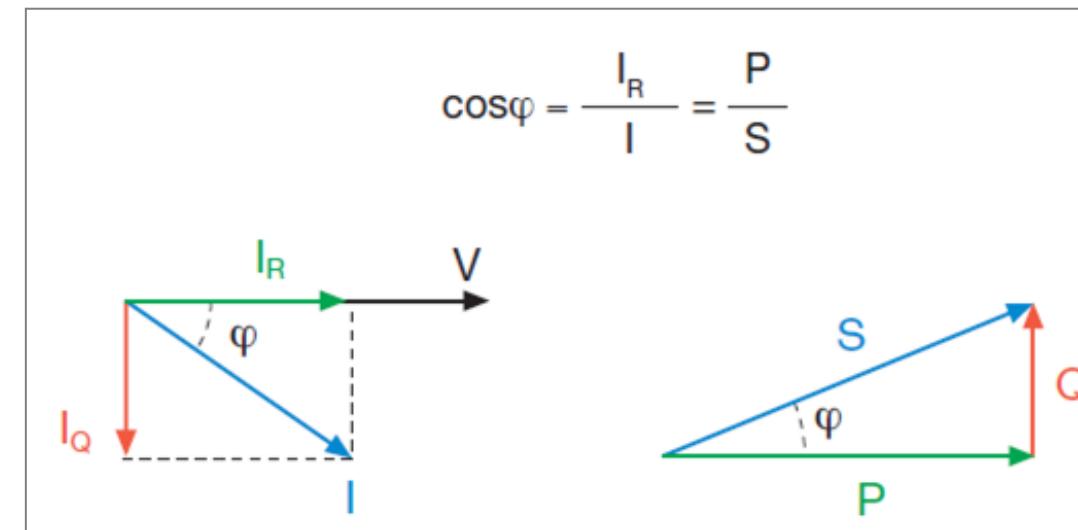
Por lo tanto, en una instalación eléctrica es necesario generar y transportar, además de la potencia activa útil P , una cierta potencia reactiva Q , indispensable para la conversión de la energía eléctrica que no es utilizada por el elemento sino intercambiada con la red.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.2. Generalidades

El complejo de la potencia generada y transportada constituye la potencia aparente S.

El **factor de potencia $\cos \phi$** se define como la relación entre la componente activa I_R y el valor total de la corriente I , siendo ϕ el ángulo de fase entre la tensión y la corriente. Con una tensión V dada de fase resulta:



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.2. Generalidades

Los factores de potencia típicos de algunos aparatos eléctricos:

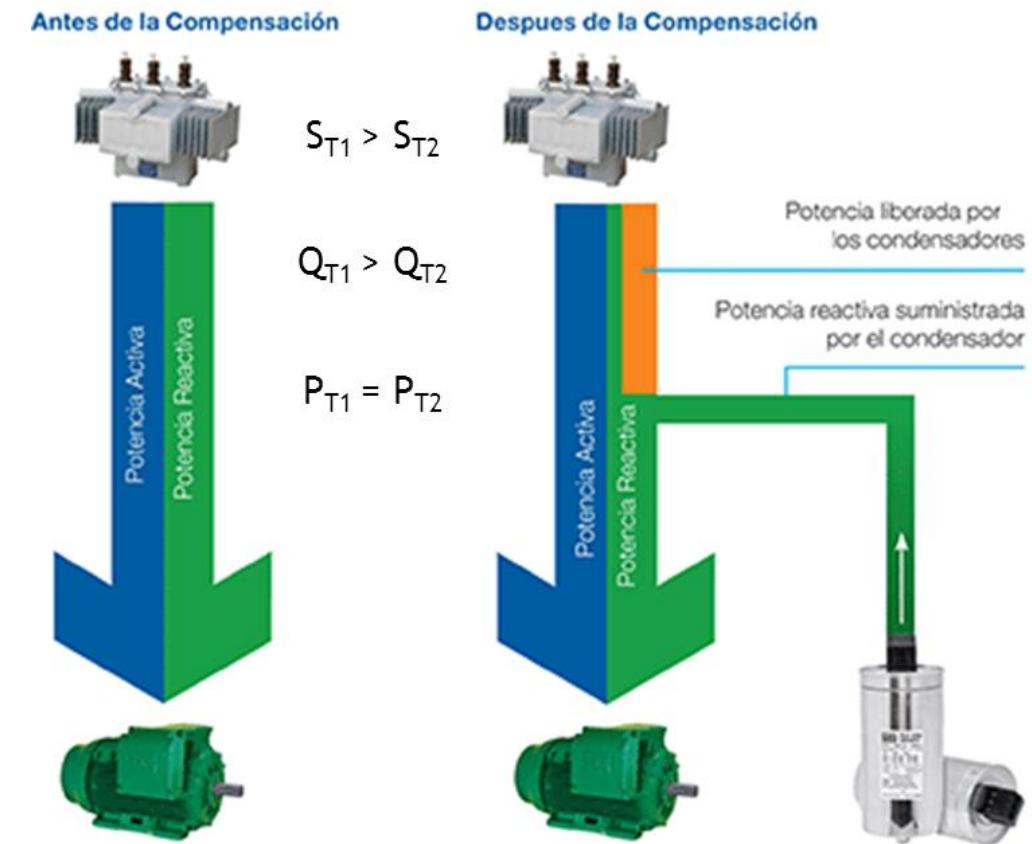
Tabla 1.1

Carga	$\cos\varphi$ factor de potencia
Transformadores en vacío	0.1÷0.15
Motores	0.7÷0.85
Dispositivos para el tratamiento del metal:	
- soldadoras de arco	0.35÷0.6
- soldadoras de arco compensadas	0.7÷0.8
- soldadoras de resistencia	0.4÷0.6
- hornos de arco	0.75÷0.9
Lámparas fluorescentes:	
- compensadas	0.9
- no compensadas	0.4÷0.6
Convertidores de CA - CC	0.6÷0.95
Accionamientos de CC	0.4÷0.75
Accionamientos de CA	0.95÷0.97
Cargas resistivas	1

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.2. Generalidades

Corregir significa incrementar el factor de potencia en una sección específica de la instalación, proporcionando la potencia reactiva necesaria para reducir, *a igual potencia útil requerida*, el valor de la corriente y, por tanto, de la potencia que transita la red aguas arriba. Así, líneas, generadores y transformadores pueden dimensionarse con valores de potencia aparente inferior.



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.2. Generalidades

Las disposiciones legales existentes en distintos países permiten a las compañías eléctricas crear tarifas diferenciales para la energía reactiva consumida que sobrepase la correspondiente a un $\cos \phi = 0.95$.

A partir del sistema de tarifas , el usuario puede determinar los importes que conlleve ese incremento y, evaluar, frente al coste de la instalación de corrección, el ahorro en relación con el coste de las sanciones.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

Al corregir la instalación, aportando *in situ* la potencia reactiva necesaria, se reduce el valor de la corriente (a igual potencia útil requerida), y, así, la potencia aparente consumida aguas arriba; esto trae numerosas ventajas:

- ✓ Uso optimizado de las máquinas eléctricas;
- ✓ Uso optimizado de las líneas eléctricas;
- ✓ Reducción de las pérdidas;
- ✓ Reducción de la caída de tensión.

Para formas de onda sinusoidales, la potencia reactiva necesaria para pasar de un FdP $\cos\phi_1$, a un FdP $\cos\phi_2$ se expresa (válido en sistemas trifásicos y monofásicos) como:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot (\operatorname{tg}\phi_1 - \operatorname{tg}\phi_2)$$

