

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY
DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN PRESENCIA DE CARGAS NO
LINEALES**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO
ACADEMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS
ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA**

PABLO ISAAC KOTKOFF VILLEGAS

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE DE 2005

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
MONTERREY**

CAMPUS MONTERREY

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**

Los miembros del comité de tesis recomendamos que el presente proyecto de tesis presentado por el Ing. Pablo Isaac Kotkoff Villegas sea aceptado como requisito parcial para obtener el grado académico de:

**Maestro en Ciencias
Especialidad en Ingeniería Energética**

Comité de tesis:

Ing. Jesús Antonio Báez Moreno
Asesor

Dr. Armando Llamas Terres
Sinodal

Ing. Jorge de los Reyes
Sinodal

APROBADO

Dr. Federico Viramontes Brown
Director del Programa de Graduados en Ingeniería y Arquitectura

Diciembre de 2005

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a mi padre,
por su ejemplo de persona trabajadora
por tener siempre una actitud positiva ante todas las cosas en la vida,
por nunca dejar de luchar,
por su apoyo durante todos mis años de estudio;
y porque cuando más necesite de consejos o de ayuda
en los momentos importantes de mi vida, siempre conté contigo.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

- A mi familia, porque siempre conté con ustedes en mis años de estudio.
- Al Lic. Fernando Castro por todos sus consejos y por ayudarme a poder llevar a cabo mi maestría.
- A mi asesor M.C. Jesús Báez, por ser un ejemplo a seguir como ingeniero, por sus clases en mi carrera profesional, y por todos los consejos y asesorías que me dio para poder llevar a cabo esta tesis.
- Al Ing. Gaspar Cárdenas, por toda la información y el apoyo que me brindó para poder desarrollar mi tesis, y sobre todo por su amistad.
- Al Dr. Armando Llamas, por ser uno de los mejores maestros que un alumno puede tener, por todas sus clases y enseñanzas, y sobretodo por su amistad y buen humor.
- Al Dr. Federico Viramontes, por todas sus enseñanzas que recibí durante sus clases, y por su apoyo que me permitió llevar a buen término la culminación de mis estudios.
- Al M.C. Jorge de los Reyes por sus consejos durante la defensa de mi Tesis.
- A mis compañeros Antonio Osuna, José Luís Elizondo y Adrián González (AGP), por su amistad, apoyo, y por pasar buenos tiempos en el PQ.
- Al Dr. Salvador Acevedo, por sus consejos para ingresar a estudiar esta maestría.

•	
<i>Dedicatoria</i>	<i>iii</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>iv</i>
<i>Contenido</i>	<i>v</i>
CAPITULO 1	1
Introducción	1
CAPITULO 2	2
Factor de potencia en presencia de cargas no lineales	2
2.1 Definición de factor de potencia	2
2.2 Beneficios por corregir el factor de potencia	6
2.3 Corrección del factor de potencia	12
CAPITULO 3	19
Aspectos Relevantes en los Bancos de Capacitores	19
3.1 Tipos de capacitores	19
3.2 Mediciones y monitoreo en campo	24
3.3 Conexión y desconexión de bancos de capacitores	28
3.4 Configuración de bancos de capacitores	34
3.5 Rangos de capacitores	36
3.6 Tipos de gabinetes en media tensión	37
3.7 Protección de bancos de capacitores	40
CAPITULO 4	46
Casos de estudio	46
4.1 Planta operando sin bancos de capacitores	46
4.2 Planta operando con bancos de capacitores en media tensión	55
4.3 Planta operando con bancos de capacitores en baja tensión	61
4.4 Planta operando con bancos de capacitores en baja y media tensión	67
CAPITULO 5	72
Factor de potencia en presencia de cargas no lineales	72
5.1 Introducción	72
5.2 Antecedentes	74
5.3 Factor de potencia en presencia de cargas no lineales	78
5.4 Estándar 519	82

CAPITULO 6	86
Aspectos relevantes en los filtros de armónicas	86
6.1 Tipos de filtros pasivos de armónicas	86
6.2 Resonancia paralela	91
6.3 Sintonización de filtros	94
6.4 No mezclar bancos con filtros al mismo nivel de voltaje	97
6.5 KVAR de salida contra kVAR instalados	102
6.6 Tipos de reactores en media tensión	104
6.7 Ejemplo Industrial.....	106
6.8 Caso de estudio de armónicas	120
 <i>Anexo A</i>	
Filtro de armónicas en baja tensión	143
 <i>Anexo B</i>	
Diagrama unifilar de filtro de armónicas en baja tensión.....	144
 <i>Anexo C</i>	
Filtro de armónicas en media tensión en 3D.....	145
 <i>Anexo D</i>	
Diagrama unifilar de un filtro de armónicas en media tensión.....	146
 <i>Referencias</i>	147

CAPITULO 1

Introducción

En plantas industriales se requiere de compensación de reactivos (Kvar), a causa del incremento en el uso de equipo que producen cargas inductivas. Algunas de las fuentes que producen este tipo de cargas son los motores de inducción, transformadores, soldadoras de arco, rectificadores, hornos de arco, lámparas fluorescentes y una amplia gama de equipo electrónico. La compañía suministradora de electricidad tiene que entregar las potencias tanto activas como reactivas que estas cargas inductivas demandan, provocando una carga adicional en la capacidad del sistema.

Si la compañía suministradora no tiene la capacidad suficiente para entregar los Kvar necesarios que la carga demanda, el flujo de corriente reactiva en el sistema sobrepasa los límites de temperatura y voltaje para la cual el equipo esta diseñado.

Una planta industrial operando con una mala compensación de reactivos generalmente tendrá las siguientes características:

- Bajo factor de potencia.
- Reducción en la capacidad instalada
- Reducción en el desempeño del sistema a causa de cables y transformadores sobrecargados
- Incremento en pérdidas de cobre
- Reducción en el nivel de voltaje, afectando la eficiencia en la operación de motores y otros equipos.
- Reducción en la iluminación de lámparas incandescentes
- Incrementos en el costo de la factura eléctrica mensual.

La óptima compensación de reactivos dentro de una planta industrial hoy en día es de suma importancia, ya que de no tenerla, trae como consecuencia severos problemas como los que ya se mencionaron anteriormente. Un estudio a detalle en la compensación de reactivos y análisis de armónicas en sistemas eléctricos industriales puede en ocasiones llegar a ser complicado. Un mal diseño del equipo, o una ubicación no deseable del mismo, ocasionará un incremento en el mal funcionamiento del equipo de la planta, provocando grandes pérdidas económicas innecesarias.

CAPITULO 2

Factor de potencia en presencia de cargas no lineales

En este capítulo se presentan los conceptos básicos relacionados con el factor de potencia, los diferentes beneficios que existen a la hora de realizar una buena corrección, y las diferencias que existen en la localización del equipo adecuado a instalar.

2.1 Definición de factor de potencia.

El concepto de factor de potencia es un término que necesita de una clara definición, ya que un mal entendimiento de este puede provocar técnicas inapropiadas en su corrección como sobredimensionamientos en el equipo, resonancia paralela con el sistema, entre otros.

El factor de potencia se origino con la necesidad de cuantificar que tan eficiente la corriente era utilizada por una carga en un sistema alterno [1]. Consideremos la siguiente figura:

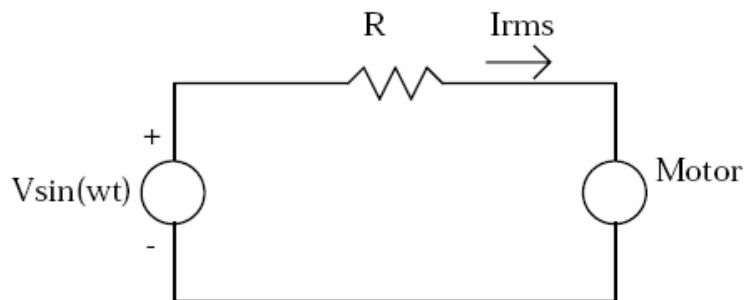


Figura 2.1 Circuito monofásico de corriente alterna

El voltaje y la corriente en la carga son las siguientes:

$$(2.1) \quad v(t) = V_1 \sin(\omega_0 t + \delta_1),$$

$$(2.2) \quad i(t) = I_1 \sin(\omega_0 + \theta_1),$$

donde V_1 y I_1 son los valores pico de voltaje y corriente, y δ_1 y θ_1 son los ángulos de fase. Cuando el factor de potencia se encuentra en situaciones puramente senoidales, es

comúnmente conocido como el factor de potencia de desplazamiento y se define de la siguiente manera:

$$(2.3) \quad fp = \frac{\frac{V_1}{\sqrt{2}} \frac{I_1}{\sqrt{2}} \cos(\delta_1 - \theta_1)}{\frac{V_1}{\sqrt{2}} \frac{I_1}{\sqrt{2}}} = \cos(\delta_1 - \theta_1),$$

Analicemos a detalle la figura 2.1, en donde el motor se encuentra conectado a un sistema de potencia. Las pérdidas incurridas en el motor mientras se le entrega potencia se pueden definir como $I_{rms}^2 R$. Si se mantiene la potencia y el voltaje en el motor constante y se varía el factor de potencia de desplazamiento, las variaciones en pérdidas del motor se pueden apreciar en la siguiente figura, donde se ve claramente que el f.p. de desplazamiento afecta de manera importante a las pérdidas.

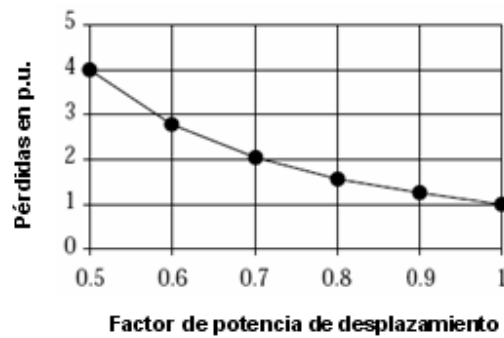


Figura 2.2 Efecto del f.p. de desplazamiento en pérdidas en sistemas de potencia para caso puramente senoidal.

Otra manera de analizar esto es utilizando el triángulo de potencias. Observemos la Figura 2.3:

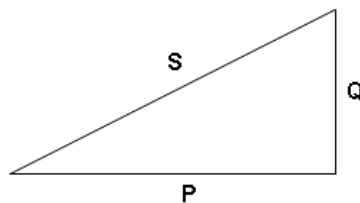


Figura 2.3 Triángulo de potencias.

El termino “factor” implica una relación entre dos cantidades. En este caso el factor de potencia es la razón entre la potencia activa (P) con respecto a la potencia aparente (S):

$$(2.4) \quad P = \frac{P}{S} = \frac{kW}{KVA}$$

donde la potencia aparente es el producto de voltaje por corriente con unidades volt-amperes:

$$(2.5) \quad S = VI$$

Observando el triangulo de potencias, la potencia aparente también se puede expresar de la siguiente manera:

$$(2.6) \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Cuando se trabaja con voltajes y corrientes puramente senoidales, es decir, cuando el circuito no se encuentra distorsionado, el factor de potencia de desplazamiento se reduce a lo siguiente:

$$(2.7) \quad fp = \frac{P}{S} = \frac{VI \cos \theta}{VI} = \cos \theta$$

donde θ se conoce como el ángulo del factor de potencia.

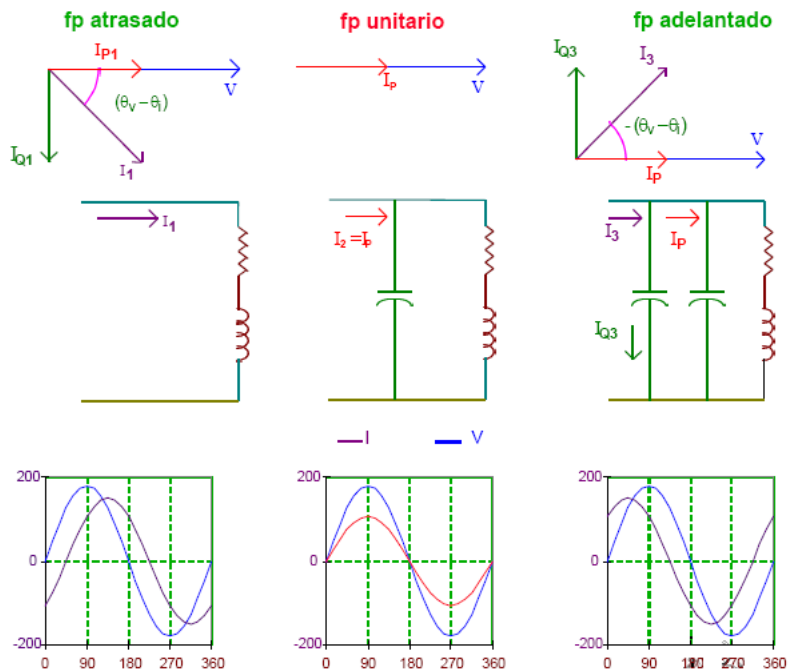


Figura 2.4 Desplazamiento de la corriente con respecto del voltaje con diferente fp [2].

Si se observa la Figura 2.4, se puede ver con claridad como cambia la corriente con respecto al voltaje cuando varía el factor de potencia. Al conectar cargas inductivas (lado izquierdo de la figura), se produce un desfase entre la corriente y el voltaje, siendo el primero el que se encuentra atrasado; el ángulo entre estos dos también se le conoce como el ángulo del factor de potencia. Lo ideal es mantener la corriente y el voltaje en fase para así poder tener un factor de potencia unitario. Para poder lograrlo conectamos capacitores en paralelo con la carga inductiva para así poder disminuir el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje y poder acercarnos a f.p. unitario. Es importante no sobredimensionar (lado derecho de la figura 1.3) o instalar más capacitores de lo necesario, ya que el f.p. será adelantado y esto trae como consecuencias elevaciones de voltaje, entre otros.

Para casos puramente senoidales, tener un factor de potencia unitario equivale a una potencia reactiva Q igual a cero. De lo contrario, cuando se tiene un factor de potencia bajo, esto equivale a potencias reactivas Q altas. Como la mayoría de las cargas consumen potencia reactiva en sistemas senoidales, el factor de potencia se puede corregir simplemente instalando bancos de capacitores. Este es uno de los métodos más comunes para corregir el factor de potencia. Este equipo es atractivo porque es económico y de fácil mantenimiento. Cuando se agregan capacitores al sistema, estos proporcionan la potencia reactiva que la carga necesita. Si el banco es dimensionado para compensar a un factor de potencia unitario, este entregará toda la potencia reactiva que la carga necesita, sin demandarle nada de potencia reactiva a la compañía

suministradora de electricidad. Si el banco es diseñado para mejorar el factor de potencia a una cantidad menor a la unidad, la potencia reactiva entregada por el banco será sus kVAr o MVAr nominales, mientras que el resto de la potencia reactiva demandada por la carga será entregada por la compañía suministradora de electricidad.

El f.p. en situaciones no senoidales, es decir, cuando se encuentra en presencia de cargas no lineales se discutirá en capítulos posteriores.

2.2 Beneficios por corregir el factor de potencia

Los beneficios que se logran al corregir el factor de potencia son los siguientes:

- Disminución de la factura eléctrica mensual (eliminación de recargo por bajo fp).
- Recuperación de la capacidad eléctrica instalada
- Disminución en las pérdidas del sistema (disminuye la corriente)
- Mejor regulación de voltaje (disminuye las caídas de voltaje) [2].

A continuación se definirá cada uno de estos términos para entenderlos con más claridad, ya que se utilizarán con frecuencia durante este presente trabajo.

1. Disminución de la factura eléctrica mensual.

Una factura eléctrica mensual cobrada por una compañía paraestatal mexicana consta de los siguientes tres cargos: cargo por energía (CE), cargo por demanda (CD) y recargo o bonificación por factor de potencia. Existen diversos métodos para disminuir el cargo por energía y el cargo por demanda, pero en este caso solo nos enfocaremos en el recargo o bonificación por factor de potencia.

Las compañías suministradoras de electricidad tienen que entregar las potencias tanto activas como reactivas que las cargas demandan, provocando una carga adicional en la capacidad del sistema. La habilidad que las compañías suministradoras tienen para entregar electricidad es afectada por el factor de potencia de las plantas. Como la componente reactiva de la corriente no está registrada en el medidor de kWh, estas compañías cobran por bajo factor de potencia mediante la aplicación de multas o recargos. Estas multas generalmente son tan altas que resulta más económico para una planta hacer una inversión inicial en equipo para corregir el f.p.

que estar pagando la multa cada mes. Los retornos de inversión del equipo para corrección de f.p. generalmente se encuentran alrededor de 4 a 8 meses, dependiendo del caso.

El factor de potencia se define de la siguiente manera:

$$(2.8) \quad fp = \frac{\sum kWhr}{\sqrt{[\sum kWh]^2 + [\sum kVArh]^2}} \times 100\%$$

En esta ecuación, el f.p. es el factor de potencia promedio del período de facturación, $\sum kWh$ es el consumo de energía real del período de facturación y $\sum kVArh$ es el consumo de potencia reactiva en el periodo de facturación [2].

En México, el recargo por bajo f.p. se lleva a cabo cuando este se encuentra por debajo de 0.9 y se calcula con la siguiente fórmula:

$$(2.9) \quad \% \text{ Recargo} = 60 \left[\frac{0.9}{fp} - 1 \right]$$

La bonificación por f.p. se lleva a cabo cuando este se encuentra por encima de 0.9 y se calcula de la siguiente manera:

$$(2.10) \quad \% \text{ Bonificación} = 25 \left[1 - \frac{0.9}{fp} \right]$$

Cuando el factor de potencia se encuentra exactamente en 0.9, no existe ni recargo ni bonificación. Esto se puede ver más claro en la Figura 2.5.

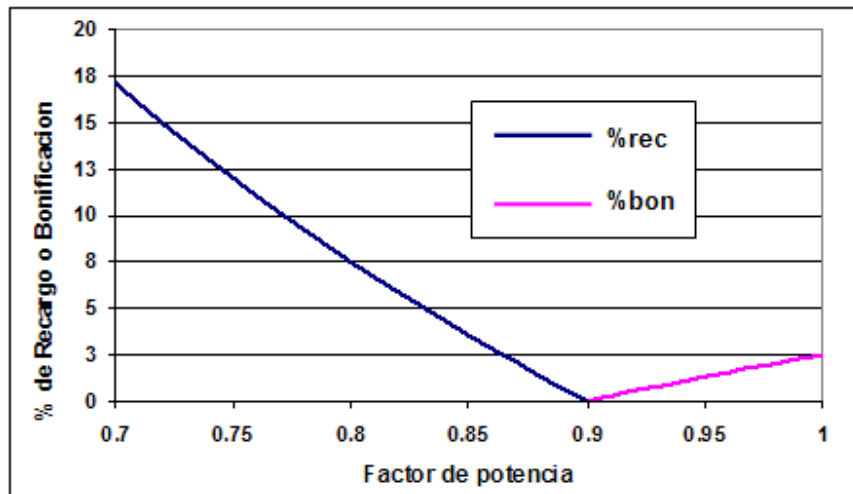


Figura 2.5 Recargo o bonificación

Se puede observar claramente en la gráfica anterior que la pendiente por el lado de recargo es mucho mayor que la pendiente por el lado de bonificación. Esto quiere decir que se recibirán penalizaciones mucho más fuertes, comparadas con las bonificaciones. Por eso es importante tratar de mantenerse por encima de un factor de potencia de 0.9 para obtener una reducción en la factura eléctrica mensual.

2. Recuperación de la capacidad eléctrica instalada.

Los sistemas y equipos eléctricos son térmicamente limitados por la cantidad de corriente que puede fluir a través de ellos. Al mejorar el factor de potencia, la corriente total que fluye por el sistema se ve reducida, recuperando de esta manera capacidad instalada. Esto permite conectar carga adicional alimentada por el mismo sistema. Lo anterior se puede explicar de la siguiente manera:

Consideremos la figura 2.6. Antes de la instalación del banco de capacitores, toda la potencia reactiva de la planta (Q_1 en la Fig. 2.6b) es entregada por la compañía suministradora de electricidad. La potencia aparente (S_1 en la Fig. 2.6b) es muy grande ya que tanto la potencia activa como la reactiva tiene que ser entregada por la misma compañía. Equipo como transformadores, generadores y cableado tienen que ser lo suficientemente grande para manejar estas magnitudes de potencia aparente, generando aumentos en el costo del equipo cuando el factor de potencia es pobre.

Al agregar bancos de capacitores " Q_{cap} ", parte de la potencia reactiva demandada por la carga será proporcionada por el capacitor, disminuyendo así la potencia reactiva entregada por la compañía suministradora. Una demanda baja de potencia reactiva genera un consumo bajo en

potencia aparente, liberando capacidad en el sistema, como se muestra en el triángulo de potencias de la Figura 2.6c.

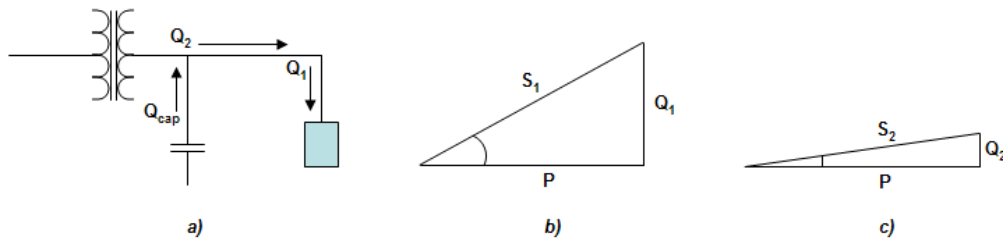


Figura 2.6 Disminución en la potencia reactiva

El porcentaje de recuperación de la carga instalada se puede calcular de la siguiente manera:

$$(2.11) \quad \% Rec = \left[1 - \frac{fp_1}{fp_2} \right] \times 100\%$$

donde fp_1 es el factor de potencia inicial y fp_2 es el factor de potencia al que se quiere llegar.

Cuando el factor de potencia es muy bajo, el porcentaje de liberación de carga es mucho mayor que cuando se tiene un factor de potencia relativamente alto. Esto se puede observar con más claridad en la Figura 2.7.

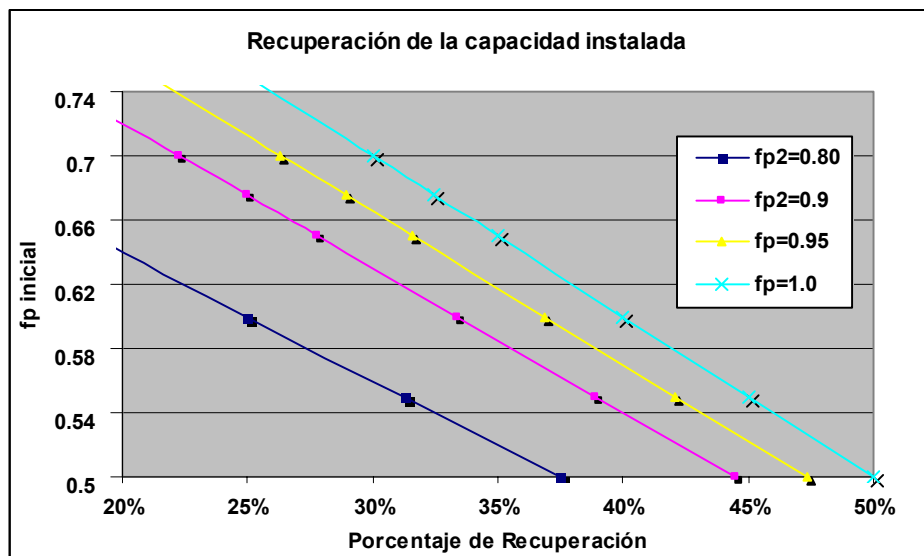


Figura 2.7 Porcentaje de liberación de carga

3. Disminución en las pérdidas del sistema.

La reducción en la potencia aparente provoca una reducción en la corriente ya que ambas son directamente proporcionales. La corriente en presencia de cargas inductivas posee dos componentes, una parte activa y otra parte reactiva. Con la instalación de capacitores, el factor de potencia puede corregirse hasta la unidad y la corriente solo contendrá la componente activa. Como las pérdidas en los conductores son igual al producto I^2R , la disminución en la componente reactiva de la corriente reduce considerablemente estas pérdidas. La corriente que fluye a través de las bobinas de los transformadores también se ve reducida, disminuyendo así sus pérdidas.

El porcentaje de reducción de pérdidas en el sistema se puede calcular de la siguiente manera:

$$(2.12) \quad \% \text{ Reducción de pérdidas} = 1 - \left[\frac{fp_1}{fp_2} \right]^2$$

donde fp_1 es el factor de potencia inicial del sistema y fp_2 es el factor de potencia después de corregir con capacitores. Esta ecuación anterior se puede ver con más claridad en la siguiente figura:

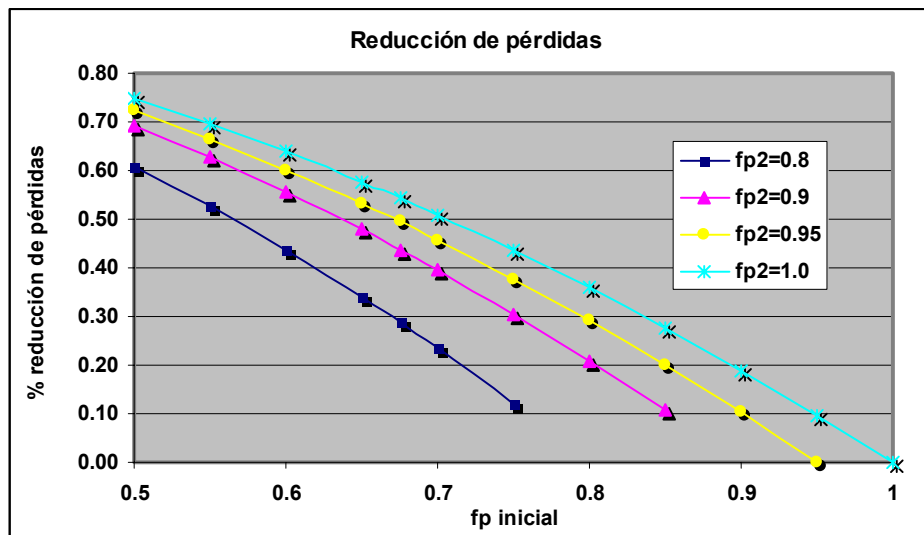


Figura 2.8 Reducción de pérdidas en el sistema

Las curvas de la gráfica muestran la reducción en pérdidas de los alimentadores cuando se mejora el factor de potencia. Se puede ver con claridad que cuando el factor de potencia de la

planta se encuentra muy bajo y se corrige cercano a la unidad, los porcentajes en reducción de pérdidas son mucho mayores.

Los porcentajes de ahorro que se logran al reducir las pérdidas I^2R generalmente son pequeños y no justifican instalar equipo para solo reducir pérdidas, sin embargo es un beneficio adicional de los que ya se han mencionado anteriormente [3].

Corregir el factor de potencia en media tensión es más económico que corregirlo en baja tensión, sin embargo, se desaprovechan las mejoras en las pérdidas del sistema. Las plantas que poseen alimentadores de grandes distancias tienen que tomar más en cuenta estos aspectos ya que un sobrecalentamiento en los cableados puede provocar cortos circuitos y fallas en el equipo, así como sobrecalentamiento y deterioro en los transformadores.