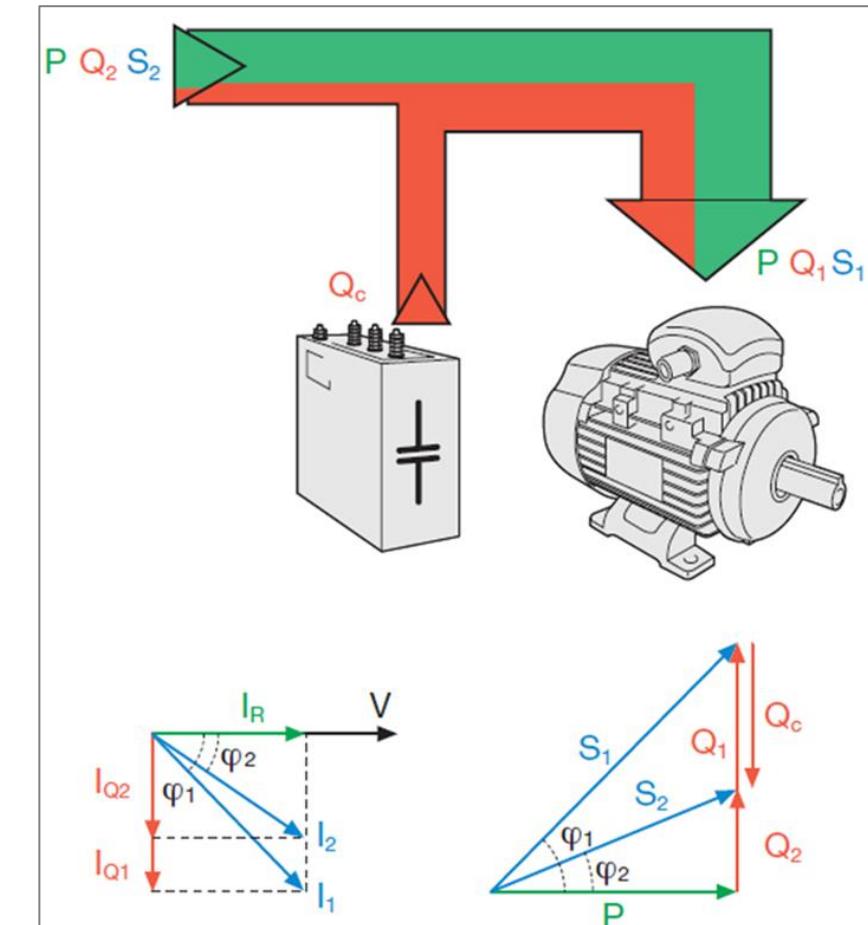
D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

donde:

- ✓ P es la potencia activa;
- ✓ Q_1, φ_1 son la potencia reactiva y el ángulo de desfase antes de la corrección.
- ✓ Q_2, φ_2 son la potencia reactiva y el ángulo de desfase tras la corrección.
- ✓ Q_c es la potencia reactiva de corrección.



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

EJEMPLO

Si queremos incrementar el factor de potencia de una instalación trifásica ($U_n = 400$ V) que consume de media 300 kW, de 0.8 a 0.93.

La corriente absorbida será:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_1} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 540 \text{ A}$$

Aplicando la fórmula anteriormente descrita se obtiene la potencia reactiva que debe producirse localmente Q_c :

$$Q_c = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2) = 300 \cdot (0.75 - 0.39) = 108 \text{ kvar}$$

Por efecto de la corrección, la corriente absorbida pasa de 540 A a:

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.93} = 465 \text{ A}$$

(reducción del 15% aprox.)

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

1. USO OPTIMIZADO DE MÁQUINAS ELÉCTRICAS. Los generadores y los transformadores se dimensionan a partir de la potencia aparente S . Esta, a igual potencia activa P , es más pequeña cuanto menor es la potencia reactiva Q suministrada. *Al corregir la instalación, las máquinas pueden dimensionarse en relación con potencia aparente inferior, aun para la misma potencia activa.*

A modo de ejemplo, la tabla siguiente muestra la variación de la potencia transmitida para transformadores trifásicos MT/BT en función del $\cos \phi$ del consumidor.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

Si se requiere alimentar una serie de cargas con una potencia total de 170 kW con $\cos \phi = 0.7$, hace falta un transformador de **250 kVA**.

Si las cargas absorbieran la misma potencia con $\cos \phi = 0.9$, en vez de 0.7, bastaría con utilizar un transformador de **200 kVA**.

Con los generadores ocurre lo mismo.

Potencia del transformador [kVA]	Potencia activa transmitida [kW]					
	$\cos\phi$					
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
63	32	38	44	50	57	63
100	50	60	70	80	90	100
125	63	75	88	100	113	125
160	80	96	112	128	144	160
200	100	120	140	160	180	200
250	125	150	175	200	225	250
315	158	189	221	252	284	315
400	200	240	280	320	360	400
630	315	378	441	504	567	630
800	400	480	560	640	720	800
1000	500	600	700	800	900	1000
1250	625	750	875	1000	1125	1250

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

2. USO OPTIMIZADO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS. La corrección del FdP permite obtener ventajas respecto al dimensionado de los cables, ya que se reduce la corriente, siempre, a igual potencia útil. Esto nos permite seleccionar conductores de menor sección.

Ejemplo. Para una carga que requiera potencia $P_n = 170 \text{ kW}$ con $\cos \phi = 0.7$, con tensión $U_n = 400 \text{ V}$; la corriente absorbida $I_{0.7}$ será:

$$I_{0.7} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_1} = \frac{170}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.7} = 350.5 \text{ A}$$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

USO OPTIMIZADO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS.

Eligiendo cable unipolar de cobre aislado en EPR, tendido horizontal en bandeja perforada, en condiciones normales, es necesario utilizar sección de 120 mm².

Corrigiendo localmente para obtener cos φ = 0.9, la corriente necesaria será:

$$I_{0.9} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_2} = \frac{170}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 272,6 \text{ A}$$

Para esta corriente, el conductor puede tener sección de 70 mm².

Tabla 2.2: Capacidad I_0 de los cables unipolares de cobre en bandeja perforada

S [mm ²]	Cu	
	XLPE/EPR	PVC
	I_0 [A]	
25	141	114
35	176	143
50	216	174
70	279	225
95	342	275
120	400	321
150	464	372
185	533	427
240	634	507
300	736	587
400	868	689
500	998	789
630	1151	905

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

3. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. Las pérdidas de potencia están dadas por $I^2 * R_{\text{conductor}}$; para igual potencia activa transmitida a mayor $\cos\phi$ y menor es la corriente, al crecer el FdP *disminuyen las pérdidas en el conductor* ubicado aguas arriba respecto al punto de corrección. En un sistema trifásico, las pérdidas se expresan de la siguiente manera:

$$p = 3 \cdot R \cdot I^2 = R \cdot \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2}$$

Dado que

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$



$$3 \cdot I^2 = \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2}$$

Donde:

- I: Corriente que atraviesa el conductor;
- R: Resistencia del conductor;
- S: Potencia aparente requerida por la carga;
- P: Potencia activa requerida por la carga;
- Q: Potencia reactiva requerida por la carga;
- Un: Tensión nominal de alimentación.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. La reducción de las pérdidas Δp , una vez efectuada la compensación, viene dada por:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{R}{U_n^2} \cdot \frac{P^2}{(\cos \varphi_1)^2} = p_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right]$$

donde:

p_1 : Pérdidas antes de la corrección.

$\cos \varphi_1$: FdP antes de la corrección.

$\cos \varphi_2$: FdP después de la corrección.

La mejora, del FdP de 0.7 a 0.9 logra un ahorro por pérdidas del 39,5%.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. La tabla 2.3 establece el *ahorro por pérdidas* incrementando el FdP de un valor inicial $\cos\phi_1$ a un valor final 0.9 y 0.95.

	$\cos\phi_1$						
	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.95
$\Delta p\%$ de $\cos\phi_1$ a 0.9	80.2	69.1	55.6	39.5	20.9	-	-
$\Delta p\%$ de $\cos\phi_1$ a 0.95	82.3	72.3	60.1	45.7	29.1	10.2	-

Corrigiendo el FdP se reducen las pérdidas de potencia toda la instalación ubicadas aguas arriba respecto al punto de corrección.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

4. REDUCCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN. La caída de tensión concatenada en una línea trifásica puede expresarse:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{P}{U_n} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

donde:

R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia de la línea;

P es la potencia activa transmitida;

I es la corriente;

U_n es la tensión nominal.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

REDUCCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN. A igual potencia activa transmitida, la caída de tensión disminuye a mayor FdP. Como vemos en las siguientes figuras, donde aparecen diagramas de la caída de tensión de fase ΔV , la variación de la tensión es menor (a igual componente activa de corriente de carga) cuanto menor es el ángulo ϕ de desfase entre tensión y corriente.

Diagrama de los vectores sin corrección para la visualización de la caída de tensión de línea

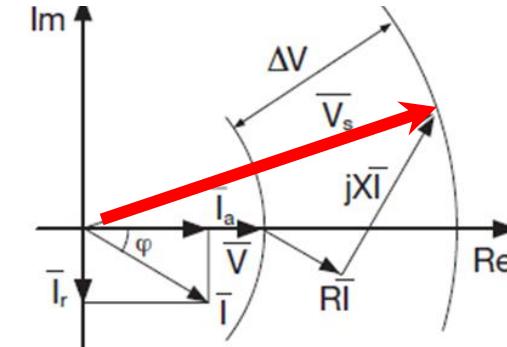
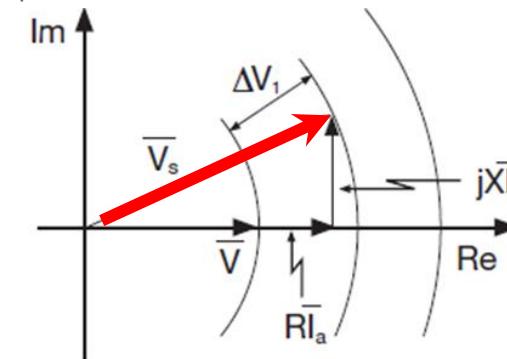


Diagrama de los vectores con corrección total para la visualización de la caída de tensión en la línea cuando la carga es puramente óhmica



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

Las distribuidoras de EE aplican sistemas tarifarios que sancionan el consumo de energía con $FdP_{\text{Medio Mensual}} < 0.95$. Los contratos difieren según país, zona y tipo de cliente. Haremos un análisis a título didáctico e indicativo, mostrando el ahorro económico obtenido con la corrección.