4. Mejor regulación de voltaje (disminución en la caída de voltaje)

Debido a las caídas de voltaje ocasionadas por los conductores en los sistemas eléctricos, el voltaje de operación del equipo será menor al voltaje para el cual estos están diseñados. Cargas inductivas que operan a voltajes inferiores al de placa (motores, balastos, etc.), pueden sufrir sobrecalentamiento, disminuyendo su vida de operación e incrementando costos de mantenimiento. Caídas de voltaje en equipo electrónico sensitivo como computadoras, impresoras láser, maquinas de copiado, etc., puede ocasionar que el equipo funcione de la manera inapropiada o que se apague, provocando pérdida de información, incrementos en costo y posibles fallas de equipo. Cargas resistivas (calentadores, iluminación incandescente) que opera con caídas de voltaje, simplemente no entregará la potencia para la cual están diseñados.

El voltaje de operación en un sistema eléctrico depende del voltaje de salida que entrega la compañía suministradora de electricidad y las caídas de voltaje en los conductores. El voltaje que es entregado por una compañía nunca es constante, ya que disminuye en horarios pico y aumenta en horarios fuera de este periodo. La manera en que se pueden calcular las caídas de voltaje ocasionadas por los conductores es usando la siguiente fórmula:

$$(2.13) \quad \Delta V \cong R \cdot corriente_activa \pm X \cdot corriente_reactiva$$

Generalmente la reactancia de los circuitos en sistemas eléctricos es mayor que la resistencia, entre 6 y 10 veces mayor. Por lo tanto, el flujo de potencia reactiva produce caídas de voltaje considerablemente mayores que las producidas por flujos de potencia activa. Si se incrementa el

factor de potencia para reducir los flujos de corriente reactiva, es evidente que las caídas de voltaje también se verán reducidas [3].

Existen recomendaciones proporcionadas por la NEC “National Electric Code”, con relación a las caídas de voltaje para proporcionar una mejor eficiencia en la operación del equipo (NEC artículo 210-19a) y se menciona que la máxima caída de voltaje tomando en cuenta los alimentadores y las ramas de los circuitos no debe exceder el 5%.

2.3 Corrección del factor de potencia

Existen diversos métodos para corregir el factor de potencia dentro de un sistema eléctrico, pero en el presente documento nos enfocaremos a los bancos de capacitores, y posteriormente a filtros pasivos para armónicas, ya que son los más utilizados en la actualidad.

Cuando se lleva a cabo un estudio de factor de potencia, es necesario obtener la información suficiente para poder dimensionar y localizar correctamente el equipo. Si el motivo del estudio es evitar el cargo por bajo factor de potencia, generalmente la factura eléctrica mensual de la planta es suficiente para determinar la capacidad nominal en kVAr o MVAr del equipo. [3]

Los datos que normalmente se tienen a la hora de hacer una corrección de f.p. son las potencias reales demandadas por la carga (kW) y el factor de potencia de estas. Si el f.p. se quiere elevar a una cierta cantidad, esta es especificada. Ya que se conocen estos datos, para calcular la capacidad necesaria en kVAR o MVAR del banco de capacitores para elevar el factor de potencia original fp_1 , a un factor de potencia deseado fp_2 , se puede utilizar la siguiente formula:

$$(2.14) \quad Q_{cap} = P \left[\frac{\sqrt{1 - fp_1^2}}{fp_1} - \frac{\sqrt{1 - fp_2^2}}{fp_2} \right]$$

donde P es la potencia promedio o potencia media en kW demandada por la carga. En este momento es muy importante definir un término llamado factor de carga (fc), el cual influye de manera importante en el cálculo de los kVAR necesarios para elevar el f.p. El factor de carga se define de la siguiente manera:

$$(2.15) \quad fc = \frac{\bar{D}}{D_{max}}$$

donde D_{max} es la demanda máxima que se consumió en un periodo específico del mes, mientras que la demanda promedio, también conocida como demanda media \bar{D} se define de la siguiente manera:

$$(2.16) \quad \bar{D} = \frac{kWh_b + kWh_i + kWh_p}{h_b + h_i + h_p}$$

donde kWh_b , kWh_i y kWh_p son las energías consumidas por la carga en sus respectivos periodos. Ambos datos anteriores, tanto el fc como la \bar{D} se pueden obtener de la factura eléctrica mensual de la planta.

Cuando la potencia activa P de la planta es constante, es decir, cuando el factor de carga es cercano a la unidad, el cálculo de los kVArS necesarios para corregir el f.p. se pueden llevar a cabo utilizando los kW nominales de la carga. Pero cuando el factor de carga es muy bajo, es decir, cuando la carga no se utiliza en su totalidad, el cálculo de los kVArS necesarios no se podrá llevar a cabo a kW nominales, ya que el equipo de corrección de f.p. se encontrara sobredimensionado. En estos casos se utiliza la potencia media \bar{D} para el cálculo de los reactivos.

La siguiente tabla muestra el factor que multiplica a P en la ecuación 2.14 partiendo de un fp_1 inicial a un fp_2 deseado. Esta tabla ayuda a agilizar los cálculos para los kVArS requeridos.

$FP_1 \backslash FP_2$	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
0.50	0.3987	0.5629	0.7118	0.8501	0.9821	1.1123	1.2477	1.4034	1.7321
0.55	0.1851	0.3494	0.4983	0.6366	0.7685	0.8987	1.0342	1.1898	1.5185
0.60	0.0000	0.1642	0.3131	0.4514	0.5833	0.7136	0.8490	1.0046	1.3333
0.65		0.0000	0.1489	0.2872	0.4191	0.5494	0.6848	0.8404	1.1691
0.70			0.0000	0.1383	0.2702	0.4005	0.5359	0.6915	1.0202
0.75				0.0000	0.1319	0.2622	0.3976	0.5532	0.8819
0.80					0.0000	0.1303	0.2657	0.4213	0.7500
0.85						0.0000	0.1354	0.2911	0.6197
0.90							0.0000	0.1556	0.4843
0.95								0.0000	0.3287

Tabla 2.1 - Factor de corrección de fp_1 a fp_2 [2].

Optima localización del equipo

La principal meta en la corrección del factor de potencia es en reducir o aun eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para poder hacer esto, es necesario distribuir las unidades capacitoras, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia. Un análisis económico debe ser considerado para determinar la localización de los bancos. El costo por kVAR en media tensión es considerablemente menor que en baja tensión, pero también hay que considerar el costo del equipo de protección requerido en media tensión a la hora de hacer la comparación. . Son varios los factores que involucran la óptima localización del equipo, entre otros las necesidades del sistema, requerimientos de operación, control de voltajes y corrientes armónicas, sistema de control y protección, además de la compra e instalación del equipo [3].

Para obtener el máximo beneficio, los capacitores se deben localizar donde generen la máxima disminución de pérdidas, el máximo beneficio en voltaje, y estén lo más cerca posible de las cargas. Cuando esto no es posible, existen reglas de dedo que se han utilizado para la localización de este equipo:

- a) Para cargas uniformemente distribuidas, los capacitores deben colocarse $\frac{2}{3}$ de distancia de la subestación.
- b) Para cargas distribuidas que disminuyen uniformemente, los capacitores deben colocarse $\frac{1}{2}$ de distancia de la subestación.
- c) Para elevaciones máximas de voltaje, los capacitores deben colocarse cerca de donde termina la línea [5].

Las unidades capacitoras pueden ser instaladas en varios puntos de la red de distribución de la planta. Cuatro tipos principales de instalación pueden distinguirse:

- 1. Compensación central
- 2. Compensación en grupo
- 3. Compensación individual
- 4. Compensación combinada

Cada una de las instalaciones citadas anteriormente corresponde a una aplicación específica. En la siguiente figura se muestra un pequeño sistema de potencia con las posibles localizaciones del equipo.

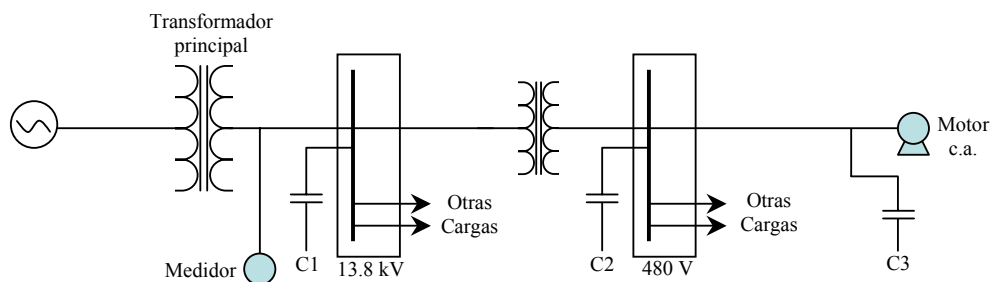


Figura 2.9 - *Óptima localización de los capacitores*

1. **Compensación central (C1).** Muchas plantas corrigen el factor de potencia en este punto ya que el costo por kVAR en media tensión es menor que en baja tensión y la inversión inicial es por lo tanto menor. Sin embargo, en este punto no se disminuyen las pérdidas y la recuperación en la capacidad instalada no es la más óptima. Cuando la potencia reactiva necesaria es variable, la compensación central frecuentemente involucra bancos automáticos de capacitores.
2. **Compensación en grupo (C2).** Este punto es probablemente el más óptimo para llevar a cabo una buena compensación de reactivos ya que se recupera la capacidad instalada y se disminuyen las pérdidas en el transformador reductor a 13.8 kV, en el cable de media tensión, y en el transformador reductor a 480 V.
3. **Compensación individual (C3).** La compensación individual es particularmente útil para motores de inducción. Las siguientes ventajas son obtenidas:
 - Instalando los capacitores cerca de la carga, la potencia reactiva es limitada al segmento más pequeño posible de la red.
 - El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo.
 - El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, no son necesarios controles complementarios.
 - Los capacitores son puestos en servicio solo cuando el motor está trabajando.

Existen tres formas de llevar a cabo la conexión de capacitores para motores de inducción con arranque directo. En la figura 2.10 se muestra las diferentes ubicaciones de los capacitores.

- 1) Después de la protección térmica del motor. El capacitor es conectado simultáneamente con el motor y solo la potencia activa pasará a través de la protección térmica y su valor

debe, por lo tanto, ser reducido adecuadamente. La potencia reactiva que el motor necesita es alimentada directamente por el capacitor.

- 2) Antes de la protección térmica del motor y con energización del capacitor y del motor simultáneamente. El valor de la protección térmica del motor no debe ser reducida; este método es el mas útil para conseguir compensación en una planta existente a bajo costo.
- 3) Conexión permanente de capacitores a una red de carga. El valor de la protección térmica para el motor no es reducido. Esta instalación requiere protección con fusibles y un interruptor para el capacitor solo.

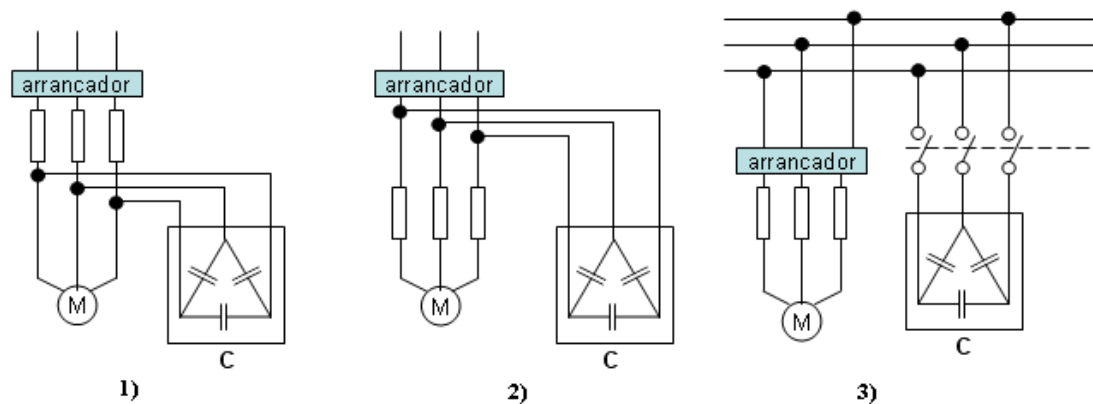


Figura 2.10 - Localización de capacitores para la corrección de factor de potencia en motores de inducción.

En compensaciones individuales, es muy importante el dimensionamiento correcto del capacitor, ya que si este se sobredimensiona ocasionará una autoexcitación en el motor. Esto ocurre cuando la corriente reactiva del capacitor es mayor a la corriente de magnetización del motor de inducción. Cuando esto sucede, se ocasionan sobrevoltajes en las terminales del motor. Para evitar esto, se puede llevar a cabo lo siguiente:

- Solicitar los Kvar nominales recomendados a los fabricantes del motor.
- Dimensionar el capacitor al 80% de la corriente de magnetización del motor.
- Usar tablas de motores de inducción para el dimensionamiento de los capacitores.
- Medir la corriente sin carga del motor y dimensionar el capacitor al 80% de esta misma corriente.

Ejemplo. A un motor 3 ϕ de inducción de 480V_{L-L}, 60 hz, 2hp se le realiza la prueba de vacío y resultan los valores de la siguiente tabla. Determine el valor máximo de kVAR's que se pueden instalar en paralelo con el motor y que serán desconectados por el mismo contactor (arrancador) del motor [2].

$V_{LL, NL}$ promedio	480.0V
$I_{L, NL}$ promedio	2.7 A
$P_{3f, NL}$ promedio	204 W

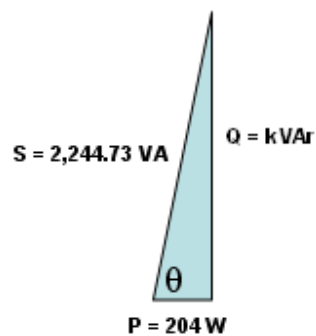
$$S_{1\phi} = \left(\frac{480}{\sqrt{3}} \right) (2.7) = 748.24 \text{ VA}$$

$$S_{3\phi} = 3 (748.24 \text{ VA}) = 2,244.73 \text{ VA}$$

$$f.p. = \frac{P}{S} = \frac{204}{2,244.73} = 0.0908$$

$$\theta = \cos^{-1}(0.0908) = 84.78^\circ$$

Se realiza un triangulo de potencias para visualizar mejor el problema, y de esta manera podemos determinar los kVAr's máximos que se pueden instalar en paralelo con el motor, para evitar una autoexcitación del mismo.



$$\text{kVAr's} = \sin(84.78^\circ)(2,244.73 \text{ VA}) = 2,235.44 \text{ VAr} = 2.2 \text{ kVAr}.$$

El motor demanda 2,235.4 Var, se puede especificar 2.2 kVAr en 480 V como máximo.

Para sistemas de distribución que tienen varios motores conectados a un bus, se recomienda instalar los bancos de capacitores al mismo bus (compensación en grupo) en lugar de conectarlos individualmente en cada motor, para minimizar las combinaciones potenciales de

capacitancias e inductancias, y para simplificar la aplicación de filtros si es que son necesarios [3].

A continuación se presenta una tabla con las ventajas y desventajas en las diferentes localizaciones del equipo ya mencionados anteriormente.

Método de Compensación	Características	Ventajas	Desventajas
Central (C1)	Producción de potencia en un punto solamente. En casos sencillos, el banco es conectado en el inicio y desconectado al final del trabajo.	<ul style="list-style-type: none"> - Mejor utilización de la capacidad de los capacitores. - Supervisión fácil. - Control automático puede considerarse. - Mejoría general del nivel de voltaje. 	<ul style="list-style-type: none"> - Carga no aligerada sobre la fuente principal y las líneas de distribución.
En grupo (C2)	Dispositivos separados son conectados a un capacitor común con su propio interruptor. El capacitor es usado de acuerdo a las veces en que las cargas están en uso.	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de los costos de inversión de capital para capacitores. - Pérdidas y caídas de voltaje reducidas en las líneas de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> -Carga no aligerada sobre las líneas de alimentación principales.
Individual (C3)	Aplica a los dispositivos bajo condiciones de carga continuas, cada uno conectado a un capacitor de valor apropiado	<ul style="list-style-type: none"> - Kvar producido en el punto. - Reducción de pérdidas de línea y caídas de voltaje. - Ahorro de un dispositivo de conmutación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo de los capacitores pequeños separado, más que un capacitor individual del valor total equivalente. - Factor de utilización del capacitor para dispositivos no conectados con frecuencia.
Combinado	Compensación individual de dispositivos de carga muy grandes. Compensación central o de grupo para otros dispositivos.		

Tabla 2.2 - *Ventajas y desventajas con diferentes compensaciones [4]*

CAPITULO 3

Aspectos Relevantes en los Bancos de Capacitores

En este capítulo se presenta los aspectos más importantes que se deben tomar en cuenta cuando se trabaja con bancos de capacitores. Los diferentes tipos de bancos que existen, las mediciones importantes que se deben realizar antes de empezar con el diseño del equipo, las consideraciones a la hora de su instalación como su protección, tipo de conexión y operación.

3.1 Tipos de capacitores

Generalmente la potencia reactiva (capacitiva) que se requiere en una planta no es completamente constante durante las 24 horas del día. La curva mostrada en la Figura 3.1, la cual se puede obtener mediante un medidor de Kvar o calculándola usando Kw y factor de potencia, muestra una demanda típica de Kvar durante un periodo de 24hrs. Se puede observar con claridad que durante las 24 horas del día, la planta demanda 450 Kvar constantes y el resto de manera variable.

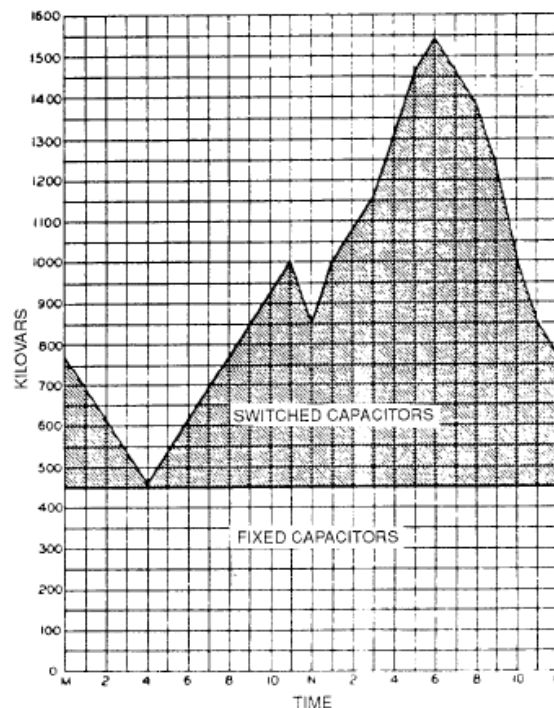


Figura 3.1 - Variación en la potencia reactiva [5]

El requerimiento para potencia reactiva puede ser dividido en tres categorías:

- a) Requerimiento constante. Este caso se aplica cuando la carga reactiva es constante. En estas situaciones se utilizan bancos de capacitores fijos.
- b) Requerimiento variable. Cuando la carga reactiva total varía durante el día, pero es aún demasiado pequeña para ser compensada individualmente por razones de costo. Para estos casos se utilizan capacitores con potencia reactiva variable con la carga. Esto es un banco automático de capacitores.
- c) Requerimientos instantáneos. Este caso se aplica cuando el requerimiento es significativamente en tamaño y la conmutación rápida es esencial (entre 0 y 25 ms). En este caso se pueden emplear capacitores controlados por tiristores. [4]

Bancos de capacitores automáticos

Un banco de capacitores instalado en derivación, entregará una potencia reactiva constante si el voltaje principal es constante. Esto es, la cantidad de kVARs que un capacitor puede entregar están en proporción al cuadrado del voltaje aplicado como se demuestra en la siguiente fórmula:

$$(3.1) \quad \text{vars} = \frac{V^2}{X_c} = 2\pi f C V^2$$

El voltaje del sistema se eleva o cae dependiendo del aumento o disminución en la carga de la planta. Cuando la demanda de una planta es generalmente constante, basta con instalar bancos de capacitores fijos, pero si queremos un ajuste automático de la potencia reactiva de acuerdo a los requerimientos, bancos automáticos de capacitores deben ser instalados. Estos equipos conectan y desconectan ciertas partes del banco dentro y fuera del circuito y así obtienen una compensación que se adapta en etapas a las necesidades de energía reactiva.

Principios de operación

Cada banco se construye con un cierto número de capacitores trifásicos colocados en el mismo gabinete o contenedor. Los capacitores se conectan en paralelo y son accionados por contactores (relevadores). El número de capacitores autónomos se les refiere como pasos y

normalmente son entre cinco y seis. La conmutación de los relevadores para entrar o sacar a los capacitores es controlada por un regulador (vármetro).

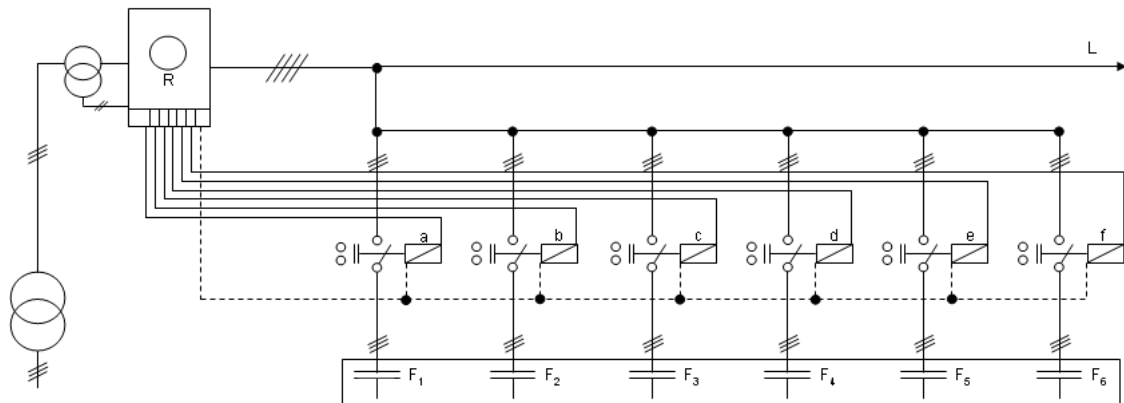


Figura 3.2 – Diagrama esquemático de un banco automático de capacitores – a,b,c,d,e,f: contactores – $F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6$: pasos – $L = \text{carga}$ – $R = \text{Regulador varmétrico}$.

El vármetro tiene las siguientes funciones:

- Mide la potencia reactiva requerida y controla la conmutación (conexión y desconexión) de los pasos, en función del factor de potencia deseado.
- Desconexión en voltaje cero.
- Insensibilidad a las armónicas
- Señalización de pasos conmutados

Para que el vármetro pueda medir la potencia reactiva requerida, se requiere de la siguiente información:

- Determinar y medir el $\cos \varphi$ deseado.
- Ajustar a la sensibilidad
- Controlar los pasos del capacitor
- Determinar los intervalos de conmutación entre dos pasos.

Determinar el $\cos \varphi$ deseado. Para poder determinar el valor del $\cos \varphi$ se necesitan las señales de corriente y voltaje. Estos parámetros se alimentan al vármetro usando un transformador de corriente TC. El TC recibe una corriente principal (X) y la reduce a una corriente para el relevador (5). Esta relación $X/5$ se denota por la letra k. El valor de $\cos \varphi$ se determina fijando una potencia reactiva tolerada para un valor de potencia dado. Esto es, fijando el $\cos \varphi$ para una

corriente activa dada por medio de una fijación de la corriente reactiva [4]. Observemos la siguiente figura:

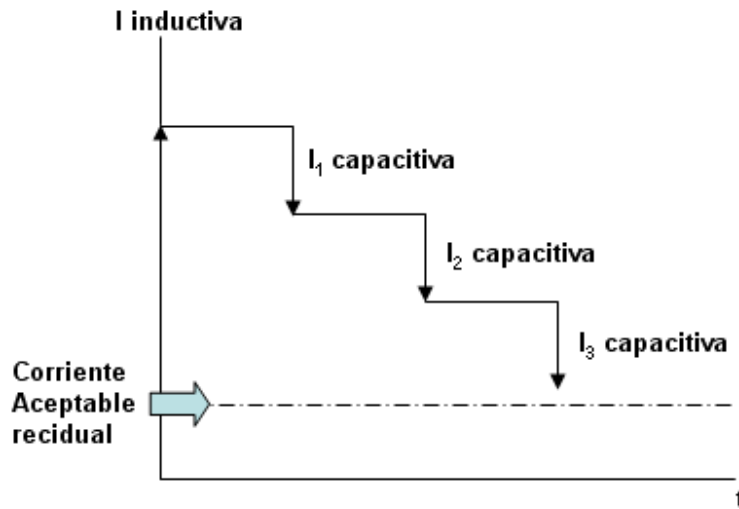


Figura – 3.3 Funcionamiento de un banco automático [4]

Se puede ver que al aumentar la corriente capacitiva, la corriente inductiva disminuye, acercándose a una corriente residual aceptable previamente fijada. En los bancos automáticos estas corrientes capacitivas aumentan por medio de pasos. Es difícil llegar exactamente a la corriente aceptable residual por medio de pasos, por lo que una tolerancia es permitida.

Ajustar a la sensibilidad. La sensibilidad del vármetro se debe ajustar en función de la relación del TC y el tamaño del paso del capacitor expresado como c/k . Esta relación se puede calcular de la siguiente manera:

$$(3.2) \quad \frac{c}{k} = 0.62 \frac{Q}{V\sqrt{3k}} (10^3) \cong 360 \frac{Q}{Vk}$$

donde:

Q = potencia nominal de un paso del capacitor en Kva.

V = voltaje de la red en volts.

k = relación de transformación del TC.

Control de pasos de los bancos. Los bancos de capacitores y filtros automáticos generalmente usan interruptores de vacío o contactores para conectar y desconectar a los capacitores, dependiendo de la variación en las condiciones del sistema de potencia, ya sea factor de

potencia, voltaje o flujo de vares. Por medio de un medidor se reciben las señales, controlan los contactores principales por medio de relevadores auxiliares integrados con el regulador de vares. Lo más recomendable es energizar los capacitores en pasos, dependiendo de los reactivos que la planta requiere en ese momento, ya que de esta manera se evitan problemas como sobrevoltajes en el sistema. Existen tres tipos principales de secuencias de conexión:

- a) Adición. Se conecta el primer capacitor en el momento en que la carga lo necesite. Si la demanda de kVAr aumenta, se conecta el segundo, el tercero, y así sucesivamente, dependiendo del número de pasos. Esto se representa como 1.1.1.1.1. (secuencia) ya que cada paso es del mismo tamaño.
- b) Progresión. A diferencia del anterior, los pasos de este tipo de secuencia de conexión son de diferentes magnitudes y son múltiplos del primer paso, por ejemplo una secuencia de: 1-2-4 etc. Tan pronto que exista una demanda se conecta el primer paso. Si esta aumenta se conecta el segundo paso y el primero es desconectado, ya que el segundo paso tiene doble de kVAr que el primero.
- c) Rotación. A diferencia del de progresión, en esta secuencia si aumenta la demanda se conecta el segundo paso, pero el primer paso se mantiene conectado [4].

A continuación se presenta una tabla que muestra diferentes secuencias para un banco de 1,800 kVAr.

# de Pasos	# de Etapas	Magnitud del paso (kvar)	Secuencia de conexión	Etapa 1 kvar	Etapa 2 kvar	Etapa 3 kvar	Etapa 4 kvar	Precio en dólares
1	1	1,800	1	1,800				\$37,268
2	2	900	1:1	900	900			\$44,400
3	2	600	1:2	600	1,200			\$44,321
4	3	450	1:1:2	450	450	900		\$55,586
6	3	300	1:2:3	300	600	900		\$55,586
12	4	150	1:2:3:6	150	300	450	900	\$67,146

Tabla 3.1 Banco automático de 1,800 kVAr. [6]

Un término que no se ha mencionado anteriormente es el número de etapas. Este término es importante aclararlo ya que se puede confundir con el número de pasos. El número de etapas sirve como referencia para saber la cantidad de interruptores que contiene el banco para accionar los capacitores. Cada etapa puede que contenga 3 interruptores monofásicos o uno trifásico. Por ejemplo si se toma la secuencia 1:2, si los interruptores son trifásicos sería un total de 2 interruptores, de lo contrario si son monofásicos sería un total de 6 interruptores monofásicos, tres por cada etapa.