Generalmente, los contratos de suministro de energía multan la energía reactiva recogida si el FdP está entre 0.7 y 0.95, mientras que se bonifica si es mayor a 0.95. Para $\cos \phi < 0.7$, los distribuidores de EE pueden obligar a los usuarios a realizar la corrección.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

Las distribuidoras de EE aplican sistemas tarifarios sancionando el consumo de energía con $FdP_{\text{Medio Mensual}} < 0.95$. Los contratos varían según país, zona y tipo de cliente.

Evaluaremos el ahorro económico obtenido con la corrección. Generalmente, los contratos de suministro de energía pueden:



- Obligar a corregir si $FdP < 0.7$
- Multar si $FdP > 0.7$ y $FdP < 0.95$
- Bonificar si $FdP > 0.95$

Tener un $FdP_{\text{Medio Mensual}}$ mayor o igual a 0.95 significa requerir a la red una energía reactiva menor o igual al 33 % de la energía activa.

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \leq 0.328$$



$$\cos \varphi \geq 0.95$$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por FdP, según se establece a continuación:

A. RECARGOS:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa consumidas en un período mensual, denominado $\tan \phi$, sea igual o supere al valor 0.328, la E.P.E.S.F. está facultada a facturar la *energía activa* con un recargo igual al uno por ciento (1.0 %) por cada centésimo (0.01) o fracción mayor de cinco milésimos (0.005) de variación de la $\tan \phi$ con respecto al precitado valor básico. Se aclara que la utilización de $\tan \phi$, a cambio del $\cos \phi$, se debe a razones de simplificación de cálculo y obtención de datos.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

BONIFICACIÓN

BONIFICACIONES Y PENALIDADES SEGÚN FACTOR DE POTENCIA

COS FI	FI	TAN FI	DIF.	Rec. %
1	0,0000	0,0000	-0,329	-33
0,99	0,1415	0,1425	-0,186	-19
0,98	0,2003	0,2031	-0,126	-13
0,97	0,2456	0,2506	-0,078	-8
0,96	0,2838	0,2917	-0,037	-4
0,95	0,3176	0,3287	0,000	0
0,94	0,3482	0,3630	0,034	3
0,93	0,3764	0,3952	0,067	7
0,92	0,4027	0,4260	0,097	10
0,91	0,4275	0,4556	0,127	13
0,9	0,4510	0,4843	0,156	16
0,89	0,4735	0,5123	0,184	18
0,88	0,4949	0,5397	0,211	21
0,87	0,5156	0,5667	0,238	24
0,86	0,5355	0,5934	0,265	26
0,85	0,5548	0,6197	0,291	29
0,84	0,5735	0,6459	0,317	32
0,83	0,5917	0,6720	0,343	34
0,82	0,6094	0,6980	0,369	37
0,81	0,6266	0,7240	0,395	40
0,8	0,6435	0,7500	0,421	42

COS FI	FI	TAN FI	DIF.	Rec. %
0,8	0,6435	0,7500	0,421	42
0,79	0,6600	0,7761	0,447	45
0,78	0,6761	0,8023	0,474	47
0,77	0,6920	0,8286	0,500	50
0,76	0,7075	0,8552	0,526	53
0,75	0,7227	0,8819	0,553	55
0,74	0,7377	0,9089	0,580	58
0,73	0,7525	0,9362	0,608	61
0,72	0,7670	0,9639	0,635	64
0,71	0,7813	0,9918	0,663	66
0,7	0,7954	1,0202	0,692	69
0,69	0,8093	1,0490	0,720	72
0,68	0,8230	1,0783	0,750	75
0,67	0,8366	1,1080	0,779	78
0,66	0,8500	1,1383	0,810	81
0,65	0,8632	1,1691	0,840	84
0,64	0,8763	1,2006	0,872	87
0,63	0,8892	1,2327	0,904	90
0,62	0,9021	1,2655	0,937	94
0,61	0,9147	1,2990	0,970	97
0,6	0,9273	1,3333	1,005	100

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.3. Ventajas de su corrección

B. PENALIDADES:

Cuando el cociente; medido en forma instantánea, o a través de la curva de carga del medidor, entre la *potencia reactiva y la potencia activa sea igual o superior a 1.333* (FdP inferior o igual a 0.6), la E.P.E.S.F., previa notificación fehaciente, *podrá suspender el servicio* hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de reducir el valor límite del factor de potencia en los plazos y condiciones establecidos precedentemente.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.4. Ventajas económicas de su corrección

CASO N°1 - Período de consumo desde 01/04/24 hasta 30/04/24

Tipo de tarifa:	2 B1	Demandas menores a 300 kW
Detalle de Facturación		Importe
Cuota de servicio:	33068.76 \$/Mes	\$ 33,068.76
Cargo Cap. Suministro horario pico	10899.23 \$/kW	\$ 2,179,845.60
Cargo Cap. Suministro horario fuera de pico	4859.96 \$/kW	\$ 1,214,990.25
Cargo Cap. potencia adquirida	3209.51 \$/kW	\$ 577,712.34
Tarifa eléctrica horario pico	56.70 \$/KWh	\$ 1,091,543.92
Tarifa eléctrica horario resto	54.79 \$/KWh	\$ 3,596,739.21
Tarifa eléctrica horario valle	53.70 \$/KWh	\$ 467,186.09
Recargo energía reactiva (sobre importe total de EA)	15.00%	\$ 773,320.38
Importe Básico		\$ 9,934,406.54
Ley N° 6604-FER:	1.5%	\$ 149,016.10
Ley N° 7797:	6.0%	\$ 596,064.39
RG. AFIP 3337	3.0%	\$ 298,767.44
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.):		\$ 24,508.14
IVA (básico + CAP):	27 %	\$ 2,688,906.96
Ley N° 12692 Energías Renovables:	27.76 \$/mes	\$ 27.76
Subtotal General:		\$ 13,691,697.32
TOTAL:		\$ 13,691,697.3

CAPACIDAD DE SUMINISTRO REGISTRADA

Horario Pico	180 kW
Horario Fuerza de Pico	220 kW

CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

Horario Pico	200 kW
Horario Fuerza de Pico	250 kW

CONSUMOS

Horario pico	19,250 kWh
Horario resto	65,640 kWh
Horario Valle	8,700 kWh

TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA ACTIVA 93,590 kWh

ENERGÍA REACTIVA 45,200 kWh
Tangente de Fi (ER/EA) 0.4830

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.4. Ventajas económicas de su corrección

CASO N°2 - Período de consumo desde 01/04/24 hasta 30/04/24

Tipo de tarifa:

2 B1

Demandas menores a 300 kW

Detalle de Facturación		Importe
Cuota de servicio:	33068.76 \$/Mes	\$ 33,068.76
Cargo Cap. Suministro horario pico	10899.23 \$/kW	\$ 2,179,845.60
Cargo Cap. Suministro horario fuera de pico	4859.96 \$/kW	\$ 1,214,990.25
Cargo Cap. potencia adquirida	3209.51 \$/kW	\$ 577,712.34
Tarifa eléctrica horario pico	56.70 \$/KWh	\$ 1,091,543.92
Tarifa eléctrica horario resto	54.79 \$/KWh	\$ 3,596,739.21
Tarifa eléctrica horario valle	53.70 \$/KWh	\$ 467,186.09
Recargo energía reactiva (sobre importe total de EA)	0.00%	\$ -
		Importe Básico
		\$ 9,161,086.16
Ley N° 6604-FER:	1.5%	\$ 137,416.29
Ley N° 7797:	6.0%	\$ 549,665.17
RG. AFIP 3337	3.0%	\$ 275,567.83
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.):		\$ 24,508.14
IVA (básico + CAP):	27 %	\$ 2,480,110.46
Ley N° 12692 Energías Renovables:	27.76 \$/mes	\$ 27.76
		Subtotal General:
		\$ 12,628,381.80
		TOTAL:
		\$ 12,628,381.80