El número de pasos lo explicaremos con el siguiente ejemplo:

Consideremos el tercer renglón de la tabla 3.1. La secuencia de esta conexión es 1:2. Esto quiere decir que contiene 3 pasos, esto es, $1 + 2 = 3$. El primer paso es cuando los 600 Kvar están conectados y los 1,200 kVAr desconectados. El segundo cuando los 1,200 Kvar se encuentran conectados y los 600 kVAr desconectados, y el tercero cuando ambos están conectados.

Si se observan los precios en la tabla anterior, al aumentar el número de pasos en el banco, el costo del equipo aumenta considerablemente, por lo que es muy importante seleccionar el número de pasos que realmente serán necesarios.

Intervalos de conmutación. Aunque los capacitores contienen resistencias de descarga, es necesario asegurarse que los capacitores se encuentran descargados antes de que una nueva conexión se lleve a cabo. Por esto se fija un cierto tiempo (alrededor de 40ms) entre la desconexión y la reconexión del paso del capacitor, evitando sobrecorrientes [4].

3.2 Mediciones y monitoreo en campo

Los problemas de factor de potencia y armónicas requieren de monitoreo y gran cantidad de mediciones para poder identificar exactamente cual es el problema. Es importante conocer muy bien la planta a la cual se le realizará el estudio, cual es el equipo siendo afectado y sus consideraciones de operación.

Las primeras mediciones que se llevarán a cabo deben ser diseñadas para obtener la mayor información posible de la planta y cuales son los problemas en los que se encuentra. La información específica que se debe de obtener en esta etapa es la siguiente:

- Un levantamiento de datos de la planta, el cual incluye los diagramas unifilares, tamaño de transformadores e impedancias, datos de la carga, datos de los capacitores o filtros (si se encuentran instalados), datos del cable, etc.
- Naturaleza de los problemas (pérdida de información, falla en componentes, equipo trabajando incorrectamente, etc.).
- Características del equipo sensible que se encuentra con problemas.
- Horas del día en las que ocurren las fallas o problemas.
- Problemas que coinciden con operaciones de la planta (e.g., conexión de capacitores) al mismo tiempo.
- Posibles fuentes que producen los problemas (arranque de motores, conexión y desconexión de capacitores, operación de equipo electrónico de potencia, equipo de arco, etc.).

En las Figuras 3.4-3.7 se muestra la manera en que se puede llevar a cabo un buen levantamiento de datos de transformadores, tableros, líneas y cargas.

El monitoreo que se lleva a cabo después de obtener toda la información anterior, sirve para caracterizar las variaciones en lugares específicos de la planta durante un periodo de tiempo. Los requerimientos del equipo de monitoreo depende del problema en particular en el que se encuentra el sistema. En nuestro caso, un estudio de armónicas debe ser monitoreado un par de días, o hasta una semana para observar bien como las armónicas cambian dependiendo de la variación en la carga.

- Selección del lugar de monitoreo.

La mejor manera de iniciar con las mediciones es lo más cercano al equipo sensible siendo afectado. Es muy importante que el medidor vea las mismas variaciones que lo que está viendo la carga sensible. Otro punto importante de medición es el tablero principal, ya que problemas como variaciones en el voltaje y transitorios eléctricos medidos en este punto son también perjudicados en todo el equipo de la planta.

- Cantidades a medir

Cuando se monitorean disturbios de potencia, generalmente es suficiente monitorear el voltaje del sistema, pero si se está haciendo un estudio de armónicas, es crítico medir tanto el voltaje como la corriente, siendo más importante el último factor. Las mediciones de corriente se usan para caracterizar la generación de armónicas producidas por cargas no lineales en el sistema.

Cuando la corriente se mide en cargas individuales, la medición ayuda a obtener la característica de la generación de estas armónicas. Cuando se mide en tableros principales, la medición caracteriza un conjunto de cargas o todo el sistema como una fuente de armónicas.

La medición de voltaje ayuda a caracterizar la respuesta del sistema ante la presencia de corrientes armónicas. Condiciones de resonancia serán indicadas mediante una alta distorsión armónica de voltaje a frecuencias específicas. Para poder determinar características de respuesta a la frecuencia del sistema, la corriente y el voltaje deberán ser medidos simultáneamente. Para poder medir flujos de potencia armónicos, las tres fases tendrán que ser medidas simultáneamente [7].

Datos del Transformador:			
Marca:	_____		
Conexión:	_____		
KVA:	_____		
Voltaje primario:	_____		
Voltaje secundario:	_____		
Taps:	_____		
Posición de Taps:	_____		
Datos de prueba:			
Voltaje primario		Corriente primaria	
A-B	_____	A	_____
B-C	_____	B	_____
C-A	_____	C	_____
A-N	_____	Neutro	_____
B-N	_____	Tierra	_____
C-N	_____		
Voltaje secundario		Corriente secundaria	
A-B	_____	A	_____
B-C	_____	B	_____
C-A	_____	C	_____
A-N	_____	Neutro	_____
B-N	_____	Tierra	_____
C-N	_____		
N-G unidos?		_____	

Figura 3.4 – Levantamiento de datos de un transformador [7].

Tablero número: _____
 Ubicación: _____

Voltajes:		Corrientes	
A-B	_____	A	_____
B-C	_____	B	_____
C-A	_____	C	_____
A-N	_____	Neutro	_____
B-N	_____	Tierra	_____
C-N	_____		

N-G unidos? _____

Calibre de cable: _____

Fase: _____
 Neutro: _____
 Tierra: _____

Comentarios: _____

Figura 3.5 Levantamiento de datos de circuitos alimentadores (cable) [7].

Circuito número: _____
 Ubicación: _____

Equipo / Ubicación	Volts L-L	Volts L-N	Volts N-G	Corriente en la carga	Tierra Z	Neutro Z

Figura 3.6 Levantamiento de datos de las cargas [7].

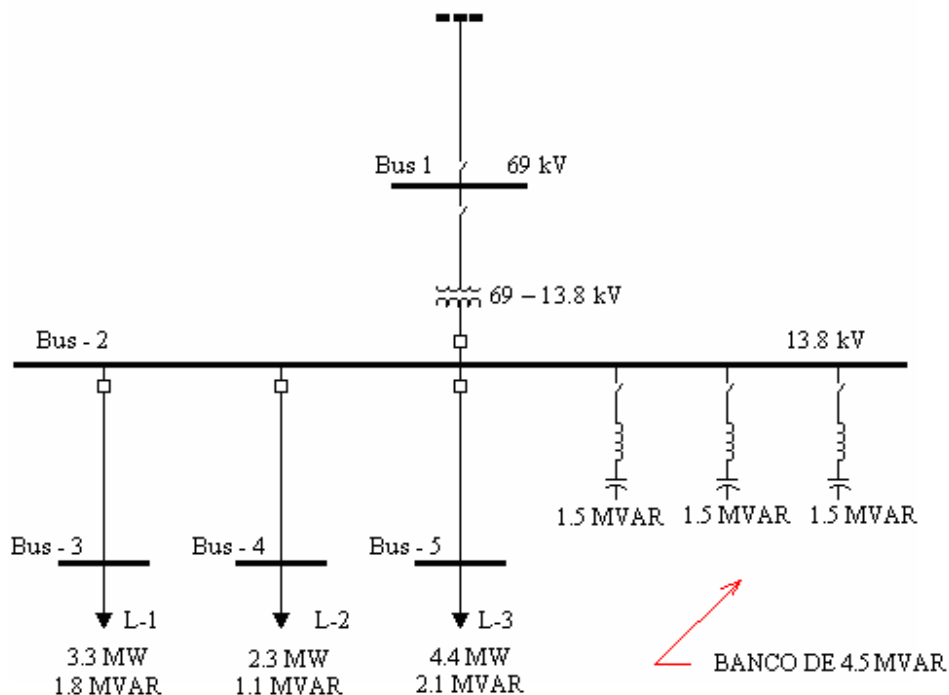


Figura 3.8. Subestación típica mostrando un banco automático de capacitores de 4.5 MVAR y cargas adyacentes de distribución [8].

La figura anterior muestra una subestación de distribución con tres circuitos principales de distribución, así como un banco de capacitores automático de 4500 kvar en 3 pasos.

Los bancos están equipados con 0.040 mH “transient inrush reactors” para limitar la frecuencia y la magnitud de las corrientes transitorias asociadas con las conexiones de los bancos. Estas reactancias ayudan a prevenir fallas prematuras en los interruptores de vacío ocasionados por dichos transitorios [8].



Figura 3.9 Transitorio por conexión de banco de capacitores. Bus 2 V_{L-L} ante el cierre de la fase-a y fase-b, contactos del interruptor de vacío [8].

La Fig. 3.9 muestra el transitorio que ocurrirá si se cierra el primer paso de 1500 kvar que se muestra en la Fig. 3.8, estando los demás desenergizados. Para un banco sin aterrizar, el primer interruptor que cierra resultara en corriente y voltaje transitorio igual a cero. El voltaje del neutro seguirá al voltaje de fase, y el voltaje de línea a línea será impreso a lo largo de los 2 interruptores restantes. Después del cierre de un segundo contacto, un efecto transitorio como el que se muestra en la Fig. 3.9 aparecerá. El peor de los casos ocurrirá cuando el segundo interruptor cierre muy cerca del valor pico del voltaje de línea a línea.

El transitorio de la Fig. 3.9 esta compuesto de una onda transitoria disminuyente (curva roja) súper impuesta en la onda de voltaje (curva azul) como se muestra en la Fig. 3.10 La duración de la onda depende de la razón X/R del sistema en donde se encuentra instalado el capacitor. Razones altas de X/R resultan en duraciones largas, mientras que X/R bajas provocan duraciones cortas en los transitorios.

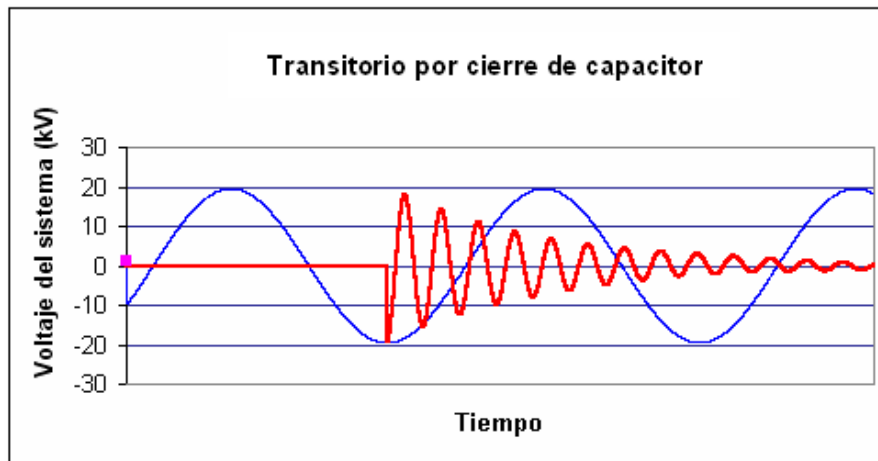


Figura 3.10 Onda decadente de frecuencia baja resultante de conexión de capacitor [8].

Existen tres preocupaciones principales con respecto a la calidad de la energía eléctrica asociados con las conexiones de bancos de capacitores. Estas se muestran con facilidad en la Fig. 3.11, y son las siguientes:

1. El voltaje de depresión inicial resulta en una pérdida de la magnitud de voltaje “D” y una duración “ T_1 ”.
2. La recuperación del voltaje del sistema resultara en un sobrevoltaje transitorio inicial de magnitud “S” y duración “ T_2 ”.
3. Para el transitorio en la Fig. 3.11, ocurren un total de 3 cruces por cero antes del cruce por cero del voltaje natural del sistema.

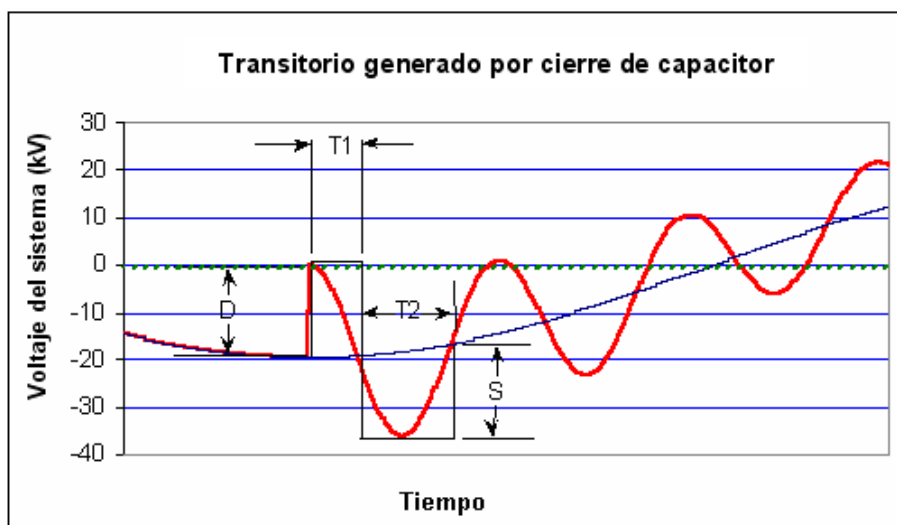


Figura 3.11 Magnitudes y duración de crestas y valles mostrados en la forma de onda del transitorio [8].

Los transitorios generados por múltiples cierres de capacitores ocurren cuando un capacitor se energiza muy cerca de un capacitor que ya se encuentra energizado. Este tipo de operaciones es muy común en bancos automáticos de múltiples pasos como se muestra uno en la Fig. 3.8. Ante la energización del banco descargado, el banco adyacente que se encuentra energizado vierte una corriente de magnitud y frecuencia alta dentro del capacitor que se encuentra descargado. Esta corriente es limitada por la impedancia entre los dos capacitores (resistencia y reactancia del bus, fusibles, interruptores de vacío, etc.). La mayoría de los bancos tienen que integrar reactores de energización para reducir la magnitud del transitorio antes de llegar a los interruptores y los fusibles. La gran magnitud de la corriente no es prevista por el sistema de potencia cuando ocurre entre los dos bancos paralelos.

Al observar la Fig. 3.12, lo siguiente debe tomarse en consideración a la hora de llevar a cabo cierres con múltiples capacitores paralelos:

- El voltaje del sistema aun experimenta una onda transitoria decadente de baja frecuencia
- La depresión de voltaje no llega a los cero volts, como en el caso de cierre de capacitores individuales.
- El sobretiro del voltaje del sistema se reduce a una cantidad igual al voltaje de depresión.
- Múltiples cruces por cero aun son posibles.

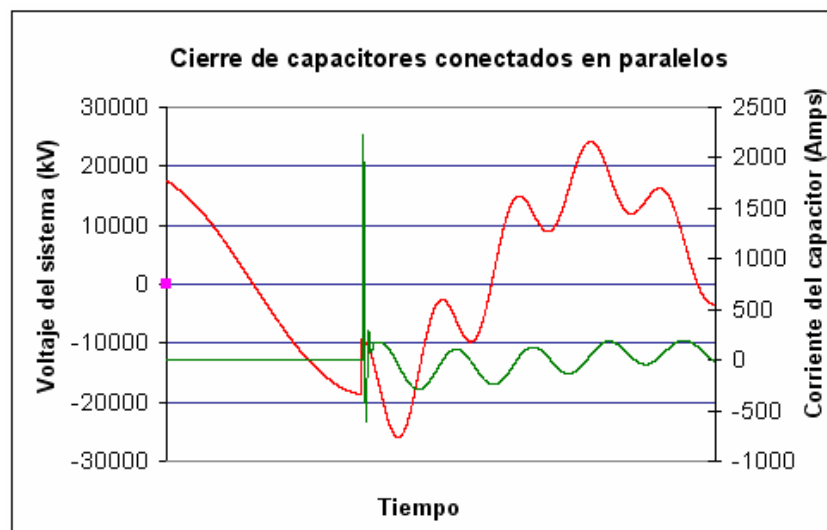


Figura 3.12 Forma de Onda de voltaje (rojo) y corriente (verde) asociada con conexiones de múltiples capacitores. Corriente fluye hacia el capacitor siendo energizado [8].

Cuando se cotizan y se especifican bancos y filtros de armónicas, el costo asociado con el daño o la mala operación de equipo eléctrico debe ser evaluado contra el costo adicional del equipo para eliminar transitorios. Bancos y filtros de armónicas en el rango entre 2.4kV y 34.5kV pueden ser equipados con controles de cruce por cero para atenuar o casi eliminar transitorios por conexión. Estos controles operan sus interruptores de vacío para que los contactos cierren cuando existe un cruce por cero [8].

La Fig. 3.13 muestra formas de onda para eventos de cierre de capacitores incluyendo la energización de un banco de capacitores de 13.8kV, 1500 kvar conectado en estrella. Los contactos de la fase-a cierran a su propio cruce por cero. En este momento, ninguna corriente fluye ya que el banco no está aterrizado. Sin embargo, el voltaje del neutro sigue al voltaje de la fase-a (curvas de color rojo y azul). Cuando el voltaje de la fase-a o el voltaje del neutro cruza el voltaje de la fase-c, los interruptores de vacío de la fase-c cierran. (ver ambas formas de onda). El interruptor de la fase-b cerrará cuando el voltaje del neutro (o el voltaje de la fase-a a la fase-c) y voltaje de fase sea igual a cero. De esta manera es como las 3 fases están conduciendo vars y el banco de capacitores se ha energizado virtualmente sin ningún voltaje transitorio.

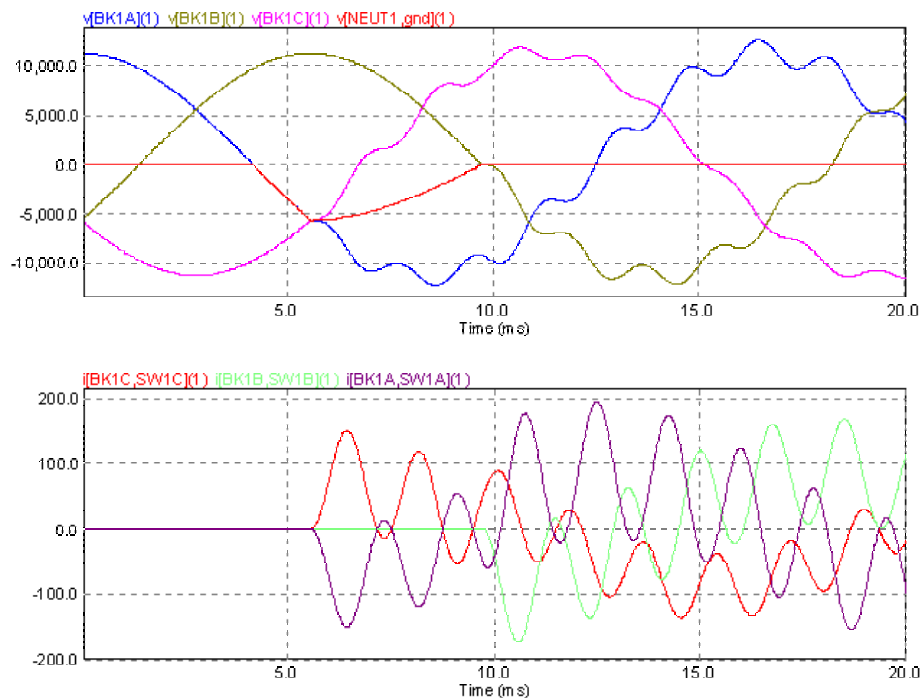


Figura 3.13 Voltaje de fase a tierra, Voltaje del neutro del capacitor e interruptores de vacío de corriente asociados con el voltaje en cruces por cero [8].

Datos de la figura 3.13

BK1A](1) = Voltaje de fase-a a tierra en el bus principal

V[BK1B](1) = Voltaje de fase-b a tierra del bus principal

V[BK1C](1) = Voltaje de fase-c a tierra del bus principal

V[NEUT1, gnd](1) = *Voltaje del neutro a tierra del banco*

I[BK1C,SW1C](1) = *Corriente de la fase-c en el interruptor de vacío*

I[BK1B,SW1B](1) = *Corriente de la fase-b en el interruptor de vacío*

I[BK1A,SW1A](1) = *Corriente de la fase-a en el interruptor de vacío*

Observando la figura anterior, los siguientes puntos se pueden recalcar:

- El sobrevoltaje transitorio asociado con la energización del banco es despreciable
- La posibilidad de múltiples cruces por cero es eliminada.
- Corrientes altas de energización son eliminadas (alargando la vida de los interruptores de vacío) [8].

3.4 Configuración de bancos de capacitores

Existen 3 configuraciones básicas en la conexión de bancos de capacitores: estrella aterrizada, estrella sin aterrizaje, y delta [5]. La selección de una de ellas depende del mejor aprovechamiento de los voltajes nominales de las unidades capacitivas, fusibles, y equipo de protección en general. Normalmente todos los bancos en media y alta tensión son conectados en estrella (Y) debido a que su instalación es menos complicada y más económica; los bancos en baja tensión se conectan tanto en Y como en delta (Δ) [10].

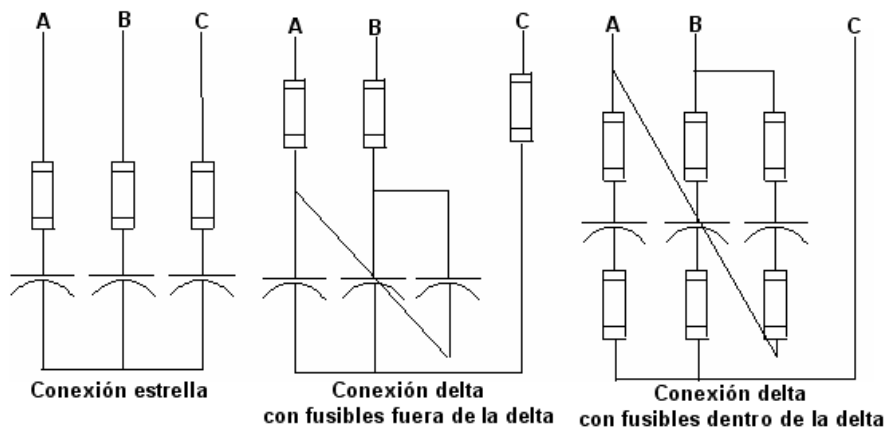


Figura 3.14 – Conexiones comunes para bancos de capacitores [9].

A continuación se enlistan una serie de puntos importantes para cada una de las conexiones mencionadas anteriormente.

Conexión delta Δ .

- Se usan generalmente en baja tensión con un grupo serie de capacitores con voltaje de línea a línea nominal [10].
- La conexión cruzada que conecta las fases A y C para cerrar la delta (Fig. 3.14) es complicada en media tensión debido a requerimientos de espacio [9].
- El banco se puede proteger conectando los fusibles dentro o fuera de la delta [9].
- No ocurren sobrevoltajes en las unidades capacitivas debido a desbalance, por lo que no se requiere protección por desbalance [10].
- Voltajes de tercera armónica se encuentran en fase en las tres fases, por lo tanto, corrientes de tercera armónica no pueden fluir en la delta [10].

Conexión estrella sin aterrizaje Y.

- Para sistemas con voltajes de línea a neutro que correspondan a voltajes estándar en capacitores, la conexión Y con grupos singulares por fase pueden ser usados [10].
- El diseño e instalación en Y es más sencilla como se observa en la Fig. 3.14.
- Bancos de capacitores en media tensión para sistemas comerciales, industriales y de distribución deben ser especificados como estrella, a menos que un voltaje estándar no exista.
- No permiten el flujo de corrientes de tercera armónica o corrientes de descarga de capacitores grandes durante fallas a tierra en el sistema [10].

Conexión estrella con aterrizaje Y.

- Se utilizan generalmente en voltajes iguales y superiores a 34.5 kV [10].
- Suministran baja impedancia a tierra para sobrecorrientes atmosféricas y otorgan algo de protección a sobrevoltajes.
- Cuando se encuentran en media tensión, pueden interferir con el sistema de protección a tierra.
- Corrientes armónicas en la tierra pueden causar interferencia armónica en los sistemas de control y comunicación.
- Corrientes de descarga de los capacitores pueden dañar a los apartarrayos más cercanos.

Existen ventajas y desventajas cuando se aterriza un banco de capacitores conectado en estrella, pero la principal razón por la cual un banco o filtro se deja desaterrizado en media tensión es porque interfiere con el sistema de protección de falla a tierra [9].

3.5 Rangos de capacitores

Los capacitores son capaces de operar continuamente sin ningún problema si no exceden los siguientes puntos:

- a) 135% de la potencia reactiva (Kvar) nominal de placa.
- b) 110% del voltaje rms nominal, y $1.2 \cdot \sqrt{2}$ de voltaje nominal rms, incluyendo armónicas pero excluyendo transitorios.
- c) 180% de corriente rms nominal, incluyendo armónicas [5].

En la siguiente tabla se muestran los diferentes voltajes y kVArS de los capacitores en 60 Hz, así como su nivel de asilamiento básico (BIL).

Volts, rms	Kvars	Número de fases	BIL (Kilovolts)
216	5, 7-1/2, 13-1/3, 20, y 25	1 y 3	30*
240	2.5, 5, 7-1/2, 10, 15, 20, 25, 50	1 y 3	30*
480	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 100	1 y 3	30*
600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 100	1 y 3	30*
2 400	50, 100, 150, 200	1	75
2 770	50, 100, 150, 200 50, 100, 150, 200	1	75

4 160	50, 100, 150, 200	1	75
4 800		1	75
6 640	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7 200	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7 620	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7 960	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
8 320	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
9 540	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
9 960	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
11 400	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
12 470	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
13 280	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
13 800	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
14 400	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
15 125	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	125
19 920	100, 150, 200, 300, 400	1	125
19 920†	100, 150, 200, 300, 400	1	125 y 150
20 800†	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
21 600†	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
22 800†	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
23 800†	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
24 940†	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
4160 GrdY/2400	300 y 400	3	75
4800 GrdY/2770	300 y 400	3	75
7200 GrdY/4160	300 y 400	3	75
8320 GrdY/4800	300 y 400	3	75
12 470 GrdY/7200	300 y 400	3	95
13 200 GrdY/7620	300 y 400	3	95
13 800 GrdY/7960	300 y 400	3	95
14 400 GrdY/8320	300 y 400	3	95

*No es aplicable en interiores Tabla 3.2 – *Voltajes y kVArS para capacitores de 60 hz* [5].

† Un solo “bushing”.

3.6 Tipos de gabinetes en media tensión

A continuación se presentan las diferentes maneras en que uno puede cotizar y especificar bancos de capacitores o filtros de armónicas en media tensión, analizando sus ventajas y desventajas para poder realizar una mejor elección. Los bancos en baja tensión no se especifican en este caso ya que no existe mucha diferencia entre ellos.

1. *Gabinetes metálicos*: este tipo de bancos o filtros se encuentran totalmente encerrados en un gabinete metálico y generalmente se localizan detrás de un cerco junto a una subestación o en el cuarto de control.



Figura 3.15 *Filtro de armónicas tipo gabinete metálico de 10 MVAR, 34.5 Kv [11].*

Ventajas:

- Vienen completamente armados, probados y están listos para interconexión, por lo que el costo y errores de instalación son bajos.
- El costo de mantenimiento es bajo.
- Reducen el riesgo para el personal de la planta ya que todas las partes vivas se encuentran totalmente encerradas.
- No requieren de gran espacio y tienen una buena presentación estética.
- Proveen una buena resistencia contra la corrosión a todos los elementos eléctricos.
- Utilizan fusibles limitadores de corriente los cuales reducen dramáticamente daños ocasionados por fallas.

Desventajas:

- El costo inicial del equipo puede ser alto, por lo que requiere una justificación que incluye el desempeño a futuro, costo de instalación, costo de mantenimiento y costo de operación del equipo.
- En ambientes polvorientos, se requiere de una rutina de limpieza.
- No se encuentran disponibles en voltajes mayores a 34.5 kV.
- Requieren de fusibles limitadores de corriente más caros.
- Son difíciles de expandir por limitaciones de espacio en el gabinete.

2. “*Snack-Rack*”: Este tipo de bancos tienen todos sus elementos expuestos y se encuentran soportados en una estructura metálica. Generalmente se encuentran localizados en subestaciones cercadas.



Figura 3.16 Banco de capacitores tipo “*Stack Rack*” mostrando interruptores, transformadores de potencial, reactores contra transitorios y capacitores [11].

Ventajas:

- El costo inicial del equipo es bajo.
- Todos los componentes eléctricos son visibles cuando el banco está energizado.
- Es sencillo de expandir el banco, reemplazando capacitores pequeños por unos más grandes o dejando estructuras metálicas vacías para futuras expansiones.
- Los bancos se encuentran disponibles en voltajes de 2.4 kV a 34.5 kV y también para voltajes mayores de 34.5 kV.

Desventajas:

- El costo de la instalación es alto ya que es necesario armar todas las partes y se necesita de gente clasificada para llevarlo a cabo.
- Se encuentran expuestos al medio ambiente por lo que corren el riesgo de fallas de fase y tierra.
- El costo y la dificultad de mantenimiento es mayor.
- Requieren de un gran espacio y es un aspecto que varias industrias no lo tienen.
- Son vulnerables a la hora de la instalación ya que pueden surgir errores y requieren de pruebas en campo a la hora de armar el equipo.

3.7 Protección de bancos de capacitores

La protección de los bancos de capacitores requiere de una comprensión de las capacidades y limitaciones tanto como para los capacitores como para los dispositivos de cierre. Los capacitores deben ser capaces de mantener una operación continua hasta un 110% de su voltaje rms nominal, incluyendo armónicas, y hasta un 180% de corriente rms nominal, incluyendo la fundamental y las armónicas. Los capacitores no deben entregar menos del 100% y no mas del 115% de su potencia reactiva a voltaje y frecuencia senoidal, medidos en un caso uniforme y a temperaturas de 25°C [10].

A mayor voltaje del sistema, mayor la inversión del banco y la posibilidad de una falla. Capacitores de mayor kvar nominal reducen el costo, pero a la vez, reducen las opciones en las diferentes combinaciones de capacitores, incluyendo sus protecciones. La disponibilidad de un banco requiere de un sistema de protección confiable. El banco debe de removerse del sistema antes de ser expuesto a daños severos o antes de que una falla se establezca. Cuando una unidad del banco falla, esta debe ser desconectada sin transferir problemas a las demás unidades.

Los equipos de protección deben de operar ante la presencia de:

- (1) Sobrecorrientes debido a fallas en el bus del banco
- (2) Sobrevoltajes en el sistema
- (3) Sobrecorrientes debido a fallas en capacitores individuales del banco
- (4) Sobrevoltajes continuos en las unidades capacitivas
- (5) Corrientes de descarga por parte de capacitores paralelos
- (6) Corrientes de energización debido a conexiones
- (7) Arcos en las barras del capacitor

Requerimientos en los equipos de interrupción para capacitores

El control de potencia reactiva requiere de equipos de conexión y desconexión que puedan operar varias veces y que tengan la habilidad de interrumpir a corriente cero con magnitudes de voltaje altas a través de sus contactos sin que ocurra una reinici3n. Como estos requerimientos son muy demandantes, este m3todo es utilizado para conectar y desconectar bancos de gran tama1o una o dos veces al d3a cuando la carga varia de condiciones normales a condiciones de baja demanda. Los dispositivos tienen que tener la habilidad de interrumpir una corriente que adelanta al voltaje por 90°.

Los diversos equipos que se usan para abrir y cerrar capacitores incluyen los siguientes:

Circuit Breakers	Interrupter Switches
Air	Oil
Air-magnetic	SF ₆
Oil	Vacuum
SF ₆	
Vacuum	

Todos los equipos de interrupción deben ser aplicados en el máximo voltaje, frecuencia y corrientes nominales, incluyendo corrientes de energización transitorias. Como los capacitores pueden operar continuamente hasta un 10% arriba de su voltaje nominal, los equipos de interrupción deben de tener por lo menos ese voltaje. Las corrientes nominales de los interruptores deben incluir los efectos de sobrevoltaje, tolerancia de los capacitores y componentes armónicas para bancos desaterrizados [10].

Es muy importante saber realizar los cálculos de la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección, así como la corriente nominal de los mismos para poder diseñar adecuadamente las protecciones y evitar la falla de estos. Analicemos el siguiente ejemplo.

Ejemplo. Se desea calcular la corriente nominal y la capacidad interruptiva del interruptor que protegerá al banco de 70 kVAr de la siguiente figura:

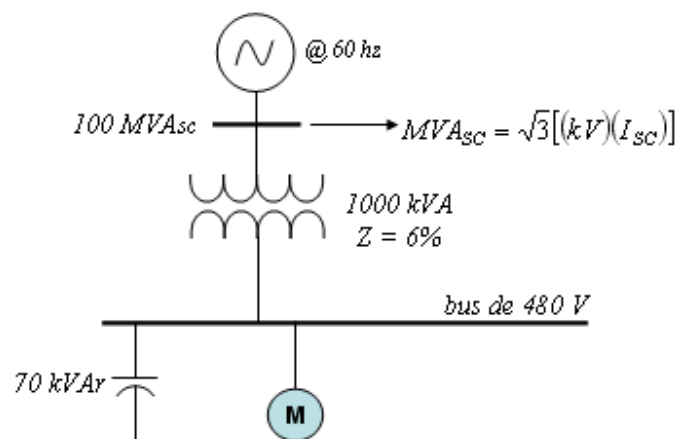


Figura 3.17 Diagrama unifilar de un sistema de potencia en una planta industrial.

Primero calculamos la corriente nominal que fluye a través del capacitor:

$$I_{nom} = \frac{70,000}{\sqrt{3} \cdot 480} = 84 A$$

La siguiente tabla muestra los multiplicadores de corriente nominal de capacitores para obtener la capacidad del dispositivo de desconexión.

Tipo de dispositivo de desconexión	Multiplicador	I / kVAr 240 V	I / kVAr 480 V	I / kVAr 600 V
Interruptor de potencia tipo magnético	1.35	3.25	1.62	1.30
Interruptor en caja moldeada magnético	1.35 ≈1.5	3.25 ≈3.61	1.62 ≈1.8	1.30 ≈1.44
Contactores, encerrados	1.5	3.61	1.8	1.44
Interruptor de seguridad	1.35	3.25	1.62	1.30
Interruptor de seguridad fusible	1.65	3.98	1.98	1.58

Tabla 3.3 *Multiplicadores de corriente nominal de capacitores para obtener la capacidad de dispositivo de desconexión* [3].

Si queremos un interruptor de caja moldeada, observando la tabla anterior, la corriente nominal del interruptor sería $84(1.35) = 113.7 A$. Un interruptor termomagnético (ITM) de 125 A sería el adecuado.

Para conocer el nivel de corto circuito en el bus para el cual se instalará el capacitor, se utiliza la siguiente fórmula:

$$kVA_{SC-480V} = \frac{1}{\frac{1}{kVA_{SC-1}} + \frac{Z_T}{kVA_T}} = \frac{1}{\frac{1}{100,000} + \frac{0.06}{1000}} = 14,286 \text{ kVA.}$$

Si no se conociera el nivel de corto circuito en el bus principal (generalmente proporcionado por la compañía suministradora), el nivel de corto circuito en el bus a instalar se puede aproximar usando la siguiente fórmula:

$$kVA_{SC-480V} = \frac{kVA_T}{Z_T} = \frac{1000}{0.06} = 16,666.6kVA$$

La corriente máxima de corto circuito se calcula de la siguiente manera:

$$I_{SC-480V} = \frac{(14,286)(1000)}{\sqrt{3} \cdot 480} = 17,183.38 \text{ A}$$

Se puede instalar un ITM con capacidad interruptiva de al menos 18 kA a 480V [2].

Equipos de protección para bancos de capacitores.

Cuando se evalúa la protección de un banco de capacitores, se deben considerar diferentes tipos de fallas o anomalías. A continuación se enlistan y se describen brevemente los diferentes dispositivos de protección para un banco en media tensión en gabinete.

- *Fusibles principales.* Este tipo de fusibles proporcionan protección al bus principal y respaldo a los capacitores.



- *Apartarrayos.* Los bancos están protegidos por descargas atmosféricas y transitorios provocados por conexiones de los capacitores.



- *Reactores contra transitorios.* Estos se instalan en cada paso para limitar la frecuencia y magnitud de las corrientes de energización de las conexiones paralelas de los capacitores.



- *Interruptores de vacío.* Los pasos de los bancos son controlados fácilmente con este tipo de interruptores, los cuales son de bajo mantenimiento y de larga duración. Son para voltajes menores de 6.6kV.



- *Fusibles individuales.* El trabajo de estos fusibles es detectar e indicar fallas en capacitores individuales y removerlos de su operación lo más rápido posible para evitar ruptura de la unidad o daños a equipos adyacentes.



A continuación en la Fig. 3.18, se muestra un banco automático de capacitores en gabinete y sus respectivas protecciones que se acaban de describir. Posteriormente en la Fig. 3.19 se muestra su diagrama unifilar.

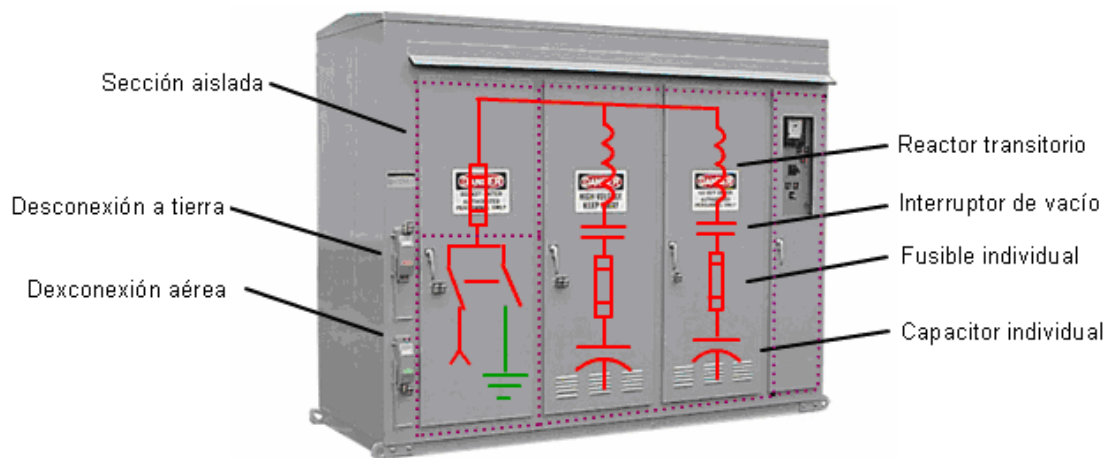


Figura 3.18 Típico banco de capacitores automático de 2 pasos [12].

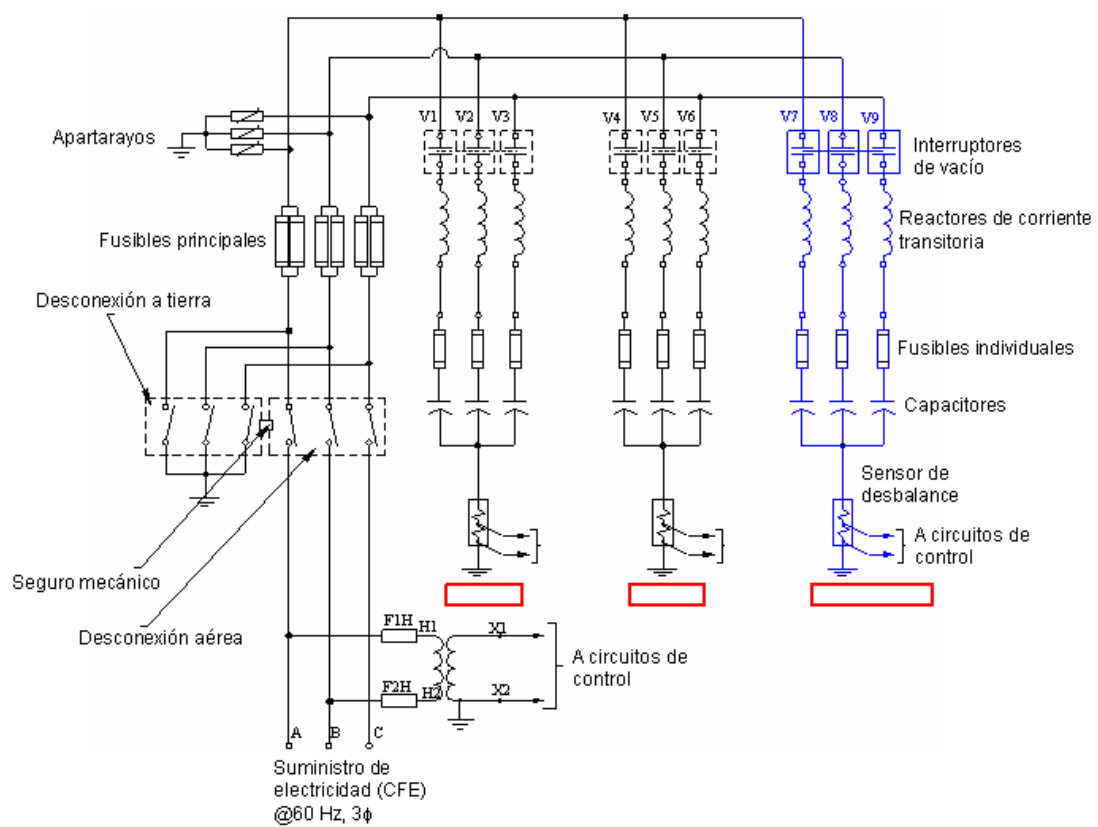


Figura 3.19 Diagrama unifilar de un banco automático de 2 pasos [12].

CAPITULO 4

Casos de estudio

En el presente capítulo se analizan cuatro diferentes casos de estudio relacionados con la corrección del factor de potencia usando bancos de capacitores, analizando a detalle cada uno de sus beneficios.

4.1 Planta operando sin bancos de capacitores

1. Cargo o bonificación por factor de potencia

En nuestro primer caso nuestro sistema de potencia a estudiar se encuentra sin compensación de reactivos en absoluto. No existen bancos de capacitores y debido a la gran cantidad de cargas inductivas, el factor de potencia se encuentra muy pobre. Para estimar el factor de potencia al cual se encontraría la planta, se tomaron los 6 recibos eléctricos mensuales más recientes de cada subestación, para poder calcular la demanda promedio mayor a la cual se encontraría la carga, y de esta manera, con la ayuda de nuestro programa computacional SKM, obtener el factor de potencia de la planta. El cálculo de la demanda promedio se llevó a cabo de la siguiente manera:

$$(4.1) \quad \overline{D} = \frac{kWh_{-b} + kWh_{-i} + kWh_{-p}}{h_b + h_i + h_p}$$

donde:

\overline{D} = Demanda Promedio [kW]

$kWh_{-b,i,p}$ = Energía mensual de cada periodo.

$h_{b,i,p}$ = número de horas mensuales de cada periodo.

Después de hacer el cálculo de la demanda promedio para cada subestación, se llevó a cabo el cálculo del factor de potencia en el bus principal de la planta con un estudio de flujos de potencia con el programa SKM. A continuación se muestra el diagrama unifilar del bus principal junto con los resultados de la simulación:

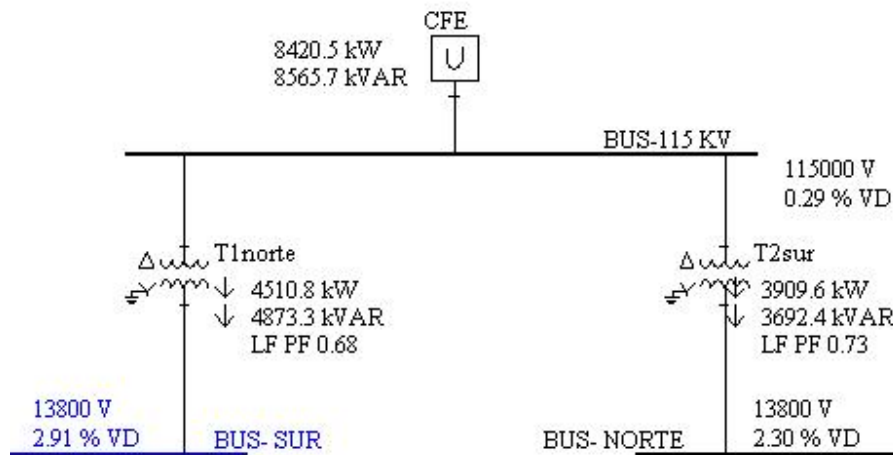


Figura 4.1 Diagrama unifilar de subestaciones principales de la planta a analizar.

La compañía suministradora en este caso CFE entrega 8,420.5 kW y 8,565.7 kVar a la planta. Con estos datos calculamos el f.p. del sistema de la siguiente manera:

$$f.p._{planta} = \cos \left[a \tan \left(\frac{8,565.7}{8,420.5} \right) \right] = 0.7010 (-)$$

$$f.p._{planta} = 0.7010 (-)$$

Con este valor de factor de potencia se puede proseguir a calcular el porcentaje de recargo:

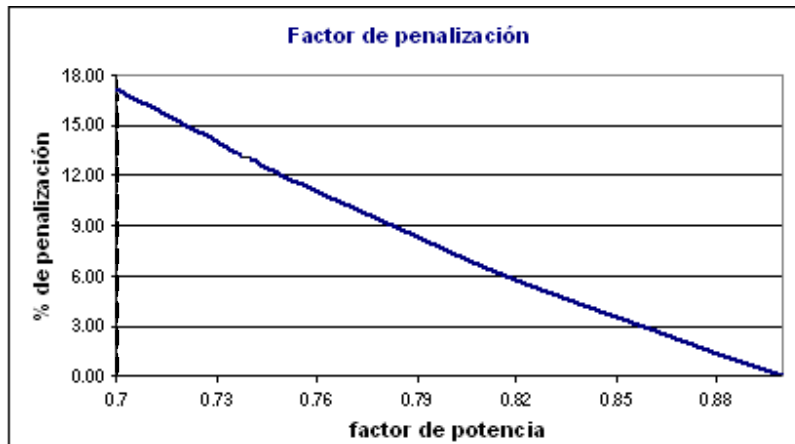
$$\% Recargo = 60 \left[\frac{0.9}{fp} - 1 \right]$$

$$\% Rec = 60 \left[\frac{0.9}{0.7010} - 1 \right]$$

$$\% Recargo = 17.03\%$$

Los porcentajes de recargo y bonificación se redondean a un decimal.

$$\% Recargo = 17.0\%$$



El porcentaje de recargo se multiplica por la suma del cargo por energía y el cargo por demanda, como se muestra en la siguiente formula:

$$(4.2) \quad C a r g o = [C E + C D][\% R e c a r g o]$$

Los cargos por energía y demanda se obtuvieron del último recibo eléctrico mensual de la planta:

CE = \$4, 092,656.09

CD = \$1,132,014.02

Cargo = [\$4, 092,656.09 + \$1, 132,014.02] [17.0%]

Cargo por bajo f.p. = \$718,193.91

2. Recuperación de la Capacidad Instalada

La recuperación de la capacidad instalada se refiere a la potencia que se puede liberar de un transformador. Esta se encuentra en función del factor de potencia de la planta. Un transformador es mucho mejor utilizado cuando el factor de potencia de la carga está cercano a la unidad.

En nuestro caso nosotros tenemos 2 subestaciones principales de la siguiente manera:

Subestación Norte

$T1_{\text{norte}} = 18,000 \text{ kVA}$

Carga = 4510.8 kW

f.p. = 0.68 (-)

$$fp = \frac{P[kw]}{S[kVA]}$$

$$S = 4,510.8 \text{ kW} / 0.68$$

$$S = 6,633.52 \text{ kVA}$$

Subestación Sur

$T2_{\text{sur}} = 18,000 \text{ kVA}$

Carga = 3,909.6 kW

f.p. = 0.73 (-)

$$S = 3,909.6 \text{ kW} / 0.73$$

$$S = 5355.61 \text{ kVA}$$

La subestación Norte y Sur operan al 36.85% y 29.75% respectivamente de su capacidad nominal. Todavía les queda mucho espacio libre para alimentar cargas futuras, si es que existe planes de expansión. Lo importante en este caso es observar que la capacidad de operación de los transformadores está en función del factor de potencia al cual se encuentra su carga. Si este se acercara a la unidad, un gran porcentaje de potencia aparente puede recuperarse y aprovecharse para otras cargas futuras.

En la siguiente tabla se muestra un listado de todos los transformadores que se encuentran en la planta junto con la información más importante para poder conocer el porcentaje a la cual cada uno de ellos se encuentra cargado.

Transformador	Capacidad [kVA]	Carga [kW]	fp	% Cargado
T-Norte	18,000	4510.8	0.68	36.85
T-Sur	18,000	3909.6	0.73	29.75
T-1	750	251	0.74	45.23
T-2	500	181	0.78	46.41
T-3	300	18	0.62	9.68
T-4	1500	347	0.8	28.92
T-5	1500	403	0.63	42.65
T-6	300	134	0.86	51.94
T-7	300	27	0.65	13.85
T-8	500	313	0.78	80.26
T-9	300	147	0.78	62.82
T-10	1000	37	0.68	5.44
T-11	1000	481	0.8	60.13
T-12	1000	64	0.86	7.44
T-13	1000	64	0.85	7.53
T-14	1000	85	0.67	12.69
T-15	500	165	0.74	44.59
T-16	500	163	0.92	35.43
T-17	300	98	0.84	38.89
T-18	500	197	0.78	50.51
T-19	1000	68	0.8	8.50
T-20	300	202	0.49	137.41
T-21	225	119	0.86	61.50
T-22	1000	110	0.66	16.67
T-23	750	55	0.92	7.97
T-24	750	41	0.52	10.51
T-26	1000	380	0.79	48.10
T-27	1000	418	0.76	55.00
T-28	1000	351	0.84	41.79
T-29	1000	48	0.62	7.74
T-30	1000	170	0.52	32.69
T-31	300	236	0.76	103.51
T-32	1000	57	0.52	10.96
T-39	2500	94	0.52	7.23
T-40	2500	390	0.58	26.90
T-41	2500	289	0.4	28.90
T-42	3000	925	0.75	41.11
T-43	3000	925	0.75	41.11
T-44	3000	335	0.83	13.45

Tabla 4.1 Porcentaje de carga en los transformadores

3. Regulación de Voltaje

Con la ayuda del mismo estudio de flujos de potencia se pueden apreciar las regulaciones de voltaje tanto en los buses como en las cargas. Si observamos la Figura 4.1, podemos ver claramente que el bus – sur tiene una caída de voltaje del 2.91 % y el bus – norte tiene 2.3%. Estos buses se encuentran dentro del rango de tolerancia de operación ya que no han excedido una caída del 5%. Los buses de las subestaciones principales en este caso no tienen problemas de regulación de voltaje, y una de las razones es porque se encuentran a lado de la fuente de alimentación. Si tomamos una de las subestaciones que se encuentran lo más alejado posible de la fuente (CFE), probablemente tenga problemas de regulación. La subestación más alejada de la fuente en nuestro sistema es la sub -13 la cual se muestra en la siguiente figura:

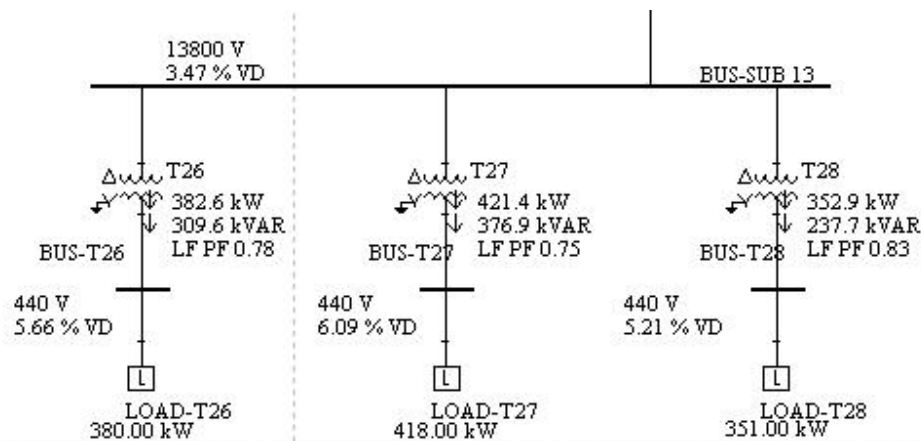


Figura 4.2 Subestación del sistema eléctrico que se encuentra más retirada de la acometida de CFE.

Si observamos la figura anterior, podemos ver claramente que existen caídas de voltaje en las cargas de hasta el 6.09%, excediendo regulaciones del 5% como límite. Si en estos buses se encuentran conectados equipos sensibles como computadoras y aparatos electrónicos, su operación será lejos de ser eficiente.

Para que la planta pueda operar sin problema tomando en cuenta situaciones de regulación de voltaje, los sistemas generalmente operan a niveles de voltaje de entre 5-10% por debajo del máximo nivel de voltaje para el cual el equipo está diseñado [1]. En nuestro caso, una caída de voltaje de 6.09% es de mucha preocupación. Una de las soluciones rápidas en cuanto a la regulación de voltaje sin la instalación de capacitores es la modificación de los taps del transformador. Los transformadores de potencia y de distribución con frecuencia tienen cuatro taps en el lado primario en pasos de 2.5%. Estos taps son generalmente +5%, +2.5%, nominal, -2.5% y -5%. Los taps permiten a los usuarios cambiar la proporción del transformador,

incrementando o disminuyendo el voltaje del lado secundario para proporcionar un nivel de voltaje más cercano a los límites de tolerancia del equipo [3].

4. Disminución de pérdidas en el sistema

Como ya se mencionó anteriormente, para mejorar el factor de potencia de un valor inicial fp_1 a un valor final fp_2 , las pérdidas I^2R en Watts pueden ser reducidas por el siguiente factor:

$$(4.3) \quad K = \left[1 - \left(\frac{fp_1}{fp_2} \right)^2 \right]$$

En este primer caso no se mejorará el factor de potencia, se calculará el costo del kW-h producido por las pérdidas en el sistema.

Se tienen los siguientes datos de la planta:

Consumos	Base	Intermedio	Punta	Total periodos
Energía (kW-h)	1 763 206	3 647 691	582 979	5 993 876
Demanda (kW)	10 839	12 294	11 097	10 299
Horas	254	403	63	720
Factor de Carga	64.05%	73.62%	83.38%	67.71%

Como nuestra planta se encuentra conectada en tarifa HM (tarifa horaria para servicio general en media tensión), obtenemos los precios de la energía y la demanda durante el mes de septiembre del 2005:

Región	Cargo por kW de demanda facturable	Cargo por kW-h de energía de punta	Cargo por kW-h de energía intermedia	Cargo por kW-h de energía de base
Noreste	\$ 103.58	\$ 1.9664	\$ 0.6321	\$ 0.5180

Con los datos de las tablas anteriores, podemos obtener el costo unitario incluyendo demanda y calcular con este dato el costo de las pérdidas.