CAPACIDAD DE SUMINISTRO REGISTRADA

Horario Pico	180 kW
Horario Fueras de Pico	220 kW

CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

Horario Pico	200 kW
Horario Fueras de Pico	250 kW

CONSUMOS

Horario pico	19,250 kWh
Horario resto	65,640 kWh
Horario Valle	8,700 kWh

TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA ACTIVA 93,590 kWh

ENERGÍA REACTIVA	30,800 kWh
Tangente de Fi (ER/EA)	0.3291

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.4. Ventajas económicas de su corrección

CASO N°3 - Período de consumo desde 01/04/24 hasta 30/04/24

Tipo de tarifa: 2 B1 Demandas menores a 300 kW

Detalle de Facturación		Importe
Cuota de servicio:	33068.76 \$/Mes	\$ 33,068.76
Cargo Cap. Suministro horario pico	10899.23 \$/kW	\$ 2,179,845.60
Cargo Cap. Suministro horario fuera de pico	4859.96 \$/kW	\$ 1,214,990.25
Cargo Cap. potencia adquirida	3209.51 \$/kW	\$ 577,712.34
Tarifa eléctrica horario pico	56.70 \$/KWh	\$ 1,091,543.92
Tarifa eléctrica horario resto	54.79 \$/KWh	\$ 3,596,739.21
Tarifa eléctrica horario valle	53.70 \$/KWh	\$ 467,186.09
Bonificación energía reactiva (sobre importe total de EA)	-13.00%	-\$ 670,211.00
	Importe Básico	\$ 8,490,875.16
Ley N° 6604-FER:	1.5%	\$ 127,363.13
Ley N° 7797:	6.0%	\$ 509,452.51
RG. AFIP 3337	3.0%	\$ 255,461.50
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.):		\$ 24,508.14
IVA (básico + CAP):	27 %	\$ 2,299,153.49
Ley N° 12692 Energías Renovables:	27.76 \$/mes	\$ 27.76
	Subtotal General:	\$ 11,706,841.68
	TOTAL:	\$ 11,706,841.7

CAPACIDAD DE SUMINISTRO REGISTRADA

Horario Pico	180 kW
Horario Fuera de Pico	220 kW

CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

Horario Pico	200 kW
Horario Fuera de Pico	250 kW

CONSUMOS

Horario pico	19,250 kWh
Horario resto	65,640 kWh
Horario Valle	8,700 kWh

TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA ACTIVA 93,590 kWh

ENERGÍA REACTIVA	18,500 kWh
Tangente de Fi (ER/EA)	0.1977

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.4. Ventajas económicas de su corrección

Comparando los CASOS N°1 y N°2, vemos que el caso N°1 incurre en una multa mensual del 15 % ($\$ 773320 = \text{U\$D } 770$). Teniendo en cuenta que la planta trabaja en producción plena 360 h del mes (Lun-Vie 05 a 23 h) y debiendo compensar:

$$45200 \text{ kVArh} - 30800 \text{ kVArh} = 14400 \text{ kVArh}$$

la capacidad de compensación necesaria será de: $14400 \text{ kVArh}/360 \text{ h} = 40.5 \text{ kVArc}$

Considerando el costo de compensación de 35 U\\$D/kVArc

Costo Banco de Compensación de $40.5 \text{ kVArc} * 35 \text{ U\$D/kVArc} = \text{U\$D } 1575$

Retorno de la Inversión: $\text{U\$D } 1575/\text{U\$D } 770/\text{mes} = 2 \text{ Meses}$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.4. Ventajas económicas de su corrección

Comparando los CASOS N°1 y N°3, vemos que el caso N°1 incurre en una multa mensual del 15 % ($\$ 773320 = \text{U\$D } 770$), pero en el CASO N°3 hay bonificación del 13 % ($\$ 670211 + \$773320 = \$1443531 = \text{U\$D } 1440$).

Teniendo en cuenta que la planta trabaja en producción plena 360 h del mes (Lun-Vie 05 a 23 h) y debiendo compensar:

$$45200 \text{ kVArh} - 18500 \text{ kVArh} = 26700 \text{ kVArh}$$

la capacidad de compensación necesaria será de: $26700 \text{ kVArh}/360 \text{ h} = 75 \text{ kVarc}$

Considerando el costo de compensación de 35 U\\$D/kVarc

Costo Banco de Compensación de $75 \text{ kVarc} * 35 \text{ U\$D/kVarc} = \text{U\$D } 2625$

Retorno de la Inversión: $\text{U\$D } 2625/\text{U\$D } 1440/\text{mes} = 1.8 \text{ Meses}$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

Los principales medios para la producción de potencia reactiva son:

- ✓ Alternadores Sincrónicos.
- ✓ Compensadores Sincrónicos.
- ✓ Compensadores Estáticos.
- ✓ Baterías de Condensadores Estáticos.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

ALTERNADORES SINCRÓNICOS. Los alternadores sincrónicos son las principales máquinas eléctricas utilizadas para generar de energía eléctrica.

Proporcionan potencia eléctrica a los usuarios a través de los sistemas de transmisión y de distribución. Evitando detalles técnicos, actuando sobre la excitación del alternador es posible variar las aportaciones de potencia reactiva en la red (*válido para equipos conectados en paralelo al sistema*).

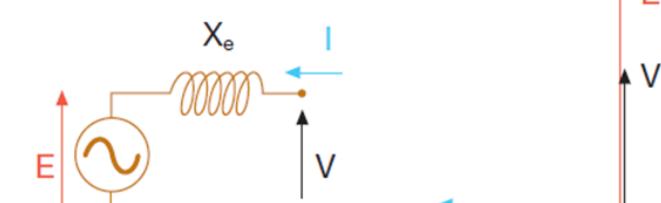
D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

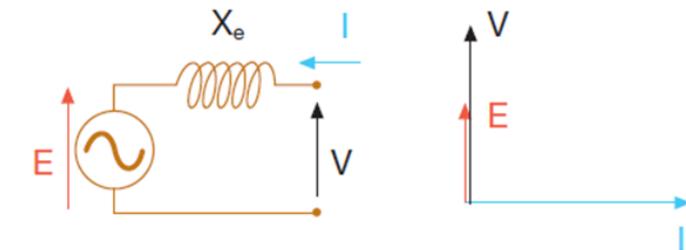
COMPENSADORES SINCRÓNICOS. Se trata de *motores sincrónicos funcionando en vacío* y en sincronismo con la red. Absorben potencia reactiva excedente (funcionamiento en sub excitación) o proporcionan la potencia que falta (funcionamiento en sobre excitación).

Estos equipos se usan en determinados nodos de la red de transmisión y sub transmisión para regular la tensión y los flujos de potencia reactiva. En distribución no resultan económicamente conveniente el uso de compensadores sincrónicos por sus altos costos de instalación y mantenimiento.

Compensador sincrónico en sobreexcitación



Compensador sincrónico en subexcitación



E : f.e.m. inducida en las fases de estator
V : tensión de fase impuesta por la red a los bornes del alternador
I : corriente del estator
 X_e : reactancia del estator

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

COMPENSADORES ESTÁTICOS. El avance de la electrónica de potencia permite la sustitución de los compensadores sincrónicos por sistemas estáticos para control de potencia reactiva, por ejemplo, los **TSCs** (*Thyristor Switched Capacitors*) y los **TCRs** (*Thyristor Controlled Reactors*), son versiones electrónicas de sistemas de compensación de energía reactiva con componentes electromecánicos. La inserción de los distintos condensadores no viene dada por apertura y cierre de contactores, sino por medio del control de parejas de tiristores en anti paralelo.

Los TSC permiten un control escalonado de la potencia reactiva suministrada por grupos de condensadores, mientras que con los TCR se puede controlar con continuidad la potencia reactiva absorbida por las inductancias.

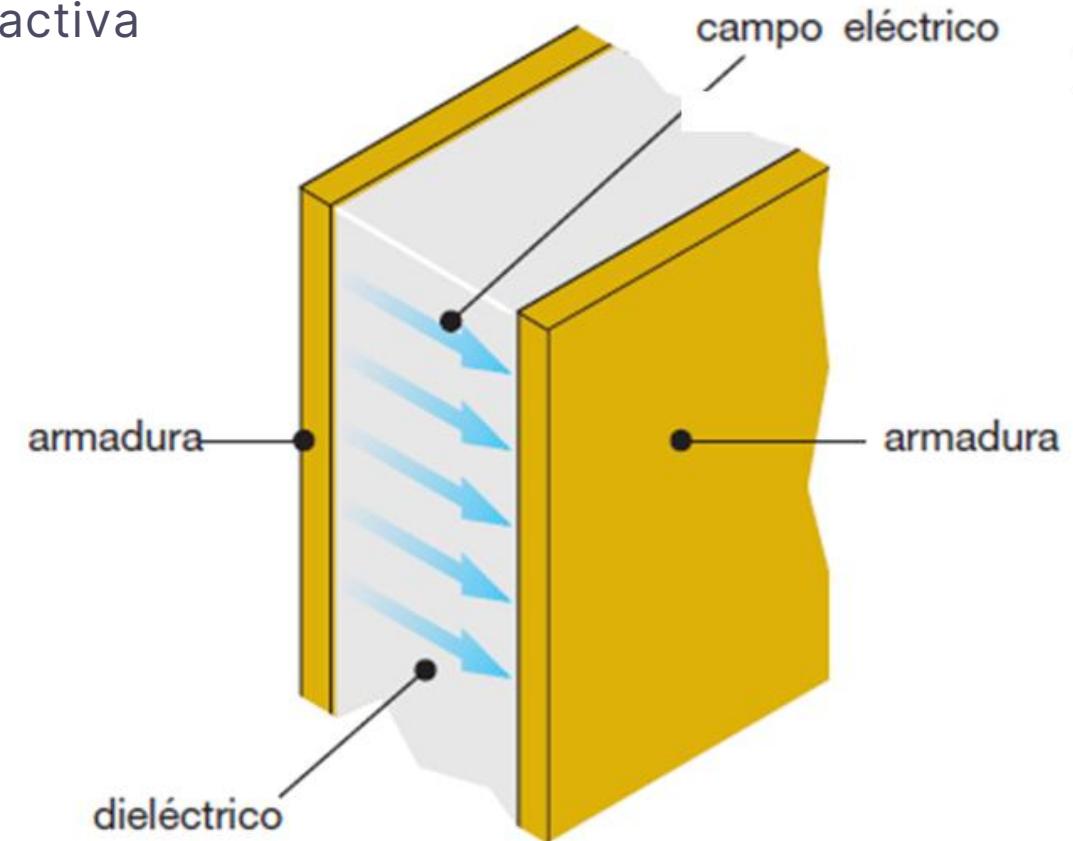
D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

BATERÍAS DE COMPENSADORES

ESTÁTICOS. El condensador es un dipolo pasivo constituido por dos superficies conductoras, llamadas armaduras, entre las cuales se interpone un material dieléctrico.

Este sistema queda impregnado con una sustancia que impide la penetración de humedad o la formación de burbujas que podrían dar lugar a descargas eléctricas.



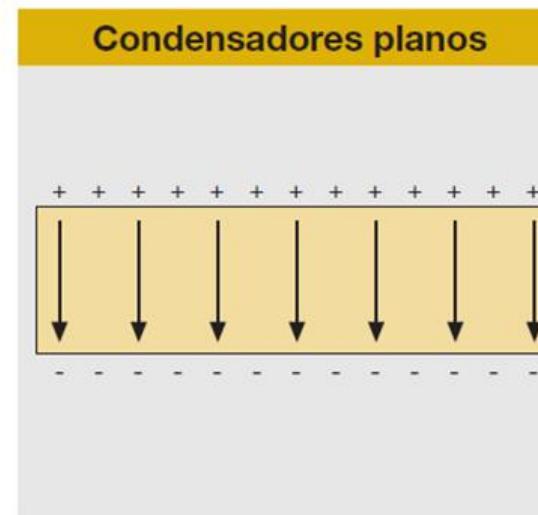
D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

BATERÍAS DE COMPENSADORES ESTÁTICOS. Los condensadores de última generación son de *tipo seco*.

Los condensadores secos no tienen riesgos de contaminación por pérdida de sustancia aislante.

Según la geometría de las armaduras metálicas, los condensadores pueden ser:



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

BATERÍAS DE COMPENSADORES ESTÁTICOS. Sus principales magnitudes son:

- ✓ Capacidad Nominal C_n : Valor de la capacidad obtenido de los valores nominales de potencia, de tensión y de frecuencia del condensador.
- ✓ Potencia Nominal Q_n : Potencia reactiva de diseño.
- ✓ Tensión Nominal U_n : Valor eficaz de la tensión de diseño.
- ✓ Frecuencia Nominal f_n : la frecuencia de diseño.

Aplicando tensión alterna entre armaduras, el condensador es sometido a ciclos de carga y descarga donde acumula energía reactiva (carga del condensador) para luego inyectarla al circuito que va conectado (descarga del condensador).

Esta energía se expresa con la relación: $E_c = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.5. Métodos de producción de la energía reactiva

BATERÍAS DE COMPENSADORES ESTÁTICOS. Por su capacidad de acumular y suministrar energía, el condensador se utiliza como base para la realización de baterías de corrección del FdP (en todo nivel de tensión) y de los dispositivos estáticos de regulación de la potencia reactiva.

Los condensadores de corrección usados en baja tensión están constituidos por elementos monofásicos de películas de polipropileno metalizado, pueden ser de tipo auto regenerables.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

Expicaremos donde se instalar los condensadores para el máximo rendimiento de dichas ventajas.

Los condensadores pueden instalarse en cualquier punto, debiendo evaluar su ejecución práctica y económica. Según su ubicación, los métodos de corrección son:

- ✓ Distribuida.
- ✓ Por Grupos.
- ✓ Centralizada.
- ✓ Mixta.
- ✓ Automática.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN DISTRIBUIDA. La corrección distribuida se realiza conectando la batería de condensadores directamente a los terminales del dispositivo que necesita la potencia reactiva.

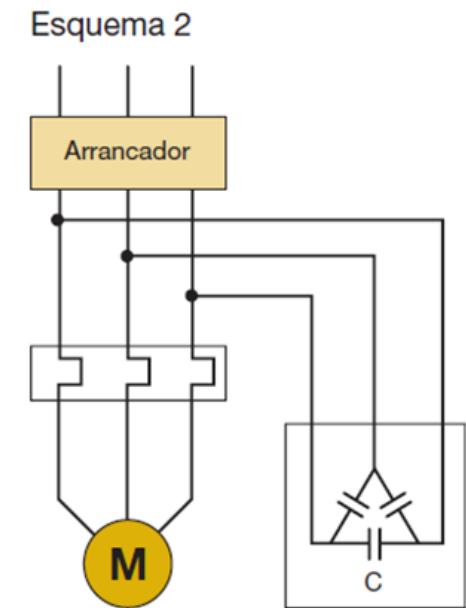
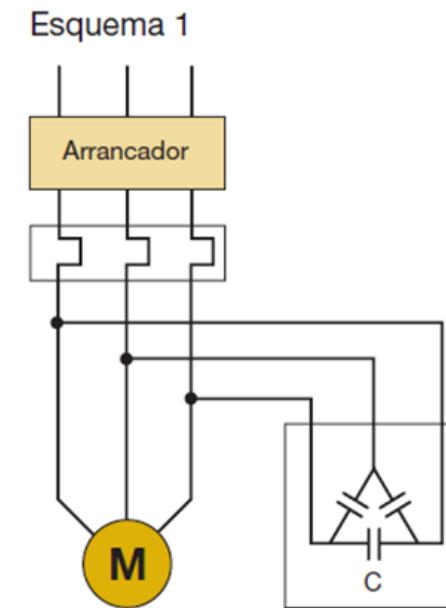
Instalación es sencilla y poco costosa: condensador y carga pueden utilizar las mismas protecciones contra sobrecorrientes y se insertan o desconectan a la vez.

Es aconsejable *para grandes cargas y factor de potencia constantes* con tiempos de conexión prolongado: Motores y Lámparas Fluorescentes.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN DISTRIBUIDA. En los esquemas 1 y 2 existe riesgo de que, al cortar la alimentación, el motor, continúe rotando y auto excitándose con energía reactiva suministrada por los condensadores, transformándose en un generador asíncrono. La tensión se mantendrá del lado de carga del dispositivo de maniobra y control, con riesgo de sobretensiones (hasta $2*V_{nom}$).



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

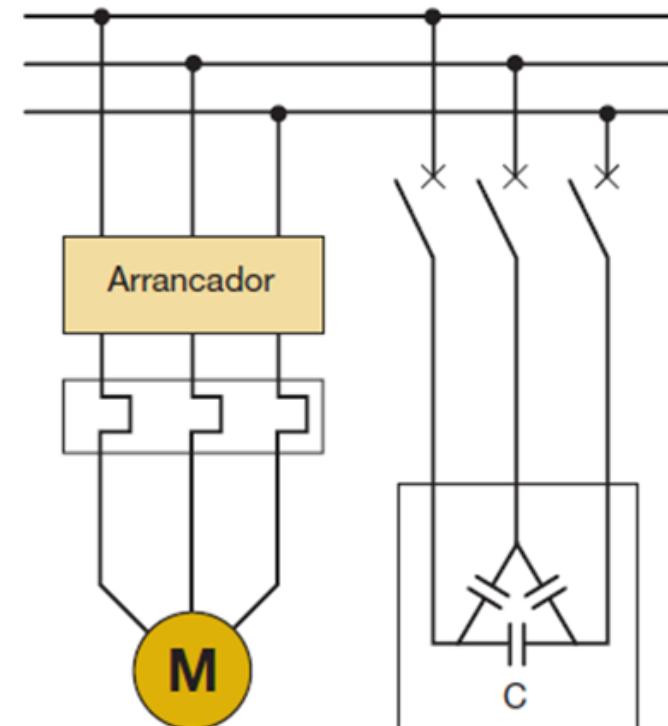
D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN DISTRIBUIDA. Con este, la batería de compensación se conecta al motor *sólo cuando éste está en marcha y se desconecta del mismo antes de que de producir el corte de la alimentación del motor.*

Toda la red aguas arriba de la carga trabaja con un factor de potencia elevado.