Si observamos la primera tabla, la demanda en horario intermedio es mayor que en horario punta y base, por lo que la demanda facturable se calculará de la siguiente manera:

$$(4.4) \quad DF = 0.7 (D_p) + 0.3 (D_i)$$

Primero calculamos el costo unitario en horario punta:

$$CDF_p = (11,097 \text{ kW}) (0.7) (\$ 103.58 / \text{kW}) = \$ 804,599.08$$

$$CE_p = (582,979 \text{ kW-h}) (\$ 1.9664 / \text{kW}) = \$ 1, 146,369.9$$

$$CDF_p + CE_p = \$ 1, 950,968.98$$

$$C.U._p = \$ 1, 950,968.98 / 582,979 \text{ kW-h}$$

$$\underline{C.U._p = \$ 3.34 / \text{kW-h}}$$

Costo unitario en horario intermedia:

$$CDF_i = (12,294 \text{ kW}) (0.3) (\$ 103.58 / \text{kW}) = \$ 382,023.75$$

$$CE_i = (3, 647,691 \text{ kW-h}) (\$ 0.6321 / \text{kW}) = \$ 2, 305,705.48$$

$$CDF_i + CE_p = \$ 2, 687,729.23$$

$$C.Ui_p = \$ 2,687,729.23 / 3,647,691 \text{ kW-h}$$

$$\underline{C.U._i = \$ 0.7368 / \text{kW-h}}$$

Para conocer el costo promedio de la planta por kW-h se calcula de la siguiente manera:

$$(4.5) \quad \$_{promedio} = \frac{CDF_p + CDF_i + CE_p + CE_i + CE_b}{E_{total}}$$

$$\$_{promedio} = \frac{(804,599.08) + (382,023.75) + (1,146,369.9) + (2,305,705.48) + (913,340.7)}{5,993,876 \text{ kWh}}$$

$$\underline{\$_{promedio} = \$ 0.9262 / \text{kW-h}}$$

Con el estudio de flujos encontramos que en las subestaciones principales se esta entregando 8420.4 kW. Al sumar todas las potencias de las cargas del sistema solo llegan 8267.6 kW. Con estos datos calculamos las pérdidas del sistema de la siguiente manera:

$$\%P\acute{e}rdidas = \left[\frac{8,420.4kW}{8,267.6kW} - 1 \right] \times 100 = 1.84\%$$

Si nuestro sistema tiene pérdidas por distribución en media tensión y reducción a baja tensión del 1.84%, el consumo de energía debido a estas pérdidas se calcula de la siguiente manera:

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (Energ\acute{a} total) (\% p\acute{e}rdidas)$$

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (5,993,876 \text{ kW-h}) (0.0184) = \underline{110,287.31 \text{ kW-h}}$$

Si el costo promedio del kW-h de nuestra planta es de \$ 0.9262 / kW-h, el costo ocasionado por pérdidas es el siguiente:

$$\underline{\$_{p\acute{e}rdidas} = (\$ 0.9262 / \text{kW-h}) (110,287.31 \text{ kW-h}) = \$ 102,148.11}$$

Como podemos observar, este costo mensual innecesario ocasionado por las pérdidas es bastante alto. La instalación de bancos o filtros para aumentando el factor de potencia disminuirá esta cantidad en un orden K, de acuerdo a la ecuación 4.3. Es importante recalcar que la corrección se tiene que llevar a cabo en baja tensión, para aprovechar los ahorros. Desafortunadamente muchas plantas corrigen el factor de potencia en media tensión en la subestación principal, renunciando así, a ahorros del orden de medio punto porcentual [2].

La tabla siguiente muestra los gastos innecesarios que la planta tiene que pagar mensualmente en su recibo de luz debido a las condiciones de operación a las cuales se encuentra sujeta en este primer caso:

Cargo por bajo factor de potencia	\$718,193.91
Pérdidas en el sistema	\$102,148.11
Total	\$820,342.02

Si la compañía paga mensualmente en su recibo de luz una cantidad de:

$$\text{\$} = (\text{\$}_{\text{promedio}} / kW - h)(kW - h) = (\text{\$}0.9262 / kW - h)(5,993,876kW - h) = \text{\$}5,551,527.95$$

De ésta cantidad, \$820,342.02 son en multa y pérdidas, siendo éste un 14.77% del recibo mensual.

Como podemos observar el cargo por bajo factor de potencia es bastante alto y este se puede evitar instalando bancos de capacitores ya sea en media o baja tensión. Las pérdidas en el sistema de lo contrario solo se pueden reducir (mas no eliminar) corrigiendo en baja tensión como ya se mencionó anteriormente.

En los siguientes casos a analizar se instalarán bancos de capacitores ya sea en media o baja tensión o en ambas para encontrar el máximo ahorro posible en la planta.

4.2 Planta operando con bancos de capacitores en media tensión

2. Cargo o bonificación por factor de potencia

En este caso se instalarán dos bancos de capacitores en media tensión para mejorar el factor de potencia a 0.95 (-), evitando la multa y obteniendo una pequeña bonificación. Observemos la siguiente figura:

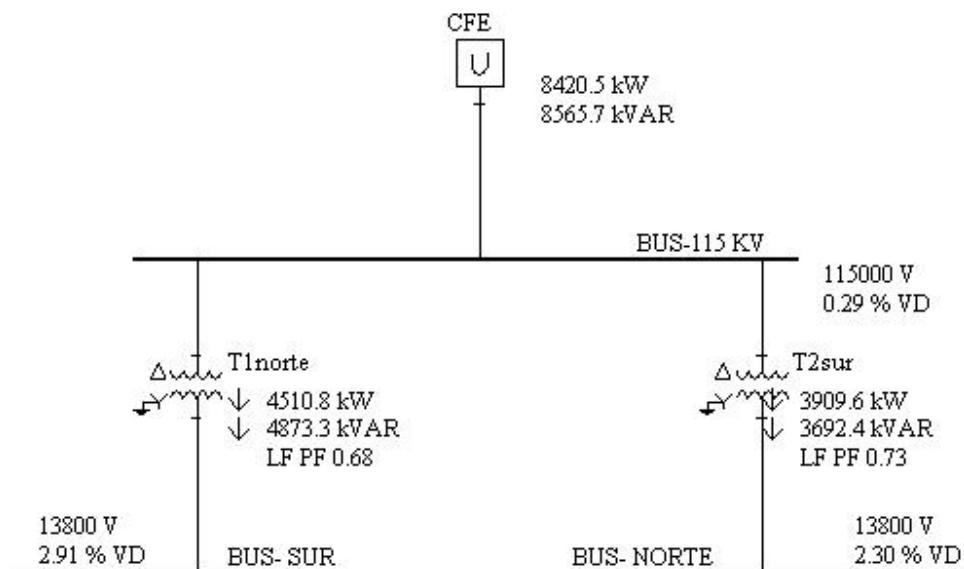


Figura 4.3 Diagrama unifilar de las dos subestaciones principales

Como podemos observar en la figura anterior, la planta cuenta con dos subestaciones principales (T1_{norte} y T2_{sur}), cada una con su propio factor de potencia. Se instalarán dos bancos de capacitores en 13,800V, uno en el bus sur y el otro en el bus norte. Cada subestación tiene un f.p. diferente por lo que se harán dos cálculos de kVAR necesarios para llegar a un f.p. de 0.95 (-).

Cálculo de KVAR necesarios en Bus – Sur

$$Q_{cap} = 4,510.8kW \cdot [\tan(a \cos(0.68)) - \tan(a \cos(0.95))]$$

$$Q_{cap} = 3,381.15 \text{ kVAR}$$

Cálculo de KVAR necesarios en Bus – Norte

$$Q_{cap} = 3,909.6kW \cdot [\tan(a \cos(0.73)) - \tan(a \cos(0.95))]$$

$$Q_{cap} = 2,375.25 \text{ kVAR}$$

Hay que aclarar que estos kVAR no son valores comerciales, ya que los capacitores se encuentran disponibles en el mercado en números redondos (50, 100, 150, 200, 300,400 dependiendo del voltaje).

En la siguiente figura se observa la instalación de los bancos con sus respectivos kVAR's:

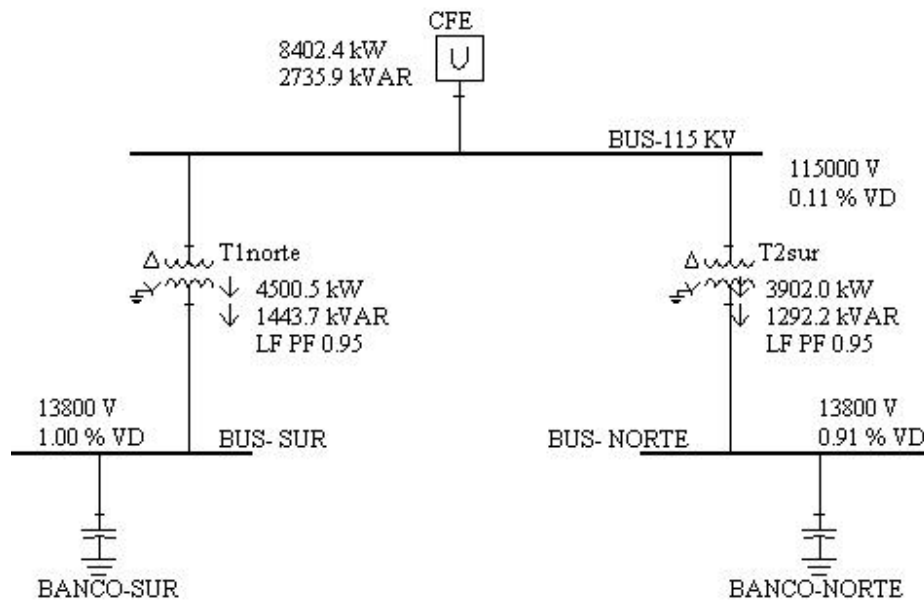


Figura 4.4 Instalación de bancos de capacitores en 13,800V

Como podemos observar en la figura anterior, cada bus tiene un f.p. de 0.95 (-), y CFE que tenía que entregar 8,565.7 kVAR's antes de la instalación, ahora solo entrega 2,735.9 kVAR's. El f.p. nuevo de la planta se calcula de la siguiente manera:

$$f.p._{planta} = \cos \left[a \tan \left(\frac{2,735.9}{8,402.9} \right) \right] = 0.95$$

El f.p. nuevo de la planta es de 0.95 (-) como era de esperarse. A continuación se calcula la bonificación:

$$\%Bonificación = 25 \left[1 - \frac{0.9}{0.95} \right] = 1.31\%$$

La bonificación igual que el recargo se redondea a un decimal, quedando entonces una bonificación del 1.3%.

Tomando las mismas cantidades de cargo por energía y cargo por demanda del caso anterior, la bonificación es de:

$$\text{Bonificación} = [\$4,092,656.09 + \$1,132,014.02] [1.3\%]$$

Bonificación = \$ 67,920.71

Gracias a la instalación de los bancos en media tensión, la compañía se ahorrará el cargo por bajo factor de potencia de \$ 718,193.91 y además tendrá una bonificación mensual de \$ 67,920.71 teniendo un ahorro total mensual de \$ 786,114.62 pesos.

2. Recuperación de la Capacidad Instalada

Debido a que los transformadores en esta planta son bastante robustos, recuperar capacidad instalada no es de vital importancia ya que se encuentran bastante sobrados. A continuación se muestra la recuperación de capacidad instalada solo para $T1_{\text{norte}}$ y $T2_{\text{sur}}$.

Subestación Norte

$T1_{\text{norte}} = 18,000 \text{ kVA}$

Carga = 4500.5 kW

f.p. = 0.95 (-)

$$fp = \frac{P[kw]}{S[kVA]}$$

$$S = 4,500.5 \text{ kW} / 0.95$$

$$S = 4,737.36 \text{ kVA}$$

Subestación Sur

$T2_{\text{sur}} = 18,000 \text{ kVA}$

Carga = 3,902.0 kW

f.p. = 0.95 (-)

$$S = 3,902.0 \text{ kW} / 0.95$$

$$S = 4,107.36 \text{ kVA}$$

En el caso anterior los transformadores $T1_{\text{norte}}$ y $T2_{\text{sur}}$ operaban a 36.85% y 29.75% respectivamente de su capacidad nominal. Con el aumento del f.p. a 0.95 (-) ahora se

encuentran operando a 26.31% y 22.81% dejando aun más espacio libre en el transformador, y permitiendo conectar más cargas futuras en el mismo.

3. Regulación de Voltaje

Antes de instalar los capacitores en 13,800V, los buses sur y norte tenían caídas de 2.91% y 2.30%. Al instalar los bancos, se puede ver claramente en la Fig. 4.4, caídas de voltaje de 1.00% y 0.91%. Esto se debe a que los capacitores tienen la capacidad de aumentar el voltaje en el bus donde son conectados. Revisemos la subestación más alejada del sistema (sub – 13) para verificar las caídas de voltaje en ese bus y en las cargas. Observemos la figura:

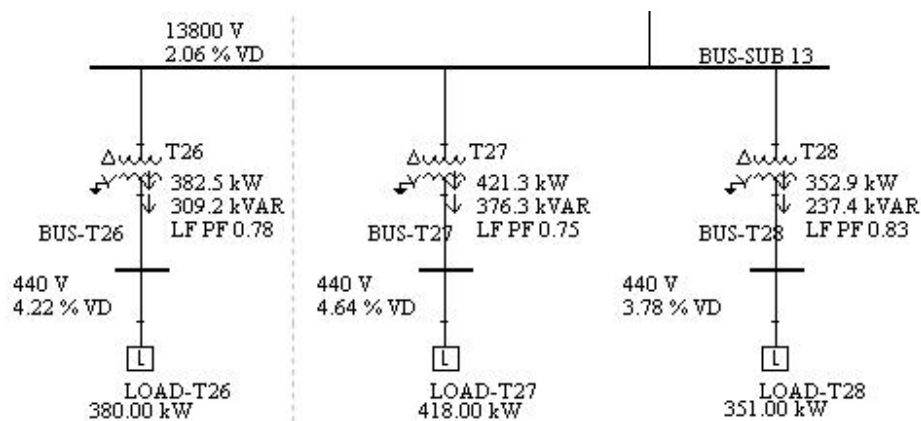


Figura 4.5 Subestación del sistema eléctrico que se encuentra más retirada de la acometida de CFE.

Efectivamente existe una mejora en la regulación de voltaje, ya que ni el bus ni las cargas exceden el 5% de caída de voltaje. Como podemos ver, no necesariamente tiene que estar conectado el banco en el mismo bus, para que haya una mejora en la regulación de voltaje en éste mismo. Los bancos fueron instalados en 13,800 y todos los buses en 440 V fueron beneficiados.

Si la planta se encontrara sin carga, dejando conectados los bancos de capacitores en media tensión, existiría una elevación de voltaje. Se realizó el siguiente experimento para ver cuanta elevación realmente sufriría la planta al desconectar cada una de las cargas y dejar los dos bancos en media tensión conectados. En la siguiente figura se muestra el resultado.

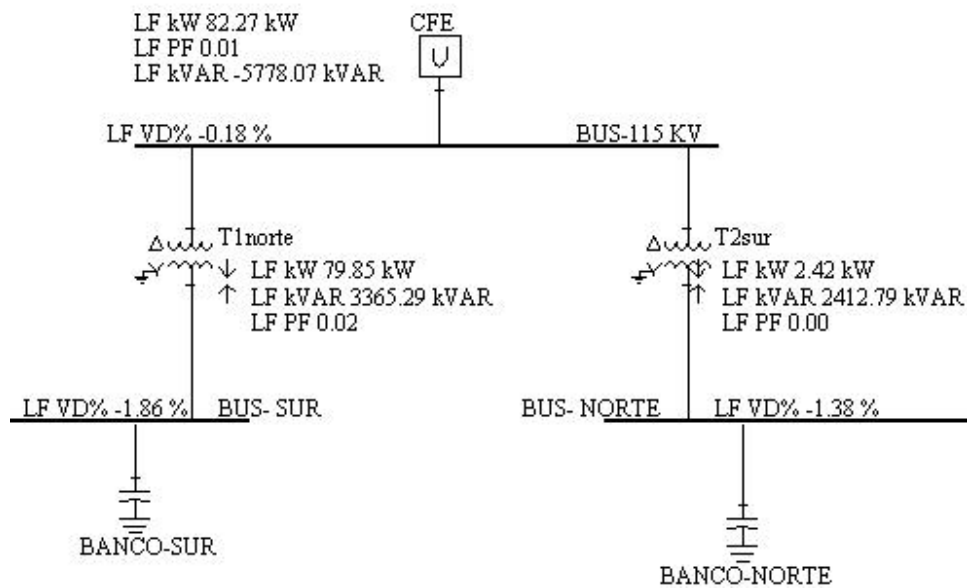


Figura 4.6 Elevación de voltaje en subestación principal al desconectar toda la carga y dejar capacitores conectados.

Como podemos observar en la figura anterior, el bus sur tiene una elevación de voltaje de 1.86% y el bus norte 1.38%. Estas elevaciones no son de tanta preocupación ya que se encuentran por debajo del 5%.

3. Disminución de pérdidas en el sistema

Con el estudio de flujos encontramos que en las subestaciones principales se está entregando 8402.45 kW. Al sumar todas las potencias de las cargas del sistema solo llegan 8,265.33 kW. Con estos datos calculamos las pérdidas del sistema de la siguiente manera:

$$\%P\acute{e}rdidas = \left[\frac{8,402.45kW}{8,265.33kW} - 1 \right] \times 100 = 1.65\%$$

Si nuestro sistema tiene pérdidas por distribución en media tensión y reducción a baja tensión del 1.65%, el consumo de energía debido a estas pérdidas lo calculamos de la siguiente manera:

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (Energ\acute{a} total) (\% p\acute{e}rdidas)$$

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (5,993,876 \text{ kW-h}) (0.0165) = \underline{98,898.95 \text{ kW-h}}$$

Si el costo promedio del kW-h de nuestra planta es de \$ 0.9262 / kW-h, el costo ocasionado por pérdidas es el siguiente:

$$\$_{p\acute{e}rdidas} = (\$ 0.9262 / \text{kW-h}) (98,898.95 \text{ kW-h}) = \underline{\$ 91,600.21}$$

En el primer caso en donde no hay corrección del f.p. se pagaban \$102,148.11 de pérdidas, el ahorro en pérdidas en este caso son:

$$\$_{ahorro-p\acute{e}rdidas} = (\$102,148.11 - \$91,600.21) = \$10,547.89$$

El ahorro mensual total de la planta operando en estas condiciones sería como se muestra en la siguiente tabla:

Ahorro en multa por bajo f.p.	\$718,193.91
Bonificación	\$67,920.70
Ahorro en pérdidas	\$10,547.89
Total	\$796,662.50

La compañía en este caso pagará mensualmente una cantidad de:

$$(\$5,551,527.95 - \$796,662.50) = \$4,754,865.45$$

Ahorrándose de esta manera un 14.35% de la factura eléctrica mensual de la planta.

4.3 Planta operando con bancos de capacitores en baja tensión

4. Cargo o bonificación por factor de potencia

En este caso se desconectarán los bancos instalados en media tensión y se remplazaran por bancos individuales instalados en cada uno de los buses. Debido a que el número de buses del sistema es muy grande solo nos enfocaremos en uno de ellos por propósitos de explicación, sin embargo la corrección se llevo a cabo para todo el sistema dentro del programa computacional. Observemos la siguiente subestación:

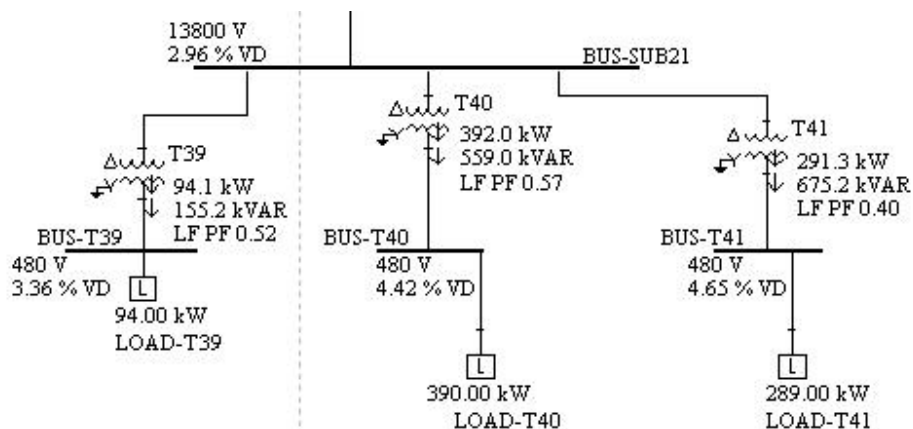


Figura 4.7 Subestación en 480V para procesos de hidroformado.

Se corregirá cada una de las subestaciones a un factor de potencia de 0.95 (-) instalando bancos de capacitores en los buses T39, T40 y T41. Los kVar necesarios en cada bus se muestran a continuación:

$$Q_{T39} = 91.1kW \cdot [\tan(a \cos(0.52)) - \tan(a \cos(0.95))] = 119.7kVAr$$

$$Q_{T40} = 392.0kW \cdot [\tan(a \cos(0.57)) - \tan(a \cos(0.95))] = 436.21kVAr$$

$$Q_{T41} = 291.3kW \cdot [\tan(a \cos(0.4)) - \tan(a \cos(0.95))] = 571.7kVAr$$

Después de instalar todos los bancos en cada una de las subestaciones de la planta, obtenemos lo siguiente (solo se muestra una subestación por simplicidad):

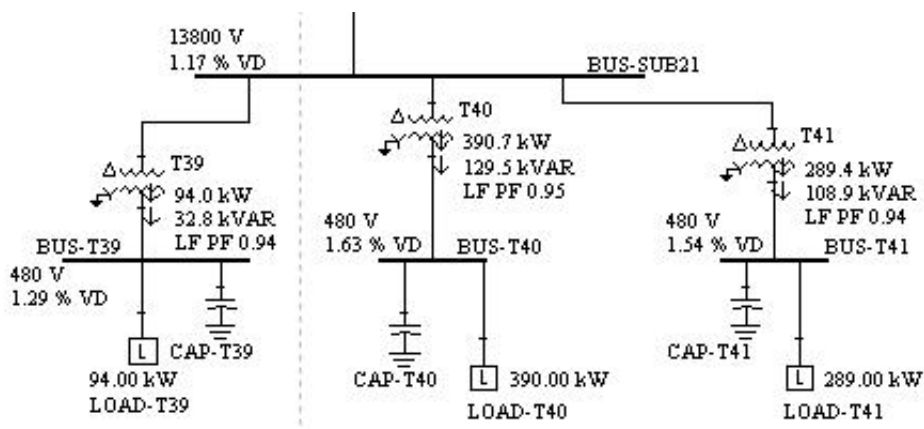


Figura 4.8 Instalación de bancos en baja tensión en subestación de hidroformado.

En la subestación principal se observan los siguientes resultados:

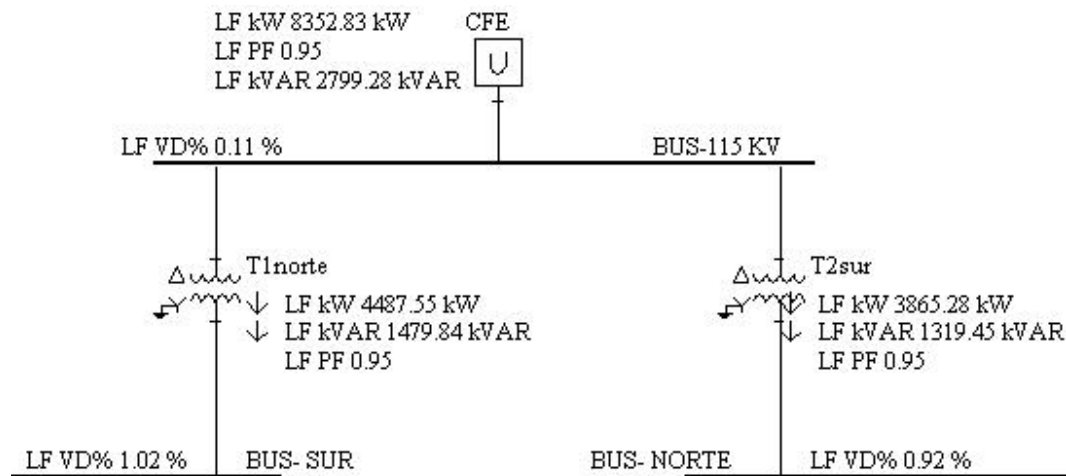


Figura 4.9 Subestación principal con corrección de f.p. en baja tensión.

A continuación se calcula el f.p. de la planta para encontrar la bonificación, la cual será muy parecida o igual al caso anterior, ya que ambos se corrigen a 0.95 (-).

$$f.p._{planta} = \cos \left[a \tan \left(\frac{2799.28}{8352.83} \right) \right] = 0.95$$

A continuación se calcula la bonificación:

$$\%Bonificación = 25 \left[1 - \frac{0.9}{0.95} \right] = 1.31\%$$

Redondeando a una decimal nos queda una bonificación de 1.0%. Tomando las mismas cantidades de cargo por energía y cargo por demanda del primer caso, la bonificación es de:

$$\text{Bonificación} = [\$4,092,656.09 + \$1,132,014.02] [1.3\%]$$

$$\text{Bonificación} = \$67,920.7$$

2. Recuperación de la Capacidad Instalada

A continuación se muestra la tabla 4.2 del caso 1 con los nuevos f.p.:

Transformad	Capacidad [k	Carga [kW]	fp	% Cargado
T-Norte	18,000	4510.8	0.93	26.95
T-Sur	18,000	3909.6	0.94	23.11
T-1	750	251	0.94	35.60
T-2	500	181	0.94	38.51
T-3	300	18	0.94	6.38
T-4	1500	347	0.95	24.35
T-5	1500	403	0.94	28.58
T-6	300	134	0.95	47.02
T-8	500	313	0.96	65.21
T-9	300	147	0.94	52.13
T-10	1000	37	0.94	3.94
T-11	1000	481	0.95	50.63
T-12	1000	64	0.95	6.74
T-13	1000	64	0.95	6.74
T-14	1000	85	0.94	9.04
T-15	500	165	0.95	34.74
T-16	500	163	0.95	34.32
T-17	300	98	0.95	34.39
T-18	500	197	0.95	41.47
T-19	1000	68	0.94	7.23
T-20	300	202	0.94	71.63
T-21	225	119	0.95	55.67
T-22	1000	110	0.94	11.70
T-23	750	55	0.95	7.72
T-24	750	41	0.94	5.82
T-26	1000	380	0.94	40.43
T-27	1000	418	0.94	44.47
T-28	1000	351	0.95	36.95
T-29	1000	48	0.94	5.11
T-30	1000	170	0.95	17.89
T-31	300	236	0.95	82.81
T-32	1000	57	0.94	6.06
T-39	2500	94	0.94	4.00
T-40	2500	390	0.95	16.42
T-41	2500	289	0.94	12.30
T-42	3000	925	0.95	32.46
T-43	3000	925	0.94	32.80
T-44	3000	335	0.94	11.88

Tabla 4.2 *Porcentaje de carga en transformadores*

3. Regulación de Voltaje

Observando la figura 4.8 y 4.9 se ve claramente la mejora en la regulación de voltaje tanto en el bus como en cada una de las cargas. Antes de la instalación de los bancos el transformador T41 tenía una caída de voltaje de 4.65% y gracias a los capacitores su caída es solo del 1.54%. La regulación se beneficia instalando capacitores ya sea en media o en baja tensión. Si un bus tiene

problemas serios con caídas de voltaje, es más recomendable instalar el banco lo más cerca posible, para que pueda elevar el voltaje en ese punto.