Esta solución resulta económicamente costosa.

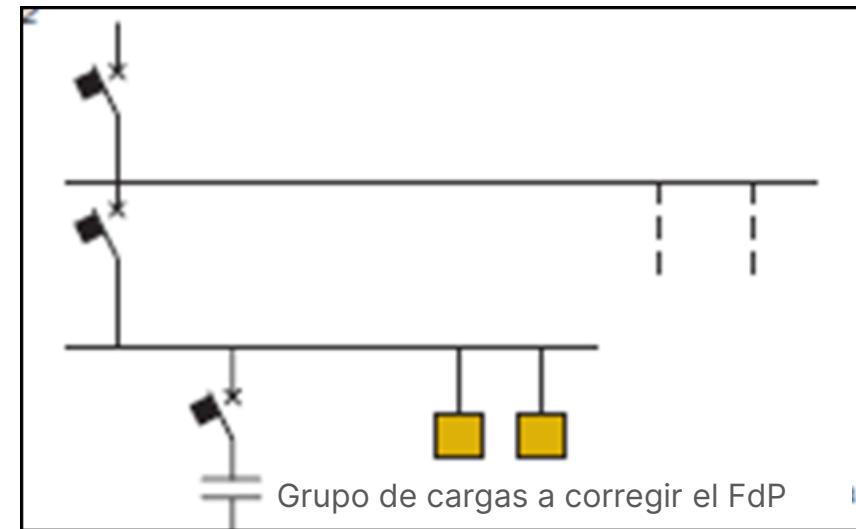
Esquema 3



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN POR GRUPOS. Consiste en corregir localmente grupos de cargas con características de funcionamiento similares instalando una batería de condensadores.



Los beneficios de la corrección afectan sólo a las líneas aguas arriba respecto al punto donde se encuentra instalada la batería de condensadores.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN CENTRALIZADA. El comportamiento diario de las cargas es fundamental para la elección del tipo de corrección más conveniente.

Es el tipo de corrección adecuada en instalaciones con *muchas cargas, con diversos tiempos de conexión*.

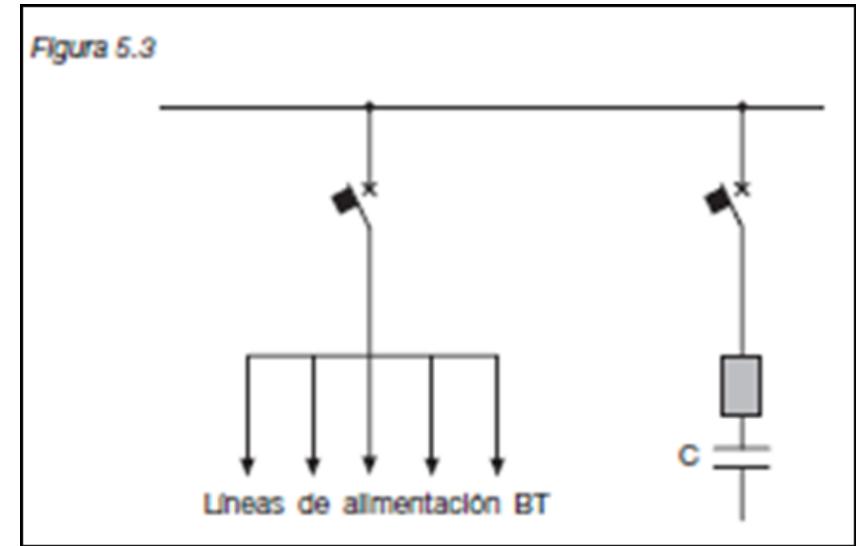
Un único sistema de corrección en el punto inicial de la instalación permite reducir notablemente la suma de potencias de los condensadores instalados.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN CENTRALIZADA. En la corrección centralizada se emplean tableros automáticos, con baterías escalonadas, instalados directamente en los cuadros principales de distribución.

Desventaja: Las líneas de distribución de la instalación aguas abajo del dispositivo de corrección deben dimensionarse considerando la totalidad de la potencia reactiva absorbida por las cargas.



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN MIXTA. Solución de compromiso entre corrección distribuida y centralizada, combinando las ventajas de ambos. Así, se usa la corrección distribuida para los aparatos eléctricos de mayor potencia, y la centralizada para la parte restante.

Cuando se utilizan con frecuencia los equipos más pesados, estos se compensan individualmente, los demás aparatos son compensados de forma centralizada.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN AUTOMÁTICA. La mayor parte de las instalaciones no tiene una absorción constante de potencia reactiva, por ejemplo, a causa de ciclos de trabajo en los que se utilizan máquinas con diferentes propiedades eléctricas.

En dichas instalaciones se usan *sistemas de corrección automáticos que, por medio de una medición de tipo varimétrico y un regulador del FdP*, permiten la inserción o desconexión automática de las diferentes baterías de condensadores, siguiendo, así las variaciones de potencia reactiva absorbida y manteniendo constante el FdP de la instalación.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.6. Tipos de corrección

CORRECCIÓN AUTOMÁTICA. El sistema de corrección automática se compone de:

- ✓ *Medición de señales de corriente y tensión.*
- ✓ *Regulador de FdP:* Compara el FdP medido con el deseado y ejecuta la inserción o desconexión de condensadores en función de la potencia reactiva necesaria.
- ✓ *Tablero de potencia,* con dispositivos de protección y maniobra;
- ✓ *Baterías de condensadores.*

Para proporcionar la potencia más cercana posible a la requerida, la inserción de condensadores es escalonada; la precisión de control será mayor con más escalones y con la menor diferencia entre ellos.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

Para dimensionar la batería de condensadores a instalar para corregir la instalación, hay que determinar de manera precisa el FdP a partir de los consumos o del ciclo de carga de la instalación; evitando la inyección un exceso de energía reactiva, condición no está permitida por las distribuidoras.

Si se desea efectuar corrección distribuida o grupal, es necesario determinar el $\cos \phi$ de la carga o del grupo de cargas. Puede llevarse a cabo de las siguientes formas:

- ✓ Directa, mediante medida por medio de un cofímetro;
- ✓ Indirecta, a través de lecturas en los contadores de energía activa y reactiva.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

El **cofímetro** es un instrumento de medida que permite visualizar el factor de potencia y $\cos \phi$ con el que la carga está absorbiendo energía. La lectura del instrumento se efectuará en diferentes momentos del ciclo de carga para así extraer un FdP medio.

Disponiendo de *lecturas de energía activa y reactiva* absorbidas en un ciclo de trabajo por la carga o por el conjunto de cargas que constituyen el reparto, el FdP medio puede calcularse de la siguiente forma:

$$\cos \varphi = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{E_{Qf} - E_{Qi}}{E_{Pf} - E_{Pi}} \right) \right)$$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

$$\cos \varphi = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{E_{Qf} - E_{Qi}}{E_{Pf} - E_{Pi}} \right) \right)$$

donde:

- ✓ E_P y E_Q son los valores de la energía activa y reactiva leídos al comienzo del ciclo de trabajo.
- ✓ E_P_f y E_Q_f son los valores de la energía activa y reactiva leídos al término del ciclo de trabajo.

Para una compensación centralizada, el FdP medio mensual puede extraerse siguiendo el procedimiento descrito anteriormente o directamente de la facturación de la distribuidora.

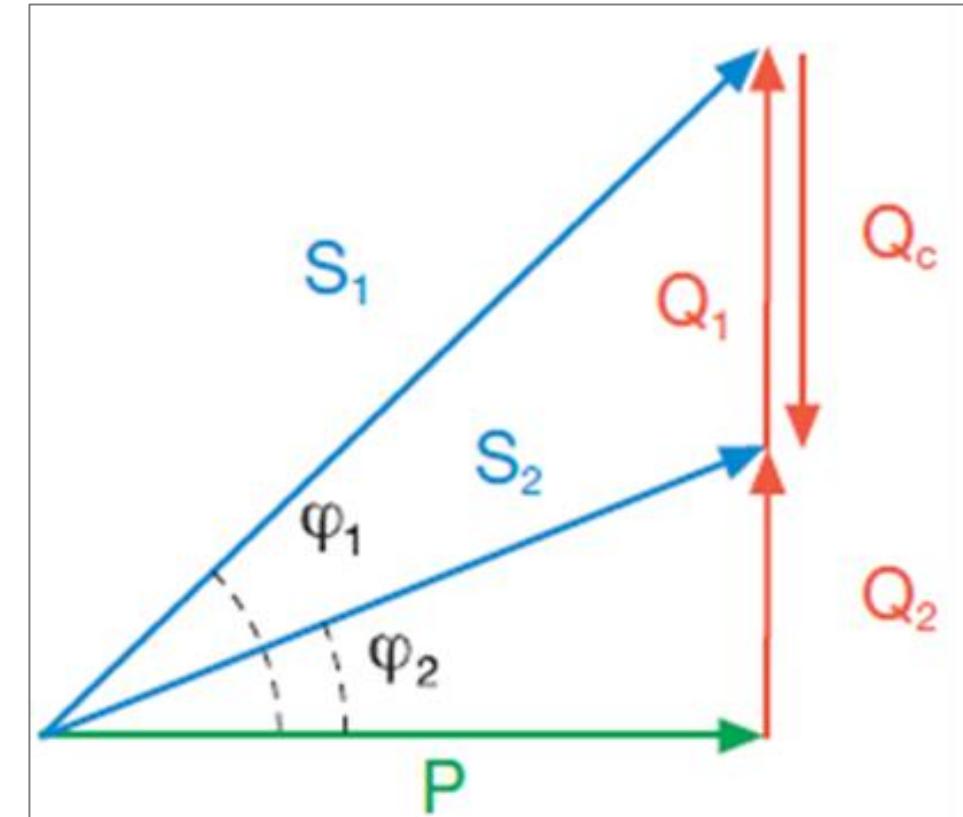
D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

Una vez conocido el FdP de la instalación ($\cos \phi_1$) y el que se quiere obtener ($\cos \phi_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria de la batería de condensadores para alcanzar la corrección.

Se define entonces:

- ✓ P es la potencia activa instalada.
- ✓ ϕ_1 es el ángulo de desfase antes de la corrección.
- ✓ ϕ_2 es el ángulo de desfase que se quiere obtener



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

La potencia de la batería de condensadores necesaria Q_c será igual a:

$$Q_c = (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \cdot P = K \cdot P$$

La siguiente tabla permite calcular, con el *cos ϕ inicial*, la potencia de la batería de condensadores en *kVAr por kW instalado* necesaria para obtener un determinado FdP.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.7. Determinación del factor de potencia

Tabla 7.1

Factor K (kvar/kW)

$\cos\phi$ inicial	0.80	0.85	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1				
	0.583	0.714	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333				
0.61	0.549	0.679	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299				
0.62	0.515	0.646	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265				
0.63	0.483	0.613	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233				
0.64	0.451	0.581	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201				
0.65	0.419	0.549	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169				
0.66	0.388	0.519	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138				
0.67	0.358	0.488	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108				
0.68	0.328	0.459	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078				
0.69	0.299	0.429	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049				
0.70	0.270	0.400	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020				
0.71	0.242	0.372	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992				
0.72	0.214	0.344	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964				
0.73	0.186	0.316	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936				
0.74	0.159	0.289	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.708	0.766	0.909				
0.75	0.132	0.262	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882				
0.76	0.105	0.235	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855				
0.77	0.079	0.209	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829				
0.78	0.052	0.183	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802				
0.79	0.026	0.156	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776				
0.80		0.130	0.268	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750				
0.81		0.104	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724				
0.82		0.078	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698				
0.83		0.052	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672				
0.84		0.026	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646				
0.85			0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620				
0.86				0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593			
0.87					0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567		
0.88						0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540	
0.89							0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

En un sistema trifásico, la batería de condensadores dimensionada, constituida por tres condensadores de igual capacidad, puede conectarse en Δ o en Y.

Al elegir la modalidad de conexión, hay que tener presente que en la conexión en Δ cada capacidad está sujeta a la tensión de línea de alimentación, pero, a igual potencia reactiva generada, la capacidad, tiene un valor de un tercio del que tendría en la conexión en Y:

$$Q_{CY} = 3 \cdot \omega \cdot C_Y \cdot \left(\frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 = \omega \cdot C_Y \cdot U_n^2 = Q_{C\Delta} = 3 \cdot \omega \cdot C_\Delta \cdot U_n^2$$



$$C_Y = 3 \cdot C_\Delta$$

En baja tensión, donde los problemas de aislamiento son menos críticos, se prefiere usar la conexión en Δ de los condensadores, permitiendo un dimensionamiento inferior en las capacidades de cada fase.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

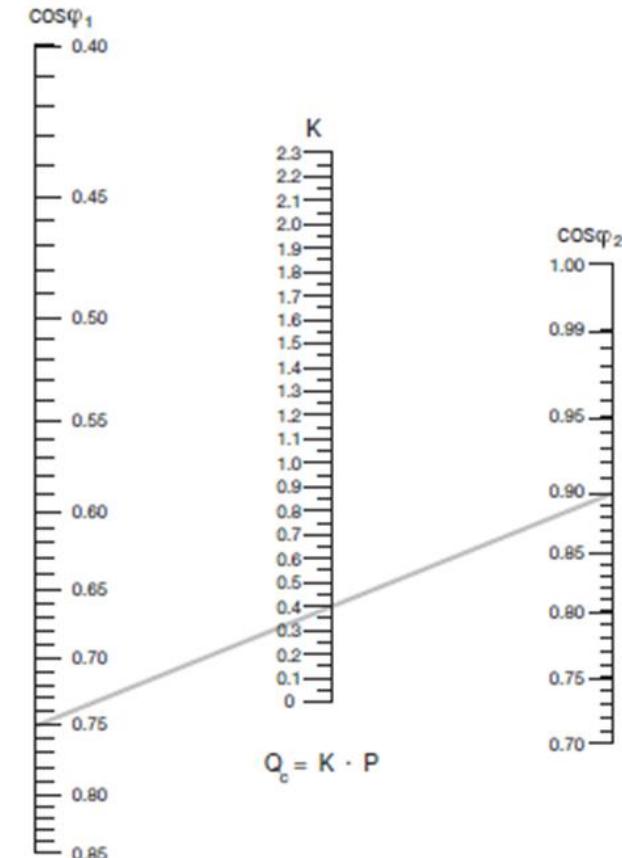
EJEMPLO. En una instalación con $P_{act} = 300 \text{ kW}$ a 400 V y $\cos \phi = 0.75$, se quiere aumentar el FdP a 0.90.

De la tabla, al tomar la intersección del valor 0.75 de la columna $\cos \phi \text{ inicial}$ con el valor 0.9 de la columna $\cos \phi \text{ final}$, se obtiene un coeficiente K de 0.398.

Se necesitará una batería de condensadores de potencia de:

$$Q_c = K * P = 0.398 * 300 = 119.4 \text{ kVAr}$$

El factor K también puede determinarse por el nomograma que aparece a continuación.



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

CORRECCIÓN DE MOTORES TRIFÁSICOS. La corrección de los motores asíncronos no puede dimensionarse con gran precisión ya que el FdP está muy influenciado por las condiciones de carga.

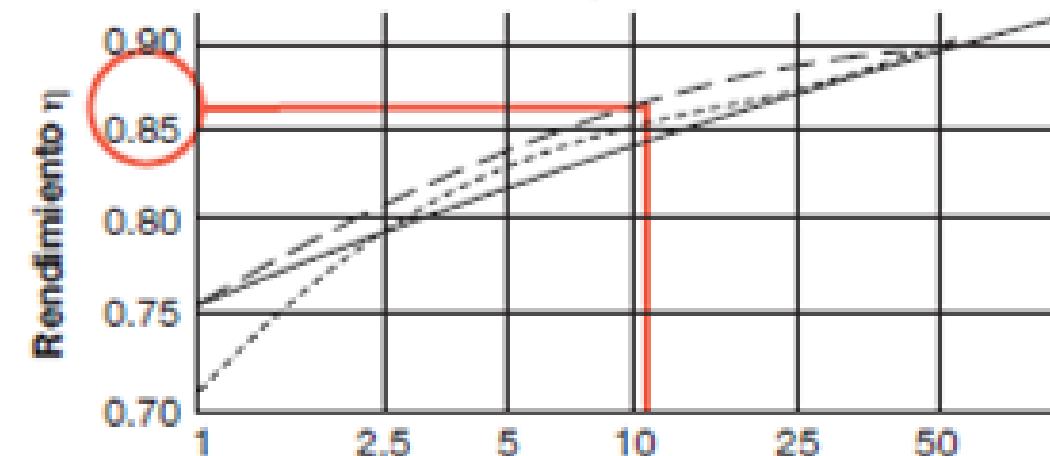
Suponiendo el caso de un motor de 11 kW de 6 polos, de la tabla y del diagrama siguiente se deduce que el FdP en condiciones nominales es de $\cos \phi_n = 0.77$, mientras que el rendimiento nominal resulta $\eta_n \cong 0.86$.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria CORRECCIÓN DE MOTORES TRIFÁSICOS.