Se llevó a cabo de nuevo el experimento desconectando todas las cargas y dejando conectado todos los capacitores pero en baja tensión para ver el efecto de elevación de voltaje. Se analizará la elevación de voltaje en la subestación principal y otra subestación en baja tensión. Las siguientes figuras muestran los resultados.

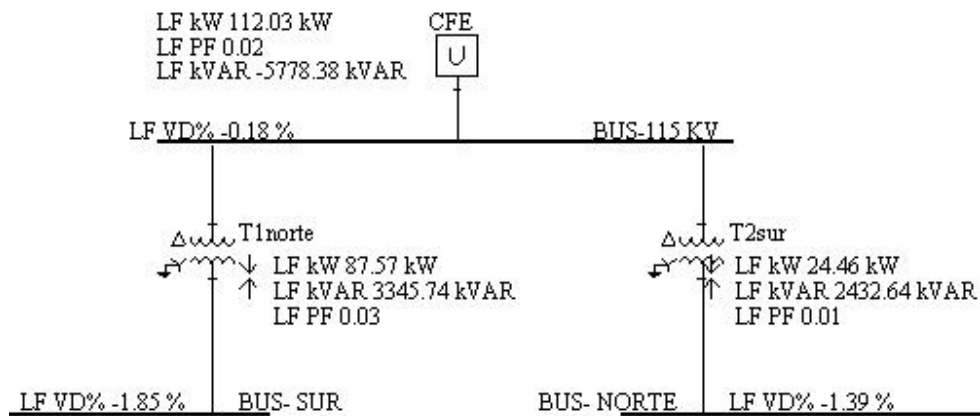


Figura 4.10 Elevación de voltaje en subestación principal con capacitores en baja tensión.

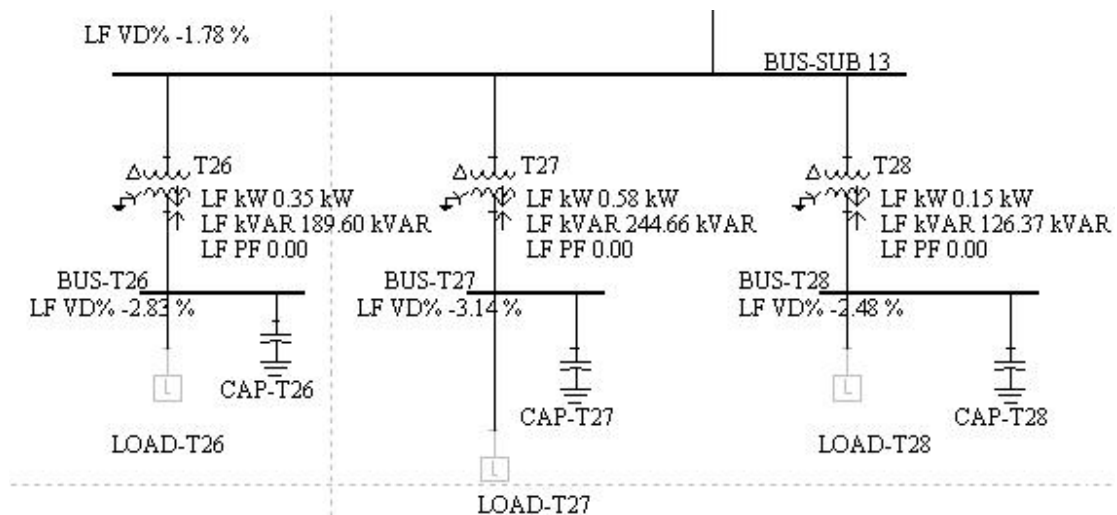


Figura 4.11 Elevación de voltaje en subestación # 13 de tratamiento térmico.

Como podemos observar en las figuras anteriores, la máxima elevación fue en el transformador T27 con una elevación del 3.14%, la cual no es de tanta preocupación.

4. Disminución de pérdidas en el sistema

Con el estudio de flujos encontramos que en las subestaciones principales se esta entregando 8354.50 kW. Al sumar todas las potencias de las cargas del sistema solo llegan 8,235.27 kW. Con estos datos calculamos las pérdidas del sistema de la siguiente manera:

$$\%Pérdidas = \left[\frac{8,352.83kW}{8,234.51kW} - 1 \right] \times 100 = 1.43\%$$

Si nuestro sistema tiene pérdidas por distribución en media tensión y reducción a baja tensión del 1.43%, el consumo de energía debido a estas pérdidas lo calculamos de la siguiente manera:

$$Pérdidas (kW-h) = (Energía total) (\% pérdidas)$$

$$Pérdidas (kW-h) = (5,993,876 \text{ kW-h}) (0.0143) = \underline{85,712.42 \text{ kW-h}}$$

Si el costo promedio del kW-h de nuestra planta es de \$ 0.9262 / kW-h, el costo ocasionado por pérdidas es el siguiente:

$$\$_{pérdidas} = (\$ 0.9262 / \text{ kW-h}) (85,712.42 \text{ kW-h}) = \underline{\$ 79,386.84}$$

En el primer caso en donde no hay corrección del f.p. se pagaban \$102,148.11 de pérdidas, el ahorro en pérdidas en este caso son:

$$\$_{ahorro-pérdidas} = (\$102,148.11 - \$79,386.84) = \$22,761.26$$

El ahorro mensual total de la planta operando en estas condiciones sería como se muestra en la siguiente tabla:

Ahorro en multa por bajo f.p.	\$718,193.91
Bonificación	\$67,920.70
Ahorro en pérdidas	\$22,761.26
Total	\$808,875.87

La compañía en este caso pagará mensualmente una cantidad de:

$$(\$5,551,527.95 - \$808,875.87) = \$4,742,652.08$$

Ahorrándose de esta manera un 14.57% de la factura eléctrica mensual de la planta.

4.4 Planta operando con bancos de capacitores en baja y media tensión

1. Cargo o bonificación por factor de potencia

En este presente caso se quiere simular como realmente se encuentra la planta operando. Se tienen instalados dos bancos de 1700 kVAr en media tensión, uno en cada subestación, y el resto se encuentra corregido en baja tensión hasta llegar a un factor de potencia de 0.95 (-). A continuación en la siguiente figura se muestran las subestaciones principales con los dos bancos de 1700 kVAr en cada bus:

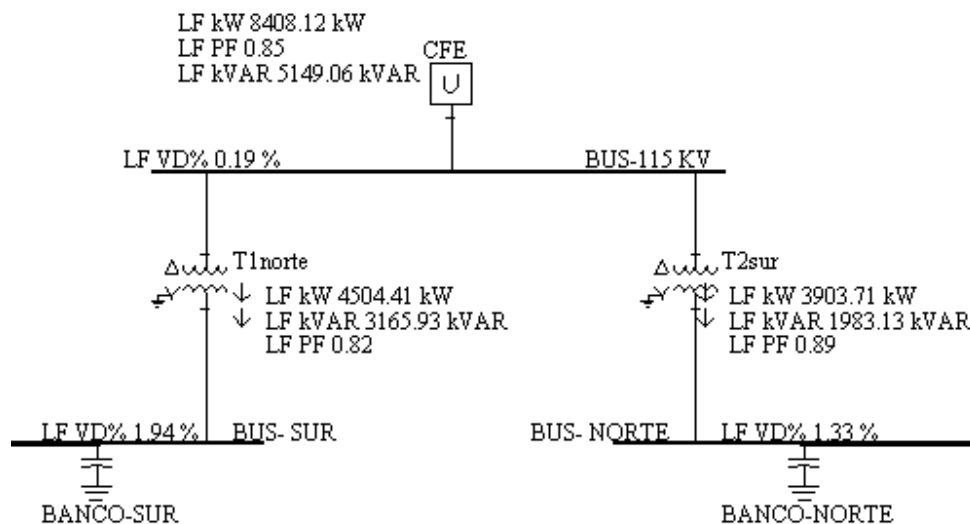


Figura 4.12 Instalación de banco de 1700 kVAr en subestaciones principales.

Con estos kVAr instalados en media tensión obtenemos un f.p. de 0.85 (-). El resto de los kVAr necesarios para llegar a un f.p. de 0.95 (-) se distribuirán en baja tensión donde sean mas necesarios.

El presente sistema eléctrico contiene un sistema de monitoreo el cual registra en tiempo real el perfil de demanda de kW y kVAr de cada subestación. Esto nos ayuda a determinar con facilidad cuales de las subestaciones contienen un bajo f.p., o si un banco de capacitores no está operando, entre otras funciones. Observemos el siguiente perfil de la subestación T₅:

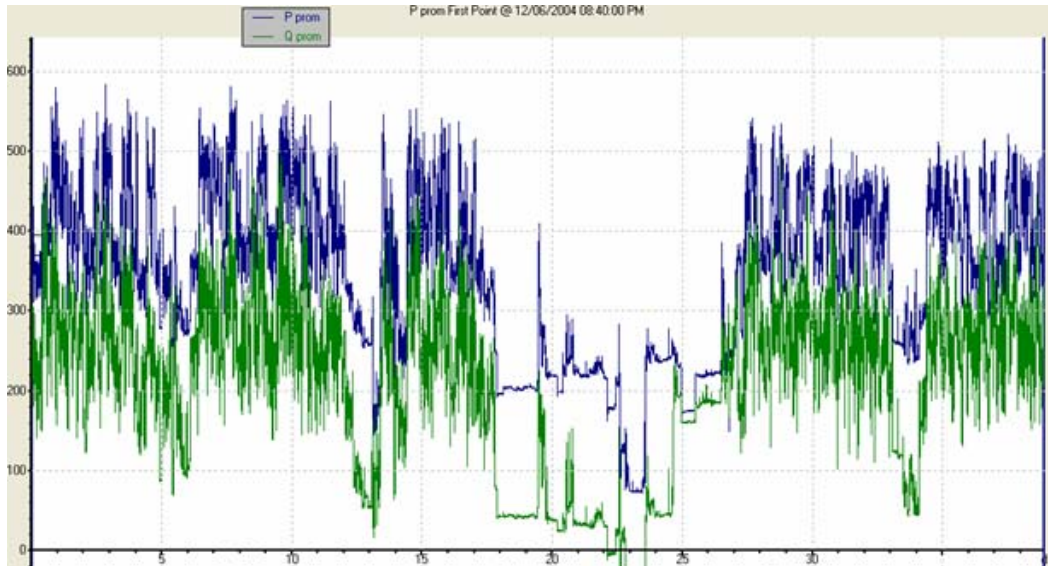


Figura 4.13 Perfil de demanda de kW (azul) y kVAr (verde) en subestación T₅.

Si observamos la figura anterior, podemos asumir que la potencia real promedio es de 500 kW y la potencia reactiva de 300 kVAr. Con estos datos obtenemos el f.p. aproximado de esta subestación de la siguiente manera:

$$f.p. = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right] = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{300}{500} \right) \right] = 0.85 (-)$$

Esta subestación claramente tiene potencial para una mejoría en el f.p. y es un candidato para la instalación de un banco. Analicemos otro perfil (T₄₁) el cual se ilustra en la siguiente figura:

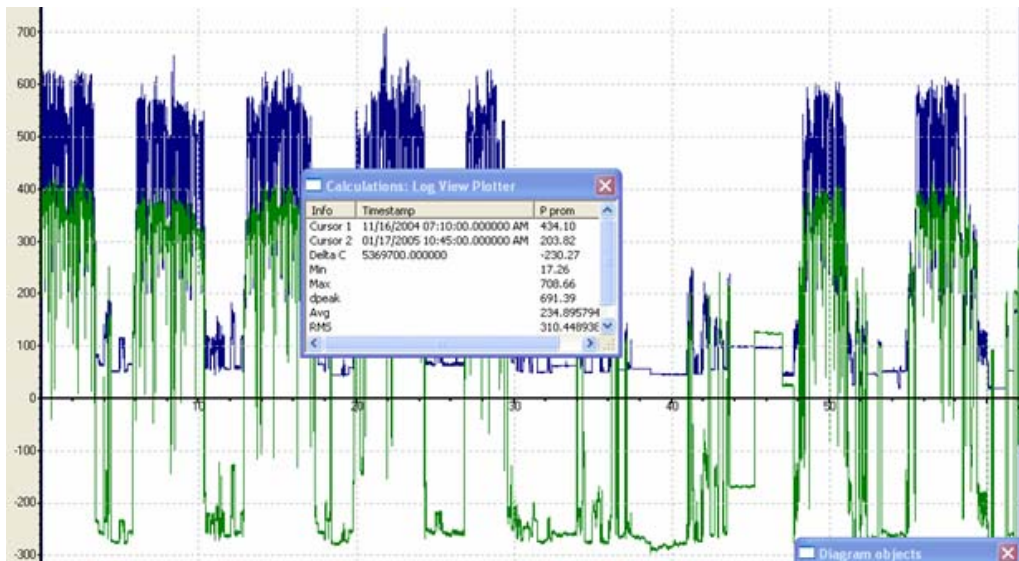


Figura 4.14 Perfil de demanda de kW (azul) y kVAr (verde) en subestación T_{41} .

La subestación T_{41} tiene aproximadamente 550 kW y 350 kVAr de demanda, obteniendo con estos datos un factor de potencia aproximado de .84 (-). Si se observa con claridad el perfil de la figura anterior, podemos observar que por alguna razón la carga entra y sale por periodos de tiempo claramente definidos. Esta subestación es un buen candidato para llevar a cabo un diseño de un banco o filtro automático, ya que de serlo fijo, sería un problema a la hora de que baja la carga (kW).

Seleccionando cuidadosamente cada una de las subestaciones para la instalación de bancos en baja y lograr finalmente el f.p. deseado de 0.95 (-) en el bus principal, se corrió la simulación de flujos y se obtuvo lo siguiente:

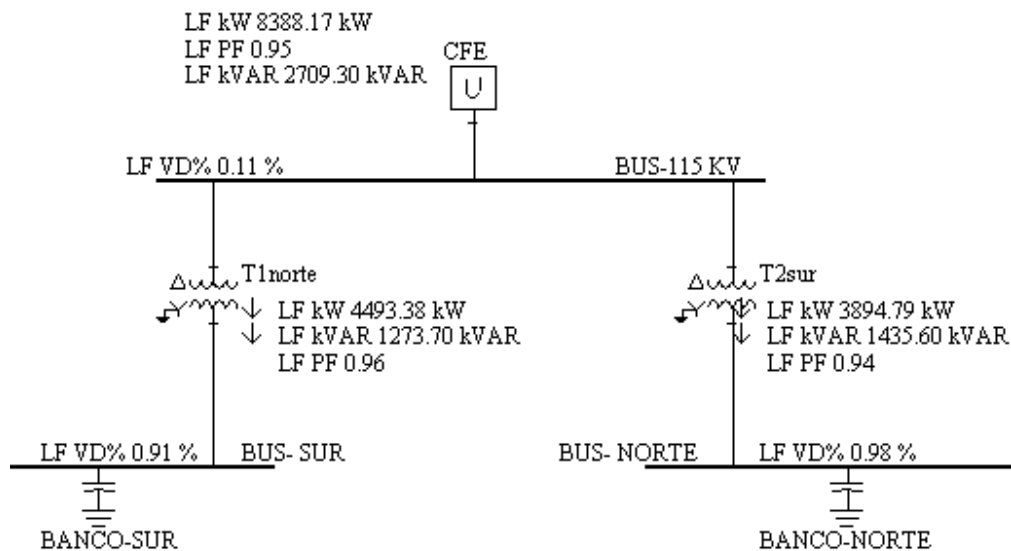


Figura 4.15 Instalación de banco de 1700 kVAr en subestaciones principales y 2370 kVAr en baja tensión.

Calculamos la bonificación por f.p. como ya se ha realizado anteriormente en los casos previos:

$$\% \text{Bonificación} = 25 \left[1 - \frac{0.9}{0.95} \right] = 1.315\%$$

Redondeando a una decimal nos queda una bonificación de 1.3%. Tomando las mismas cantidades de cargo por energía y cargo por demanda del primer caso, la bonificación es de:

$$\text{Bonificación} = [\$4,092,656.09 + \$1,132,014.02] [1.3\%]$$

$$\text{Bonificación} = \$67,920.71$$

La Recuperación de la capacidad instalada y la regulación de voltaje en este caso obviamente serán mejoradas pero no se analizarán a detalle.

4. Disminución de pérdidas en el sistema

Con el estudio de flujos encontramos que en las subestaciones principales se está entregando 8386.20 kW. Al sumar todas las potencias de las cargas del sistema solo llegan 8,256.31 kW. Con estos datos calculamos las pérdidas del sistema de la siguiente manera:

$$\%P\acute{e}rdidas = \left[\frac{8,386.20kW}{8,256.31kW} - 1 \right] \times 100 = 1.57\%$$

Si nuestro sistema tiene pérdidas por distribución en media tensión y reducción a baja tensión del 1.57%, el consumo de energía debido a estas pérdidas lo calculamos de la siguiente manera:

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (Energía total) (\% p\acute{e}rdidas)$$

$$P\acute{e}rdidas (kW-h) = (5,993,876 \text{ kW-h}) (0.0157) = \underline{94,103.85 \text{ kW-h}}$$

Si el costo promedio del kW-h de nuestra planta es de \$ 0.9262 / kW-h, el costo ocasionado por pérdidas es el siguiente:

$$\$_{p\acute{e}rdidas} = (\$ 0.9262 / \text{ kW-h}) (94,103.85 \text{ kW-h}) = \underline{\$ 87,158.98}$$

En el primer caso en donde no hay corrección del f.p. se pagaban \$102,148.11 de pérdidas, el ahorro en pérdidas en este caso son:

$$\$_{ahorro-p\acute{e}rdidas} = (\$102,148.11 - \$87,158.98) = \$14,989.12$$

El ahorro mensual total de la planta operando en estas condiciones sería como se muestra en la siguiente tabla:

Ahorro en multa por bajo f.p.	\$718,193.91
Bonificación	\$67,920.70
Ahorro en pérdidas	\$14,989.12
Total	\$801,103.73

La siguiente tabla muestra la comparación de los casos analizados anteriormente.

Localización del equipo			
Beneficios	Media Tensión	Baja Tensión	Media y Baja Tensión
Ahorro en multa por bajo f.p.	\$718,193.91	718,193.91	718,193.91
Bonificación	67,920.70	67,920.70	67920.7
Ahorro en pérdidas	10547.89	22,761.26	14989.12
Total	\$796,662.50	808,875.87	801,103.73

Si comparamos los ahorros de los diferentes casos analizados anteriormente, se observa claramente que el máximo ahorro se logra cuando se corrige el factor de potencia en baja tensión, además de todos los beneficios que se logran, como la buena regulación de voltaje en el sistema, liberación de carga en los transformadores y la disminución de pérdidas en el cable. Otra de las ventajas es que si un banco en baja tensión falla, solo se queda fuera muy poca parte de los kVAr que están aportando a la corrección del f.p. De lo contrario si un banco en media se dispara, una gran parte de los kVAr deja de aportar, y el f.p. de la planta cae de manera drástica.

CAPITULO 5

Factor de potencia en presencia de cargas no lineales

En este capítulo se presenta los conceptos básicos cuando el factor de potencia se encuentra presente cuando se tiene conectado al sistema eléctrico cargas no lineales. Se presenta además el Estándar 519 de la IEEE, el cual indica los límites de distorsión tanto de corriente como de voltaje que se permiten inyectar al sistema eléctrico, tanto del usuario como de la compañía suministradora de electricidad.

5.1 Introducción

La compensación de reactivos para la corrección del factor de potencia mediante la aplicación de capacitores en sistemas eléctricos industriales es ampliamente conocida y puesta en práctica para todos los niveles de voltaje. Un incremento en el factor de potencia puede liberar carga en el sistema eléctrico y reducir o eliminar penalizaciones por bajo factor de potencia. Antes de que se empezara a comercializar el uso de variadores de velocidad, UPS, equipo de cómputo, electrónica de potencia, y otras cargas no lineales, la aplicación de capacitores para corrección de factor de potencia era más sencilla. En la actualidad las cosas se han complicado más debido a cargas no lineales.

Una carga no lineal es simplemente cualquier equipo que se le aplica un voltaje senoidal, pero éste toma corriente no senoidal. Esto ocurre comúnmente cuando la carga no es puramente resistiva, capacitiva o inductiva, sino que contiene componentes electrónicos que controlan el funcionamiento del equipo para cumplir con los requerimientos de la carga. Generalmente la no linealidad de la carga resulta en la generación de armónicas.

Una manera matemática de describir la distorsión de una onda de voltaje o de corriente es por medio de armónicas. Las armónicas, por definición, son múltiplos integrales de la frecuencia fundamental (60Hz) de la onda de corriente y voltaje senoidal. Estos múltiplos, los cuales pueden ser 2, 3, 4, 5, 6, 7, etc., se agregan a la onda fundamental, provocando su distorsión y amplificación.

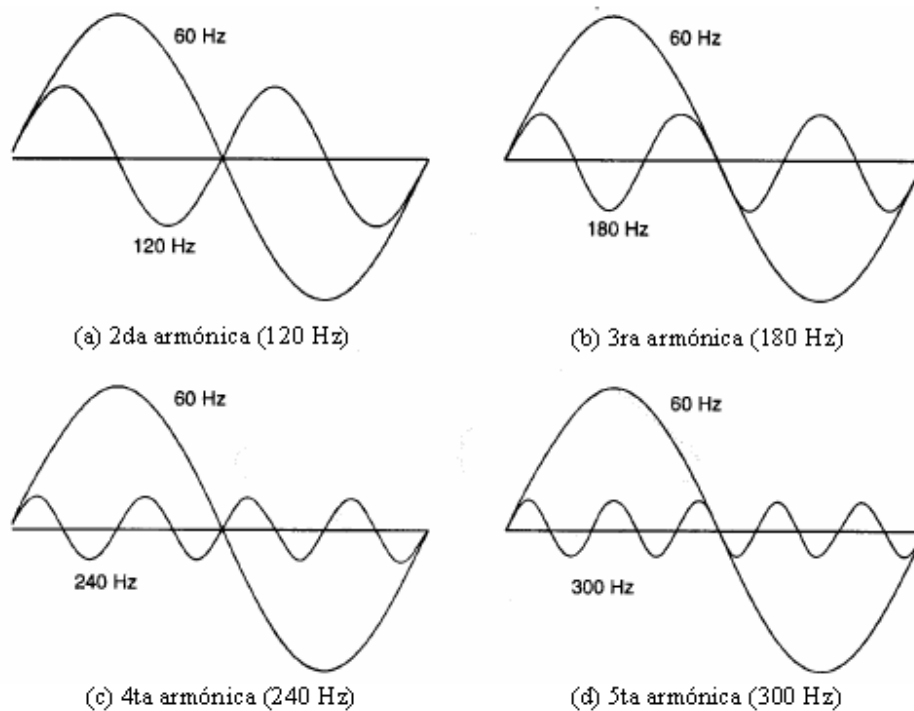


Figura 5.1 Onda senoidal de frecuencia fundamental (60 Hz) y armónicas [13].

Las corrientes armónicas, provenientes de cargas no lineales pueden provocar los siguientes efectos:

- Sobrecalentamiento en cables, transformadores y motores
- Corrientes excesivas en el neutro
- Fenómenos de resonancia entre los elementos del circuito
- Mal funcionamiento de equipo electrónico
- Operación de interruptores de protección sin razón alguna
- Paros en la producción
- Daños permanentes en bancos de capacitores debido a resonancia

La aplicación de capacitores para mejorar el factor de potencia de la manera tradicional puede resultar en problemas severos en sistemas donde existe una gran cantidad de cargas no lineales. La conexión de capacitores modifica la respuesta característica del sistema eléctrico, alterando la frecuencia de resonancia a niveles donde puede ser excitada por corrientes armónicas producidas por las cargas. Esto lleva como consecuencia a una elevada distorsión

tanto de corriente como de voltaje, provocando una mala operación de equipo sensible dentro de una planta.

La óptima compensación de reactivos dentro de una planta industrial hoy en día es de suma importancia, ya que de no tenerla, trae como consecuencia severos problemas como los que ya se mencionaron anteriormente. Un estudio a detalle en la compensación de reactivos y análisis de armónicas en sistemas eléctricos industriales puede en ocasiones llegar a ser complicado. Un mal diseño del equipo, o una ubicación no deseable del mismo, ocasionará un incremento en el mal funcionamiento del equipo de la planta, provocando grandes pérdidas económicas innecesarias. Existe una gran cantidad de artículos relacionados con la corrección del factor de potencia y análisis de armónicas en plantas industriales, pero generalmente todos son enfocados a la parte teórica del análisis.

Es importante que el ingeniero domine la parte teórica del análisis, pero también existe una serie de tareas básicas que se requieren para llevar a cabo el estudio, como un buen levantamiento de datos de un sistema eléctrico de la planta, mediciones necesarias que se requieren para el óptimo diseño del equipo, el tipo de medidores que se requieren, entre otras. Desafortunadamente este tipo de información no se encuentra bien documentada en la literatura, por lo que dificulta a los Ingenieros empezar a realizar estudios en esta área, ya que no existe un procedimiento adecuado a seguir.

5.2 Antecedentes

Teóricamente las compañías de suministro de electricidad abastecen a usuarios con energía eléctrica en la forma de voltaje senoidal puro en corriente alterna. Si la carga a la cual se alimenta es lineal, y tiene la misma impedancia no importando el voltaje (carga resistiva solamente), la corriente también será en forma senoidal.

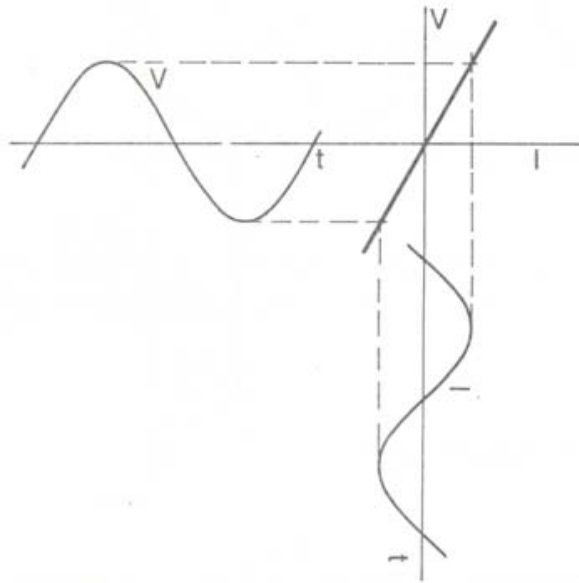


Figura 5.2 Circuito lineal con voltaje y corriente senoidal [14].

Si la carga consiste en una inductancia funcionando bien debajo de la saturación, el circuito es también lineal. Este es el caso también para un circuito capacitivo.

Los circuitos o cargas de inducción consisten en circuitos magnéticos alrededor del cual está devanado una cierta cantidad de alambre enrollado conocido como vueltas. La corriente fluirá a través de esas vueltas creando un cierto campo magnético. Esta curva está desafortunadamente lejos de ser lineal. A mayor inducción, la curva de magnetización es deformada más y la corriente resultante de la aplicación de un voltaje senoidal es entonces deformada [14].