Potencia nominal		Número de polos			
KW	CV	2	4	6	8
1.1	1.5	0.85	0.79	0.75	0.75
1.5	2	0.85	0.79	0.75	0.75
2.2	3	0.85	0.79	0.75	0.75
3	4	0.86	0.80	0.75	0.75
4	5.5	0.86	0.82	0.76	0.76
5.5	7.5	0.87	0.85	0.76	0.76
7.5	10	0.88	0.85	0.76	0.76
11	15	0.88	0.85	0.77	0.80
1.5	20	0.88	0.85	0.80	0.80
18.5	25	0.88	0.85	0.82	0.81
22	30	0.88	0.85	0.83	0.82
30	40	0.88	0.86	0.84	0.83
45	60	0.89	0.87	0.86	0.84
55	75	0.89	0.88	0.87	0.85
75	100	0.89	0.88	0.88	0.86
90	125	0.89	0.88	0.88	0.86
$\cos\phi_n$					

Rendimiento en función de la potencia



Potencia nominal del motor

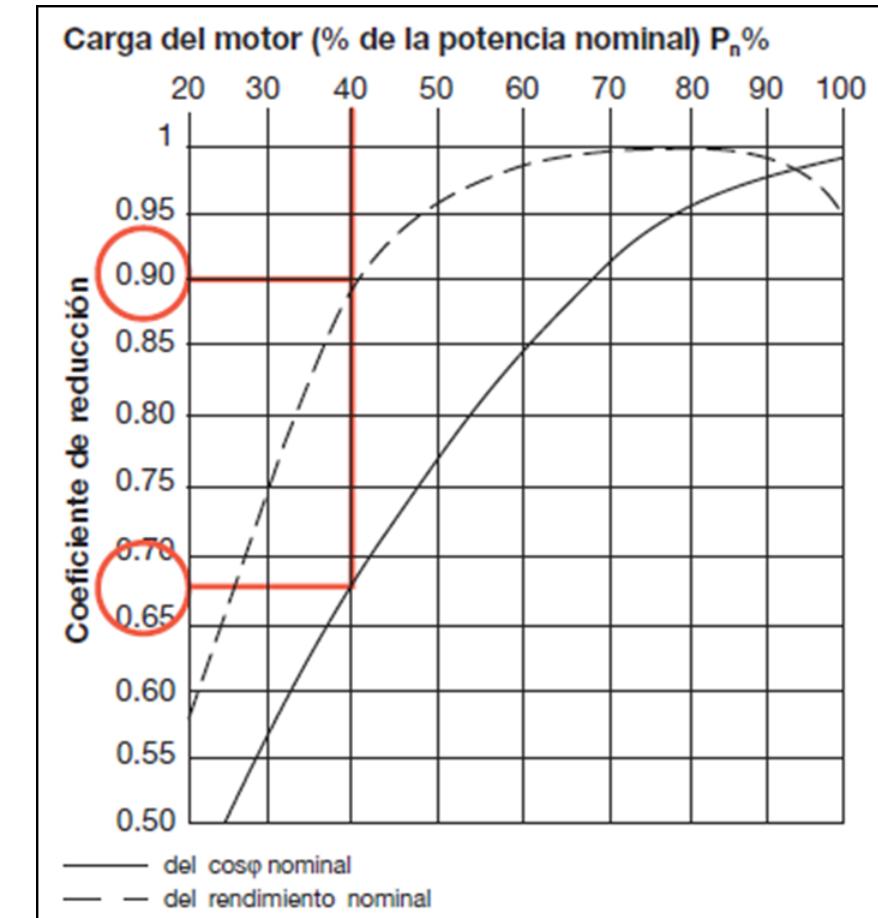
2 polos —
4-6 polos — —
8 polos -----

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria CORRECCIÓN DE MOTORES TRIFÁSICOS. Si el motor funciona al 40 % de la potencia nominal. Del diagrama de coeficientes de reducción siguiente se deduce que:

$$\cos \phi = \cos \phi_n * 0.67 = 0.52$$

$$\eta = \eta_n * 0.9 = 0.77$$



D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

CORRECCIÓN DE MOTORES TRIFÁSICOS. Por tanto, la potencia activa P_a absorbida por la red es:

$$P_a = \frac{P_n}{\eta} = \frac{0.4 \cdot P_n}{P_n} = \frac{0.4 \cdot 11}{0.77} = 5.68 \text{ kW}$$

mientras que la potencia reactiva Q_c necesaria para corregir a $\cos \phi = 0.9$, con valor $K = 1.15$ resultante del nomograma anterior es igual a:

$$Q_c = K \cdot P = 1.15 \cdot 5.68 = 6.53 \text{ kVAr}$$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

CORRECCIÓN DE MOTORES TRIFÁSICOS. Como norma general, para independizar la corrección del FdP de las condiciones de uso del motor, *se debe utilizar para un motor de potencia P_n , una potencia reactiva de compensación Q_c no superior al 90 % de la potencia reactiva absorbida por el motor en vacío Q_0 con tensión nominal U_n* , evitando así poseer un FdP en Inductivo Capacitivo, reduciendo la sobretensión por desconexión del motor de la red y evitando la auto excitación. Considerando que en vacío la corriente absorbida I_0 [A] es puramente reactiva ($\operatorname{sen} \phi = 1$), la potencia reactiva de corrección será:

$$Q_c = 0.9 \cdot Q_0 = 0.9 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_0}{1000} \text{ kVAr}$$

La corriente I_0 aparece en la documentación del fabricante del motor.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

CORRECCIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS. El transformador es una máquina eléctrica fundamental que, en muchas instalaciones, permanece constantemente en servicio.

En instalaciones eléctricas constituidas por diferentes subestaciones de transformación y de alimentación de energía eléctrica, es aconsejable efectuar la corrección teniendo en cuenta la potencia reactiva del transformador, con objeto de mantener un factor de potencia medio de 0.95 para media tensión.

En general, la potencia de corrección Q_c en un transformador de potencia nominal S_r [kVA] no deberá ser superior a la potencia reactiva absorbida en condiciones de carga de referencia mínimas.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

CORRECCIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS. Con datos de placa características de la máquina, la corriente porcentual en vacío i_o la tensión de cortocircuito porcentual u_k , las pérdidas en el hierro P_{Fe} y en el cobre P_{Cu} [kW], la potencia de corrección será:

$$Q_c = \sqrt{\left(\frac{I_o \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{fe}^2} + K_L^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{cu}^2} \approx \left(\frac{I_o \%}{100} \cdot S_r\right) + K_L^2 \cdot \left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r\right) [kVAr]$$

K_L es el factor de carga, definido como relación entre carga mínima de referencia y potencia nominal del transformador.

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

EJEMPLO DE CORRECCIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS. Se quiere compensar un transformador de aceite de 630 kVA que alimenta una carga igual al 60 % de su potencia nominal. De datos extraídos de placa características del transformador: $i_o = 1.8\% // u_k = 4\% // P_{Cu} = 8.9 \text{ kW} // P_{Fe} = 1.2 \text{ kW}$. La potencia de corrección será:

$$Q_c = \sqrt{\left(\frac{i_o}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{Fe}^2} + K_L^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{u_k}{100} \cdot S_r\right)^2 - P_{Cu}^2}$$

$$= \sqrt{\left(\frac{1.8}{100} \cdot 630\right)^2 - 1.2^2} + 0.6^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{4}{100} \cdot 630\right)^2 - 8.9^2} = 19.8 \text{ kVAr}$$

D.7. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

D.7.8. Determinación de la potencia reactiva necesaria

Por otro lado, utilizando la fórmula simplificada resulta:

$$Q_c = \left(\frac{I_o \%}{100} \cdot S_r \right) + K_L^2 \cdot \left(\frac{u_k \%}{100} \cdot S_r \right) = \left(\frac{1.8 \%}{100} \cdot 630 \right) + 0.6^2 \cdot \left(\frac{4 \%}{100} \cdot 630 \right) = 20.4 \text{ kVAr}$$

Gracias por su atención.

eficiencia@santafe.gov.ar

Secretaría de Energía

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética



Ministerio de
Desarrollo Productivo



Ministerio de
Desarrollo Productivo