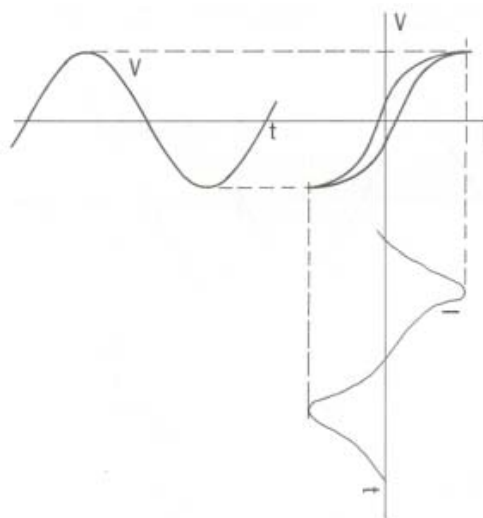


Figura 5.3 Circuito no lineal con inductancia saturada [14].

En la figura anterior se puede observar que aunque el voltaje es senoidal, la corriente que fluye en el circuito no es completamente senoidal.

Se les denomina cargas no lineales a las cargas que cuando se les aplica voltaje senoidal, éstas demandan corriente no senoidal. Existe una gran cantidad de cargas no lineales, pero en la industria los que más perjudican a las formas de onda son los variadores de frecuencia para motores de corriente directa y alterna, controladores lógicos programables, hornos de inducción, rectificadores de onda y la electrónica de potencia, entre otros.

De todas las cargas no lineales mencionadas anteriormente los que contribuyen de manera más importante a este problema es la electrónica de potencia [15]. Estos llevan a cabo el uso de elementos rectificadores que pueden ser descritos simplemente como un elemento que permite a la corriente en una dirección y no en la otra. Si un rectificador es colocado en serie con un receptor, una resistencia por ejemplo, puede verse que la corriente fluye sólo durante cada alternancia.

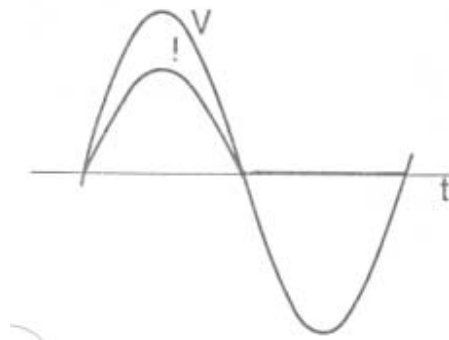


Figura 5.4 Ondas de voltaje y corriente en un circuito de una sola fase con rectificador de media onda.

Uno de los elementos más usados en la electrónica de potencia son los tiristores los cuales funcionan de manera similar al descrito arriba, excepto que el momento de conducción es variable y es controlado por el usuario. La corriente en estos casos está también lejos de ser senoidal.

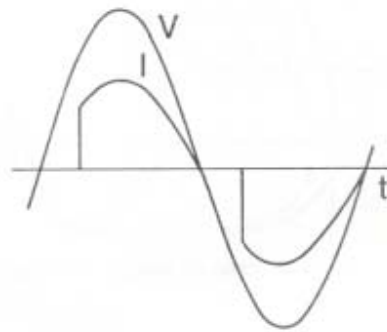


Figura 5.5 Onda de corriente en conexión simple/doble alternancia [14].

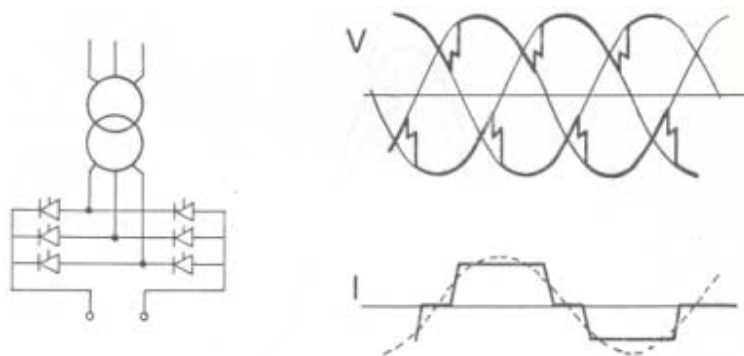


Figura 5.6 Conexión doble trifásica (hexafásica) y ondas de voltaje y corriente [14].

Hemos visto que en la práctica las ondas de voltaje y corriente son rara vez senoidales. Al contrario, esas ondas son en general funciones periódicas de tiempo.

En 1812 el matemático francés Joseph Fourier demostró que una función periódica no senoidal puede ser expresada por funciones senoidales, cuyas amplitudes y frecuencias varían en progresión aritmética. Si el valor promedio no es cero, durante un periodo dado una función, una constante debe ser agregada a la suma de las funciones senoidales. En el caso general escribimos:

$$(5.1) \quad i = i_0 + i_1 \text{Sen}(wt - \varphi_1) + i_2 \text{Sen}(2wt - \varphi_2) + i_3 \text{Sen}(3wt - \varphi_3)$$

El término $\text{Sen}(wt - \varphi_1)$ es el termino fundamental de la función i . Los siguientes términos constituyen las armónicas de la misma función. Por ejemplo: el término $i_3 \text{Sen}(3wt - \varphi_3)$ es conocido como la armónica de orden 3, ó justamente la 3ra armónica.

Para entender en realidad lo que esto significa, uno debe tener en mente que la curva periódica dada (la curva rectangular de la Fig. 5.7 por ejemplo,) será recuperada si al momento uno totaliza la suma de las ordenadas de las curvas que representan los diferentes términos de las series, es decir, las armónicas [14].

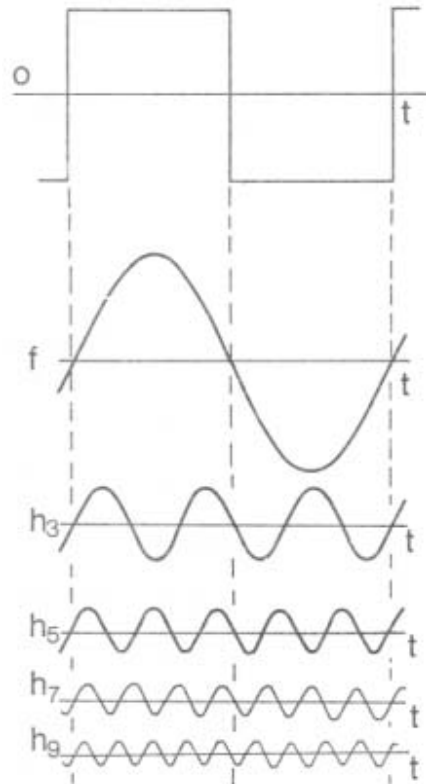


Figura 5.7 Análisis de una onda periódica en sus armónicas principales [14].

5.3 Factor de potencia en presencia de cargas no lineales

En anteriores capítulos se definió el f.p. en casos puramente senoidales, llamado también factor de potencia de desplazamiento. En este caso se considerarán situaciones no senoidales, en donde el voltaje y la corriente del sistema contienen armónicas. Mientras que algunas armónicas son producidas por no linealidades en el sistema como saturación en los transformadores, la mayoría de ellas son producidas por cargas electrónicas de potencia como variadores de frecuencia, y puentes rectificadores. Las armónicas más importantes son generalmente la 3ra, 5ta y 7ma, múltiplos de 50/60 hz.

Cuando las armónicas se encuentran presentes en estado estable, los voltajes y corrientes se pueden representar por medio de una serie de Fourier de la forma:

$$(5.2) \quad v(t) = \sum_{k=1}^{\infty} V_k \sin(k\omega_0 t + \delta_k),$$

$$(5.3) \quad i(t) = \sum_{k=1}^{\infty} I_k \sin(k\omega_0 t + \delta_k),$$

donde k es el orden de la armónica. Los valores rms de estas ecuaciones anteriores se muestran de la siguiente manera:

$$(5.4) \quad V_{rms} = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} \frac{V_k^2}{2}} = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} V_{krms}^2},$$

$$(5.5) \quad I_{rms} = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} \frac{I_k^2}{2}} = \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} I_{krms}^2},$$

La potencia promedio se muestra a continuación:

$$(5.6) \quad P_{prom} = \sum_{k=1}^{\infty} V_{krms} I_{krms} \cos(\delta_k - \theta_k) = P_{1prom} + P_{2prom} + P_{3prom} + \dots,$$

en donde se puede observar que cada armónica aporta ya sea de manera positiva o negativa a la potencia promedio.

Una medida muy utilizada para niveles de armónicas es el THD (factor de distorsión armónica total o factor de distorsión), y es la razón del valor rms de las armónicas (arriba de la fundamental) al valor rms de la fundamental. A continuación se muestra la ecuación:

$$(5.7) \quad THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} V_{krms}^2}}{V_{1rms}} \bullet 100\% = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} V_k^2}}{V_1} \bullet 100\%,$$

$$(5.8) \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_{krms}^2}}{I_{1rms}} \bullet 100\% = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \bullet 100\%,$$

Si se sustituye (5.7) en (5.4) y (5.8) en (5.5) se obtiene lo siguiente:

$$(5.9) \quad V_{rms} = V_{1rms} \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2}$$

$$(5.10) \quad I_{rms} = I_{1rms} \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}$$

Ahora, sustituyendo (5.9) y (5.10) en la ecuación (2.3) se obtiene la siguiente ecuación para el factor de potencia verdadero, válida para situaciones senoidales y no senoidales:

$$(5.11) \quad fp_{verdadero} = \frac{P_{prom}}{V_{1rms} I_{1rms} \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}}$$

Sustituyendo la ecuación anterior se tiene lo siguiente:

$$(5.12) \quad fp_{verdadero} = \frac{P_{prom}}{V_{1rms} I_{1rms}} \bullet \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}}$$

y después de realizar las siguientes suposiciones:

- a) La potencia promedio es la potencia promedio que se tiene a la frecuencia fundamental. [15]
- b) Como el THD_V generalmente es menor al 10%, entonces de la ecuación (5.9), $V_{rms} \approx V_{1rms}$ [2].

Incorporando estas dos suposiciones a la ecuación anterior se obtiene una forma aproximada del factor de potencia verdadero:

$$(5.13) \quad fp_{verdadero} = \frac{P_{prom1}}{V_{1rms} I_{1rms}} \bullet \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}} = fp_{desp} \bullet fp_{dist}$$

Debido a que el f.p. de desplazamiento nunca podrá ser mayor a la unidad, y debido a que la distorsión en el voltaje generalmente es menor al 5%, el f.p. verdadero se puede definir de la siguiente manera:

$$(5.14) \quad \text{fp}_{\text{verdadero}} \leq \text{fp}_{\text{desp}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (\text{THD}_I / 100)^2}}$$

Debido a que el f.p. verdadero es el producto del f.p. de desplazamiento y el f.p. de distorsión, se obtiene una relación para la potencia compleja. En situaciones en las que existe distorsión se introduce un nuevo factor en cuadratura a la potencia real y reactiva, como se muestra en la Fig. 5.8. A esta nueva componente se le denomina D o potencia de distorsión, y la potencia compleja queda determinada por:

$$(5.15) \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$$

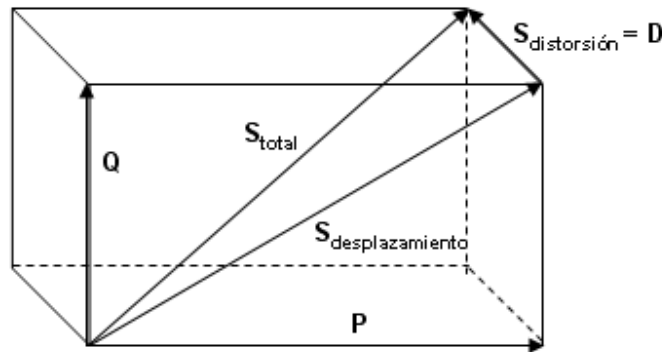


Figura 5.8 Cubo de potencia [15].

Consideremos la situación mostrada en la Fig. 5.9, en donde el motor de la Fig. 2.1 es remplazado por una carga no lineal con la misma P_{prom} .

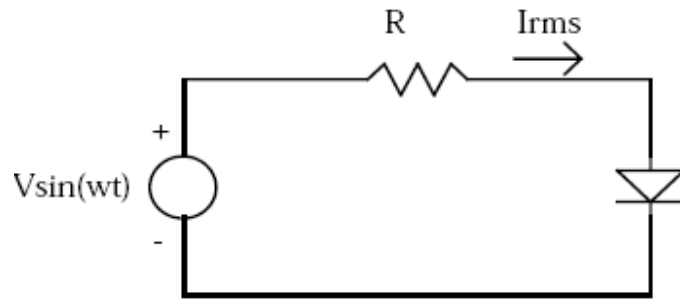


Figura 5.9 Sistema eléctrico con carga no lineal [1].

Asumiendo que el voltaje y la potencia son constantes, variamos el f.p. de desplazamiento y graficamos el impacto que tiene en las pérdidas del sistema. El resultado se muestra graficado en la Fig. 5.10, donde claramente se ve que el THD_i tiene un impacto importante en la eficiencia del sistema y que esta eficiencia es considerablemente menor que la del caso puramente senoidal.

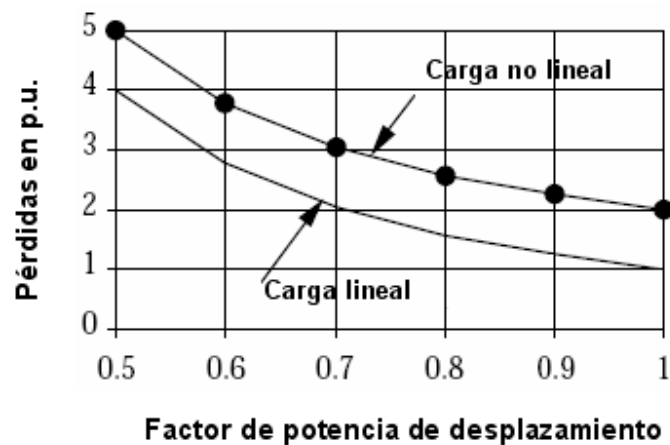


Figura 5.10 Efectos del f.p. de desplazamiento en las pérdidas del sistema para un ejemplo no senoidal [1].

5.4 Estándar 519

El estándar 519 de la IEEE fue introducido en 1981 y revisado en 1992 para dar dirección a la hora de tratar con armónicas producidos por convertidores estáticos de potencia y otras cargas no lineales para que los problemas de calidad de energía eléctrica fueran corregidos. El propósito de este estándar es realizar un compromiso o una responsabilidad por parte de un usuario eléctrico para limitar la degradación del voltaje de la compañía suministradora por medio de corrientes distorsionadas provocadas por cargas no lineales. También reconoce la

responsabilidad de la compañía suministradora de entregar a los usuarios una aproximada onda de voltaje senoidal [16].

A continuación se definen una serie de conceptos importantes que utiliza este estándar y que se citarán frecuentemente durante el escrito:

Punto de acoplamiento común (PCC). Punto de medición, o cualquier punto mientras ambos la compañía suministradora y el consumidor puedan accederlo para una medición directa de los índices armónicos. Dentro de una planta, el PCC es el punto entre la carga no lineal y el resto de la carga [16]. Punto donde el usuario en cuestión y otros usuarios se acoplan al suministro [2].

Razón de Corto Circuito (I_{SC}/I_L). Es la razón de corriente de corto circuito (I_{SC}), disponible en el punto de acoplamiento común (PCC) con respecto a la corriente fundamental máxima de la carga (I_L) [16].

Corriente máxima de la carga (I_L). Se recomienda que sea el promedio de la corriente de la máxima demanda de 12 meses anteriores [16].

Voltaje THD. Es la distorsión armónica total de la onda de voltaje. Es la razón del valor rms de la distorsión de voltaje al valor rms del voltaje fundamental.

$$(5.16) \quad V_{THD} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + V_5^2 \dots}}{V_1} \times 100\%$$

Corriente THD. Es la distorsión armónica total de la onda de corriente. Es la razón del valor rms de la distorsión de corriente al valor rms de la corriente fundamental.

$$(5.17) \quad I_{THD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 \dots}}{I_1} \times 100\%$$

Corriente TDD. Distorsión de demanda total de la onda de corriente. Es la razón del valor rms de la distorsión de corriente al valor de la corriente de demanda máxima de la carga.

$$(5.18) \quad I_{TDD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots}}{I_L} \times 100\%$$

Límites de voltaje armónico IEEE Std 519

La tabla 5.1 establece los límites de distorsión armónica de voltaje establecidos por el estándar 519. Para el THD el límite es de 5% en voltajes de 120V a 69 kV (voltajes más comunes por los usuarios), y un 3% del voltaje fundamental para cualquier armónica individual [16].

Voltage Distortion Limits		
Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
69.001 kV thru 161 kV	1.5	2.5
161 kV and above	1.0	1.5
NOTE: High voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal that will attenuate by the time it is tapped for a user.		

Tabla 5.1 Estándar IEEE 519 para niveles de distorsión de voltaje

Hay que recalcar que aunque los límites de voltaje de distorsión se cumplan en el PCC, pueden ser fácilmente excedidos aguas abajo donde el equipo conectado puede ser afectado. Como la distorsión de voltaje es el resultado de corrientes armónicas pasando a través de la impedancia del sistema, la distorsión de voltaje siempre será mayor aguas abajo en donde las corrientes armónicas se generan y donde la impedancia del sistema es mayor [16].

Límites de corriente armónico IEEE Std. 519

La tabla 5.2 establece los límites de distorsión armónica de corriente establecidos por el estándar 519. Observando la tabla se puede ver que los límites son más severos para I_{SC}/I_L menores a 20 ya que esta razón menor indica una impedancia mayor en el sistema, o un consumidor grande, o ambas. La distorsión de voltaje es más común que se desarrolle por corrientes armónicas consumidas en el PCC donde la razón de corto circuito es baja, por lo tanto justificando los límites severos.

Maximum Harmonic Current Distortion in % of I_L (Current Distortion Limits for General Distribution Systems (120 volt thru 69,000 Volts))						
Individual Harmonic Order (Odd Harmonic)						
I_{SC}/I_L	≤ 11	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h$	TDD
$\leq 20^*$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.						
Current distortion that results in a direct current offset, e.g., half wave converters are not allowed.						
* All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{SC}/I_L .						
Where I_{SC} = Maximum short circuit current at point-of-common-coupling. I_L = Maximum demand load current (fundamental frequency) at point of common coupling.						

Tabla 5.2 Estándar IEEE 519 para niveles de distorsión de corriente

CAPITULO 6

Aspectos relevantes en los filtros de armónicas

En este artículo se presenta todos los aspectos importantes que se deben tomar en cuenta a la hora de diseñar filtros pasivos de armónicas. Uno de los aspectos que se consideran en el diseño es la resonancia paralela con el sistema, la sintonización del filtro, el tipo de reactor a seleccionar, entre otros. Se presenta un ejemplo académico para revisar todos los cálculos necesarios que se llevan a cabo a la hora de realizar el estudio y finalmente se presenta un caso de estudio de la vida real.

6.1 Tipos de filtros pasivos de armónicas

Las armónicas son distorsiones de las ondas senoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, a materiales ferromagnéticos, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal.

La aparición de corrientes y/o tensiones armónicas en el sistema eléctrico crea problemas tales como, el aumento de pérdidas de potencia activa, sobrevoltajes en los capacitores, errores de medición, mal funcionamiento de protecciones, daño en los aislamientos, deterioro de dieléctricos, disminución de la vida útil de los equipos, entre otros.

Las soluciones a dicho problema se realizan en forma jerarquizada; primero en forma particular, resolviendo el problema de inyección de armónicos por parte del usuario al sistema (diseñando y ubicando filtros en el lado de baja tensión, usando el transformador como barrera); y segundo, resolviendo el problema en forma global, buscando reducir las pérdidas y mantener los niveles armónicos por debajo de los límites permitidos, en este caso, se trata de un problema de optimización donde se determina la ubicación de los capacitores y/o filtros.

Independientemente del tipo de filtro utilizado para reducir los niveles de armónicos en el sistema o en el usuario, se debe analizar la forma en que el capacitor afecta a la impedancia al variar la frecuencia, esto con el fin de determinar resonancias serie (baja impedancia al paso de corriente) y paralelo (baja admitancia a la tensión de alimentación) [17].

El uso de filtros pasivos para componentes armónicas en sistemas de potencia tienen dos objetivos: Servir de sumidero para las corrientes y tensiones armónicas; y proveer al sistema

toda o parte de la potencia reactiva que éste necesita. Los filtros pasivos pueden ser, según el propósito particular que se persigue, de dos tipos:

- Filtros Series.
- Filtros Shunt o paralelo.

Los Filtros Series evitan el paso de una componente de frecuencia particular, desde el contaminante hacia alguna componente de la planta o parte del sistema de potencia, mediante la presencia de una gran impedancia serie a la frecuencia especificada. Estos constan de un inductor y un capacitor en paralelo que se posicionan en serie a la parte de la red que se desea proteger.

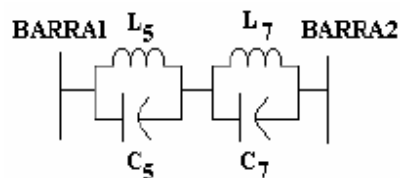


Figura 6.1. *Filtro pasivo serie* [17].

Los Filtros Shunt o paralelo proveen un paso alternativo de muy baja impedancia para las frecuencias armónicas, y consisten en una rama resonante serie, compuesta por elementos RLC en conexión paralela con el sistema de alimentación, entre otros.

El filtro paralelo presenta mayores ventajas que el filtro serie ya que es más económico, solo transporta las corrientes armónicas para las que fue sintonizado y proporciona una parte de la potencia reactiva al sistema, por lo tanto será el tipo de filtro al que se enfocará este escrito.

Filtros Paralelos Pasivos

Existe una gran variedad de configuraciones de filtros, pero los más utilizados son los “Filtros Sintonizados Simples” y los “Pasa Altos”.

Filtro Sintonizado Simple. Elimina una armónica determinada; consiste en un banco de capacitores conectado en serie con un inductor.

$$(6.1) \quad \omega_h = 2\pi f h$$

donde, h es la armónica a la cual se quiere sintonizar, ω es la frecuencia angular y f es la frecuencia fundamental.

$$(6.2) \quad X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{|V|^2}{Q_C}$$

donde, X_C es la reactancia capacitiva, Q_c es el valor de la potencia reactiva que el filtro va a suministrar en cada rama, V es la tensión nominal.

$$(6.3) \quad C_F = \frac{1}{2\pi f X_C}$$

$$(6.4) \quad L_F = \left[\frac{1}{2\pi 60h \sqrt{C_F}} \right]^2$$

$$(6.5) \quad X_{Lh} = \omega_h L_F$$

$$(6.6) \quad R_F = \frac{X_{Lh}}{Q}$$

donde, Q es el factor de calidad del filtro y R es la resistencia interna del inductor [17].

Este filtro se sintoniza a la frecuencia armónica h que se desea eliminar; o sea que, para esta frecuencia, las reactancias inductivas y capacitivas son iguales y por lo tanto se anulan, entonces la impedancia que presentará el filtro para esta frecuencia es mínima (valor igual a la resistencia), y absorberá gran parte de la corriente armónica contaminante.

El factor de calidad del filtro, determina la forma de la característica de impedancia, y hace que ésta sea más o menos estrecha o abrupta.

La impedancia de la configuración del filtro sintonizado simple mostrada es:

$$(6.7) \quad Z = R_F + j \left(\omega L_F - \frac{1}{\omega C_F} \right)$$

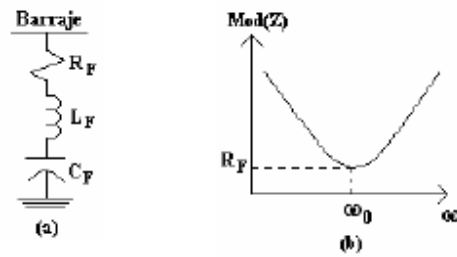


Figura 6.2 (a) Filtro sintonizado simple, (b) comportamiento en frecuencia [17].

Filtros Pasa Altos. Son utilizados para eliminar un amplio rango de frecuencias, y se emplean cuando las armónicas no tienen frecuencia fija. Los parámetros se calculan con las ecuaciones anteriores mencionadas.

La impedancia de este filtro viene dada por:

$$(6.8) \quad Z = \frac{1}{j\omega C_F} + \left(\frac{1}{R_F} + \frac{1}{j\omega L_F} \right)^{-1}$$

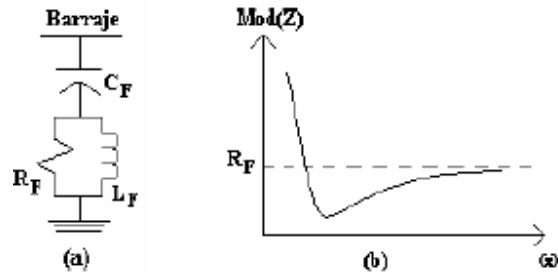


Figura 6.3 (a) Filtro pasa alto, (b) comportamiento en frecuencia [17].

Este filtro, al igual que el sintonizado simple, se sintoniza a alguna frecuencia específica; pero debido a que posee una característica amortiguada producto de la resistencia en paralelo con la inductancia, presenta una baja impedancia para la frecuencia de sintonía y superiores a ésta. En otras palabras, absorbe corrientes armónicas de frecuencias desde la de sintonía en adelante. Para frecuencias menores a la de sintonía el filtro presenta impedancias altas [17].

Selección de Filtros Pasivos

La utilización de un filtro como solución al problema de armónicos requiere de un análisis detallado de la respuesta en frecuencia del sistema. Entre los criterios de selección del filtro se tienen los siguientes:

1. El número de armónicos del sistema a atenuar. Dependiendo del número de armónicos existentes en el sistema, se puede determinar la cantidad de filtros que se podrían ubicar para obtener una atenuación de las componentes armónicas. Esta minimización debe estar acorde con los límites establecidos por las normas.
2. Los requerimientos del filtro. Se hace referencia a la acción correctiva que se desee del filtro (compensación de reactivos, reducción de la distorsión armónica, regulación de la tensión o todos). Cada requerimiento del filtro implica un diseño específico, tal que el objetivo para el cual se quiere que se cumpla.
3. La energía de cada armónico. La magnitud de cada armónico está directamente relacionada con las pérdidas que estas componentes armónicas ocasionan en el sistema de potencia.

Ubicación de Filtros Pasivos

Existen dos opciones para ubicar un filtro pasivo para armónicos (ver Fig. 6.4):

- El alimentador de media tensión con el fin de disminuir las pérdidas del sistema.
- Cerca de la carga no lineal (baja tensión), para evitar la inyección de componentes armónicos de corriente al sistema por parte de la carga.

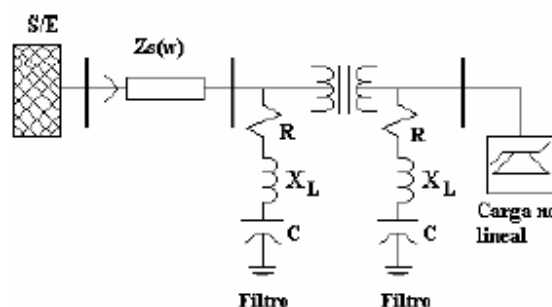


Figura 6.4 Posibles ubicaciones de los filtros pasivos [17].

Los criterios de ubicación del filtro son:

1. La existencia de cargas altamente contaminantes. Se debe ubicar el filtro en el lado de baja tensión; de esta forma el transformador de potencia sirve de amortiguador (aislante de armónicos) tanto de las corrientes armónicas provenientes de otras cargas como de las corrientes armónicas generada por la carga, lográndose aislar el problema.
2. La existencia de cargas armónicas distribuidas. Los filtros deben ser ubicados en media tensión y en lugares estratégicos (óptimos) para evitar la excesiva circulación de corrientes armónicas por el sistema.

Uno de los mayores problemas de los filtros es que se produzca la desintonía de éstos. Los cuatro eventos más comunes que pueden dar como resultado una resintonización del filtro son:

- Deterioro de los capacitores, lo cual disminuye la capacitancia total y con esto aumenta la frecuencia a la cual el filtro fue sintonizado.
- Tolerancia de fabricación tanto en el reactor como en los capacitores.
- Variación de temperatura.
- Variación en el sistema.

Típicamente los filtros se sintonizan aproximadamente entre un 3% y un 10% por debajo de la frecuencia deseada. Esto para tener la opción de una buena operación del filtro en un rango mayor de tiempo de vida útil [17].

Los filtros son una de las mejores alternativas para mitigar la polución armónica, pero antes de proceder a instalarlos se deben realizar una gran cantidad de estudios para determinar cuál es la mejor configuración y qué problemas adicionales introducen en el sistema eléctrico.

6.2 Resonancia paralela

Cuando en un sistema eléctrico se encuentran conectadas cargas que consumen potencia reactiva (motores, reactores y transformadores), el factor de potencia es bajo y se corrige instalando bancos de capacitores. Pero cuando se tiene una combinación de cargas no lineales que toman corriente con distorsión y cargas que consumen reactivos de desplazamiento, la corrección del f.p. con capacitores puede dar lugar a una resonancia paralela excitada [18].

Al instalar capacitores, el f.p. que se corrige es el de desplazamiento, no el de distorsión, pero a la vez, se logra bajar la frecuencia de resonancia del sistema a niveles donde esta pueda ser excitada por las cargas no lineales que el sistema alimenta [18].

Cuando tenemos resonancia paralela, se presentan distorsiones elevadas en los voltajes y sobrecorrientes en los capacitores, por lo que hace activar las protecciones. A continuación se explica brevemente en forma teórica el fenómeno de resonancia paralela.

Un circuito que tiene una inductancia y una capacitancia están en resonancia cuando el voltaje y la corriente están en fase a una frecuencia dada, esto es, cuando la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva se anulan [18]. La siguiente figura muestra un diagrama unifilar de un típico sistema de potencia que alimenta a una carga que consume corriente no lineal en paralelo con un banco para corregir el f.p.

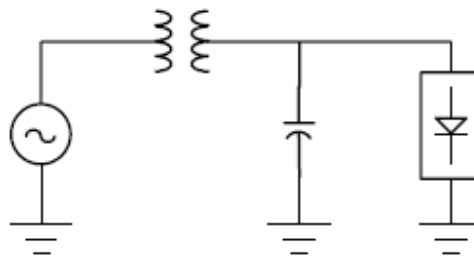


Figura 6.5 Sistema de potencia alimentando a una carga no lineal [18].

En la Fig. 6.6 se muestra la representación del sistema anterior en un circuito eléctrico equivalente, en donde las cargas no lineales se pueden representar como fuentes de corriente en paralelo, cada una operando a distinta frecuencia. La suma de estas corrientes nos da como resultado la corriente total que es consumida por la carga no senoidal [18].

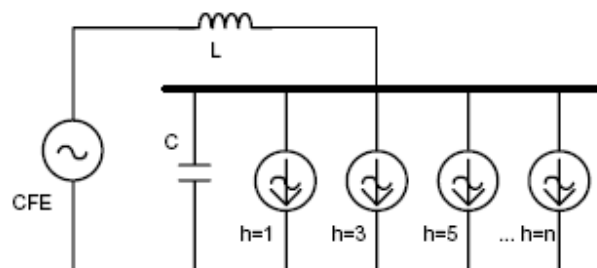


Figura 6.6 Circuito equivalente del sistema de potencia de la figura 6.5 [18].

Utilizando el teorema de superposición, el circuito anterior debido a que tiene fuentes de corriente a distintas frecuencias, se puede resolver para cada una de ellas. Para la frecuencia fundamental (60 hz), se muestra el siguiente circuito:

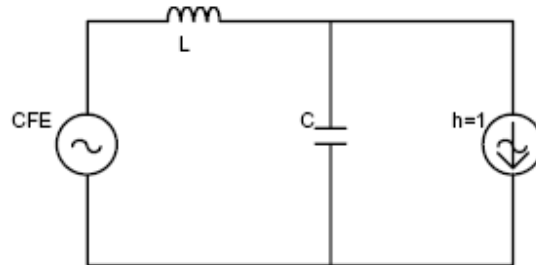


Figura 6.7 Circuito equivalente para frecuencia fundamental [18].

El circuito siguiente (Fig. 6.8) contiene la inductancia, capacitancia y la fuente de corriente a frecuencias por arriba de la fundamental. A este circuito se le conoce como circuito tanque y contiene una frecuencia de resonancia dada por la siguiente ecuación:

$$(6.9) \quad f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

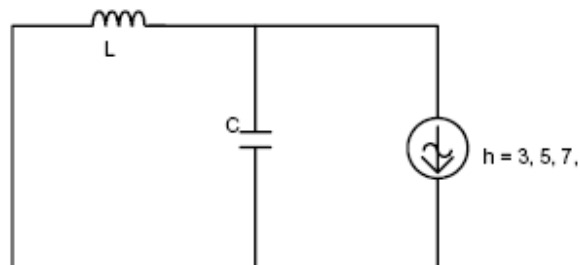


Figura 6.8 Circuito equivalente para frecuencias distintas de la fundamental [18].

Si queremos conocer la corriente que fluye a través del capacitor, aplicamos división de corrientes y se obtiene la siguiente expresión:

$$(6.10) \quad I_c = I_h \left[\frac{\omega L}{\omega L - \frac{1}{\omega C}} \right]$$

Analizando la ecuación anterior, vemos que conforme se varía la frecuencia ω , llegará un momento en que el denominador de la ecuación se acercará a cero, produciendo un aumento considerable en la corriente que circula por el capacitor. No es necesario estar exactamente en la frecuencia de resonancia para producir corrientes elevadas en el capacitor, sino que basta con estar un poco cerca [18].

En los sistemas de potencia, el valor de las reactancias son fijas, lo único que se puede variar son los kVArS agregando o quitando capacitores. Como la frecuencia de resonancia es inversamente proporcional a la capacitancia, al agregar kVArS, baja la frecuencia a niveles donde esta pueda ser excitada por las cargas no lineales que existan en el sistema [18]. Es importante que antes de instalar bancos de capacitores para corregir el bajo factor de potencia de desplazamiento, es recomendable hacer un estudio del sistema con ayuda de programas computacionales y realizando un buen levantamiento de datos del sistema, así como llevar a cabo todas las mediciones necesarias con el equipo apropiado para evitar efectos de resonancia paralela, entre otros.

6.3 Sintonización de filtros

Una de las inquietudes o dudas que surgen a la hora de diseñar filtros de armónicas es la frecuencia o armónica a la cual se tiene que sintonizar el banco, ya sea que tenga que ser desintonizado ($h = 3.8$), parcialmente desintonizado ($h = 4.7$), o sintonizado ($h = 5.0$). Para aclarar estas dudas el ingeniero debe saber claramente el motivo por el cual se está instalando el filtro. Los filtros generalmente se instalan para obtener lo siguiente:

1. Los capacitores se requieren para mejorar el factor de potencia, pero es posible que ocurra una interacción del sistema a la hora de instalar un simple banco de capacitores.
2. Los Límites de distorsión permisibles que indica la norma IEEE-519 son excedidos, por lo cual es necesario la instalación de filtros.
3. Una combinación de los puntos 1 y 2, en donde al agregar capacitores para la corrección del f.p., los límites de distorsión armónica son excedidos.

En la Fig. 6.9 se muestra un pequeño sistema de potencia:

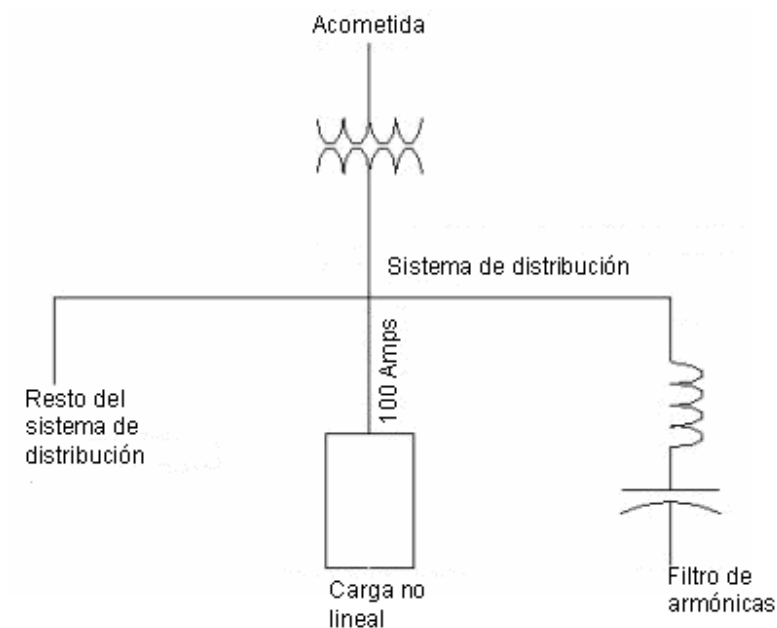


Figura 6.9 Sistema industrial típico.

La Fig. 6.10 muestra un barrido de frecuencias para filtros de armónicas del orden $h = 4.8$, instalados en un sistema como el de la Fig. 6.9. Este barrido muestra la impedancia aparente en función de la frecuencia vista desde la inyección de una corriente. Esta corriente generalmente se le conoce como fuente de corriente armónica y es producida generalmente por cargas no lineales, como variadores de frecuencia, soldadoras, entre otras.

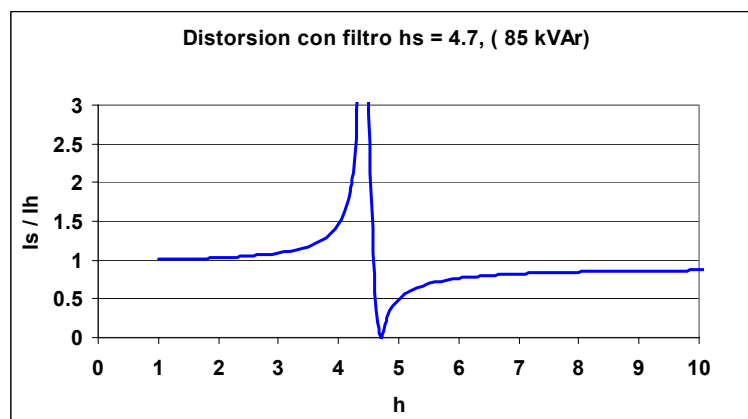


Figura 6.10 Barrido de frecuencias de un filtro sintonizado en $h = 4.7$.

El barrido de frecuencias es muy útil ya que nos muestra el comportamiento del filtro y la interacción que tiene con el sistema. El punto de sintonización se puede observar claramente en el barrido de frecuencias (impedancia mínima). Tenemos que tomar en cuenta también la

frecuencia antiresonante, que es el pico que aparece justo antes del punto de sintonizado del filtro. Esta frecuencia siempre existe, y cualquier armónica importante debe ser evitada cerca de esta frecuencia ya que una posible resonancia puede ocurrir.

Es aparente que la sintonización tiene un efecto definitivo en el desempeño del filtro y una interacción con el sistema, pero la cuestión de desintonizar, parcialmente desintonizar o sintonizar un filtro es una cuestión económica, de objetivo de filtrado y una interacción negativa con el sistema. Un filtro sintonizado cuesta más que uno parcialmente desintonizado, y éste anterior cuesta más que uno desintonizado. Esto se debe a los requerimientos nominales de los capacitores y los reactores. Por ejemplo, la cantidad de corriente absorbida en este caso por cada filtro se muestra en la siguiente tabla:

Tipo de filtro	Corriente en el filtro (Amps)	Corriente en la acometida (Amps)
h = 5.0	99	1
h = 4.8	70	30
h = 4.2	20	80

Tabla 6.1 *Desempeño del filtro*

La tabla anterior se basa en la inyección de 100 amps por parte de las cargas no lineales. El filtro de 5ta absorberá la mayoría de la corriente armónica y solo muy poca corriente regresará a la acometida o al sistema. Los dos otros filtros se puede observar que no absorben completamente toda la corriente, dejando gran cantidad del resto de la corriente fluir hacia al sistema y finalmente a la acometida.

Analizando lo anterior, se puede observar claramente porque los filtros sintonizados cerca de la armónica que se quiere eliminar son más costosos, ya que los reactores requieren ser más robustos para soportar más corriente y los capacitores tener voltajes nominales mayores.

Los siguientes puntos son recomendaciones a la hora de instalar los tres diferentes tipos de filtros:

Filtros desintonizados ($3.8 < h < 4.4$). Si los filtros están siendo utilizados solo para la corrección del f.p., entonces este filtro es la mejor opción. Este filtro hará poco para la eliminación de la distorsión armónica pero permitirá instalar grandes capacitores sin tener interacciones negativas con el sistema. La frecuencia antiresonante tiene que ser considerada para asegurarse que no caiga cerca de la 3ra armónica.

Filtros parcialmente sintonizados ($4.4 < h < 4.8$). En ciertas situaciones los filtros o bancos se requieren para mejorar el f.p., y al mismo tiempo la distorsión armónica está fuera de los límites. En estas situaciones, los filtros parcialmente sintonizados son generalmente la mejor opción, ya que ofrecen menos riesgo en cuanto a resonancia y son menos costosos que los sintonizados.

Filtros sintonizados ($4.8 < h < 5.0$). Si solo se busca reducir la distorsión armónica a límites aceptables, un filtro sintonizado debe ser considerado. Este tipo de filtros requiere la menor cantidad de kVAr para minimizar la distorsión, pero requiere el más alto nivel de ingeniería. Se debe considerar la expansión de cargas no lineales, así como niveles de distorsión de voltaje [19].

6.4 No mezclar bancos con filtros al mismo nivel de voltaje

Bancos de capacitores y filtros de armónicas frecuentemente son instalados erróneamente al mismo nivel de voltaje y las razones son las siguientes:

- Se cree que el filtro de armónicas absorberá las corrientes armónicas y alejándolas del banco de capacitores, previniendo de esta manera los efectos negativos de resonancia armónica.
- Los filtros se instalan a un sistema de potencia el cual ya tiene instalados bancos de capacitores, como se observan en la Fig. 6.11. Siempre es importante revisar el sistema para verificar la existencia de capacitores antes de instalar los filtros.

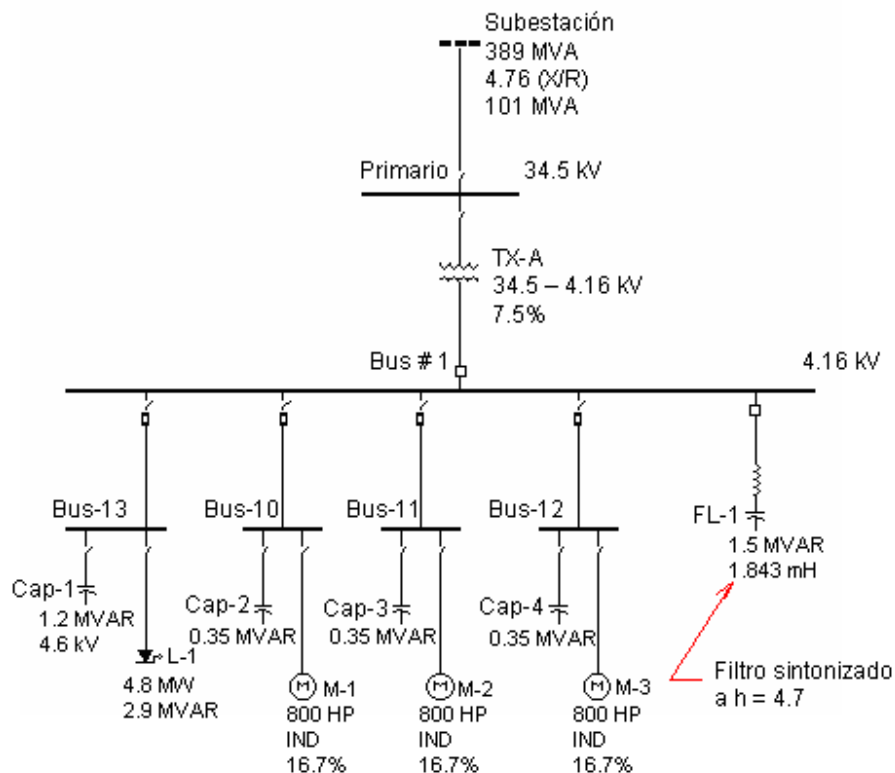


Figura 6.11 Sistema eléctrico típico mostrando una mala aplicación de bancos de capacitores y filtros de armónicas [20].

Observando la figura anterior, se analizarán tres escenarios diferentes para observar el desempeño del sistema bajo diferentes niveles de operación.

Escenario 1. En este escenario, el filtro FL-1 se encuentra desconectado, mientras que el Cap-1 se deja energizado. Se varía la cantidad de motores para mostrar los efectos en el sistema.

Escenario 2. El filtro FL-1 y el Cap-1 se dejan energizados y se varían la cantidad de motores para mostrar de nuevo los efectos en el sistema.

Escenario 3. Todos los capacitores son removidos y se incrementa el tamaño del filtro para compensar los capacitores que fueron desinstalados.

Resultados escenario 1

La Fig. 6.12 muestra tres barridos de frecuencia localizados en el Bus-1. Cada barrido representa las características de impedancia del sistema vistas desde este mismo bus, variando la cantidad de motores energizados. Los picos en la figura representan la resonancia paralela. En estos puntos, la distorsión armónica del voltaje puede ser muy alta y es equivalente al producto de los 4.16 kV de impedancia en Ohms y la corriente armónica inyectada en amps ($V_n = I_n \times Z_n$). La Fig. 6.12 muestra una resonancia de 7ma armónica cuando dos motores se encuentran en operación. Un ampere de 7ma armónica producirá aproximadamente 27 volts de voltaje de 7ma armónica convirtiéndose en un escenario inaceptable.

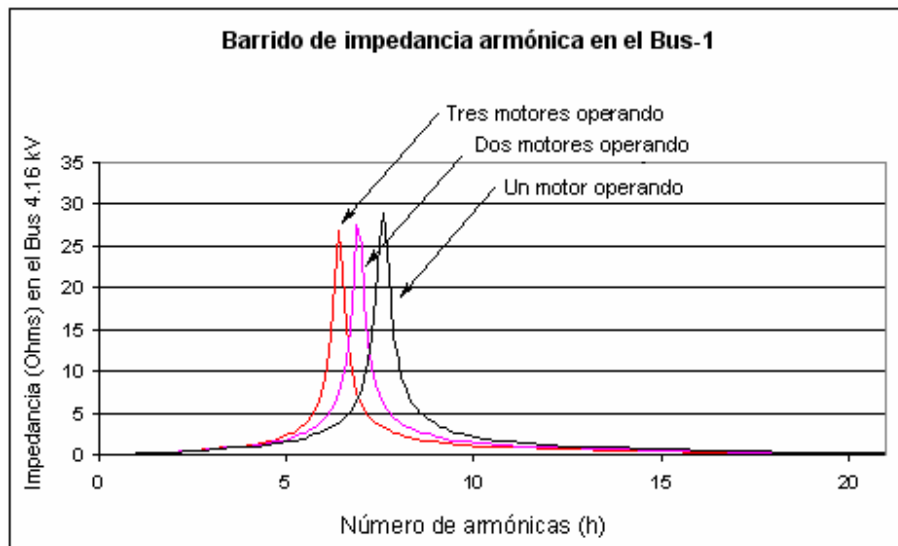


Figura 6.12 Barrido de impedancia del Bus-1 mostrando los efectos de los capacitores individuales en la resonancia del sistema [20].

Resultados escenario 2

La Fig. 6.13 muestra un barrido de impedancias para este escenario en donde todos los capacitores se encuentran conectados al igual que el filtro. Observando la Fig. 6.13 se puede concluir lo siguiente:

- La resonancia paralela creada por el filtro no es de preocuparse ya que ocurre en una armónica en donde no hay corrientes armónicas producidas por la carga. Por lo tanto, si no hay corriente armónica, no habrá voltaje armónico.

- La baja impedancia creada por el filtro de $h = 4.7$ es determinada por el filtro y se mantendrá estacionaria.
- Una resonancia en el sistema de 7ma armónica ocurre cuando se tienen 3 motores operando. Es evidente que el filtro impacta el desempeño de los capacitores. Este sistema es inaceptable.

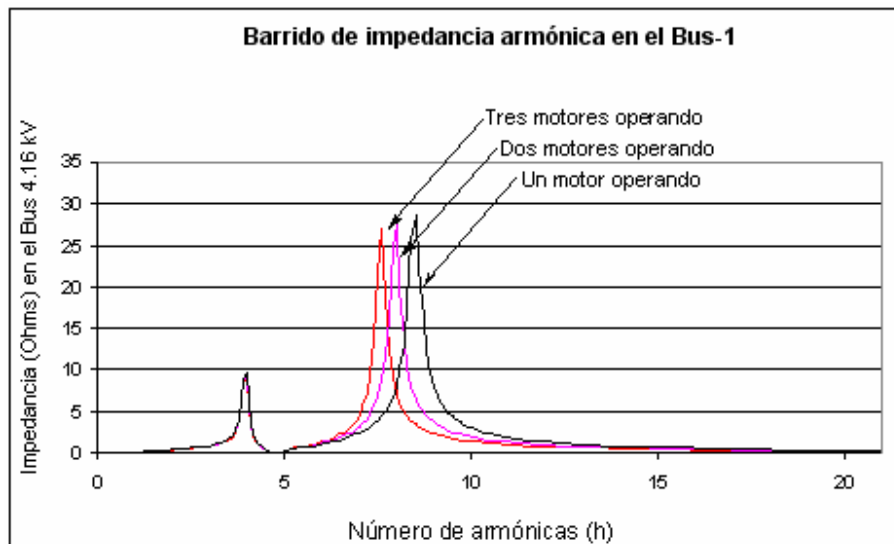


Figura 6.13 Barrido de impedancia del Bus-1 mostrando el efecto de los capacitores en la resonancia del sistema teniendo conectado un filtro de armónicas [20].

Resultados escenario 3

La Fig. 6.14 muestra un barrido de impedancia cuando solo se encuentra el filtro conectado. El tamaño del filtro ha sido incrementado para entregar los kvar perdidos por la desconexión de los demás capacitores. Como se puede observar en la figura, la impedancia para las corrientes armónicas por encima de la frecuencia de sintonización del filtro ($h = 4.7$) es baja. Los resultados serán bajos niveles de voltaje de distorsión y un desempeño aceptable del sistema.

Además de realizar barridos de impedancia armónica, es muy común calcular la distorsión armónica total resultante, THD, basada en corrientes armónicas. La siguiente ecuación se utiliza para calcular el THD en cada bus:

$$(6.11) \quad THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}$$

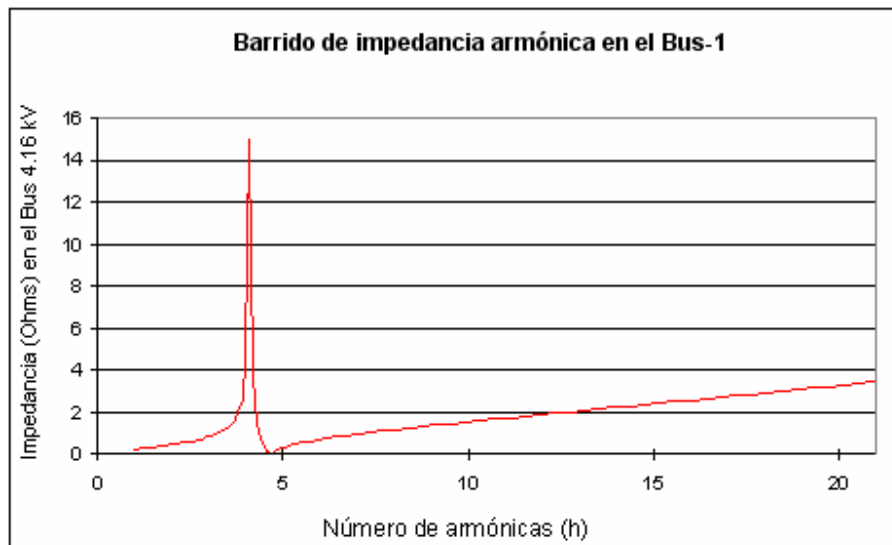


Figura 6.14 Barrido de impedancias del Bus-1 mostrando las características del sistema con un solo filtro de armónicas conectado al sistema [20].

A continuación se muestra una tabla con los diferentes THDs de cada escenario:

Descripción del caso	THD (%)
Escenario – 1	22.2 %
Escenario – 2	18.9 %
Escenario – 3	1.7 %

Tabla 6.2 Distorsión armónica total THD.

Los escenarios anteriores muestran con claridad el por que no se deben instalar bancos de capacitores y filtros en el mismo nivel de voltaje sin tener ninguna impedancia importante entre ellos. Una impedancia considerable son los transformadores, o muchos kilómetros de líneas de distribución [20].

6.5 KVAR de salida contra kVAR instalados

Cuando se diseña o se especifica un filtro, es importante entender la diferencia que hay entre los kVAR de salida que este filtro realmente entregará, contra los kVAR de placa de los capacitores que tiene este mismo filtro.

Los capacitores que se utilizan en filtros de armónicas necesitan tener un voltaje nominal mayor al voltaje al cual serán conectados debido a lo siguiente:

- El reactor del filtro ocasiona un incremento de voltaje fundamental, debido a que consume una mínima cantidad de reactivos que el mismo capacitor está entregando al sistema. El incremento en voltaje de 60 hz se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$(6.12) \quad V_{incremento} = \frac{N^2}{(N^2 - 1)}$$

en donde:

$V_{incremento}$ = aumento de voltaje debido al reactor del filtro

N = armónica de sintonización del filtro [21].

Por ejemplo para un filtro de 5ta armónica, el incremento de voltaje anda del orden del 4.1%. El aumento de voltaje se incrementará aún más conforme el punto de sintonización se disminuye. Esto hace que el capacitor requiera de un voltaje de placa mayor al voltaje del sistema al cual se instalará.

Debido a que los kVARs de salida del capacitor varían con el cuadrado del voltaje aplicado, y el voltaje aplicado en este caso será menor al de placa, los kVARs de salida del capacitor serán menores que los kVARs totales instalados en el banco, en este caso filtro. Para la mayoría de los filtros de 5ta armónica, los kVARs instalados pueden ser del orden de un 25% a un 40% más que los kVARs de placa de los capacitores. Por esto es importante entender la diferencia que hay entre los kVARs instalados y los kVARs de salida del filtro.

Para calcular los kVARs efectivos que realmente entregará el filtro, se puede utilizar la siguiente formula:

$$(6.13) \quad K \text{ var}_{ef} = \frac{N^2 V_{sist}^2 k \text{ var}_{cap}}{(N^2 - 1)(V_{cap}^2)}$$

en donde:

$K \text{ var}_{ef}$ = los kvar efectivos de salida que el filtro entregará a voltaje nominal.

N = armónica de sintonización del filtro.

$K \text{ var}_{cap}$ = los kvar de placa totales instalados en el filtro.

V_{cap} = voltaje de línea a línea de placa de los capacitores [21].

Consideremos el siguiente ejemplo:

Un cliente desea instalar un filtro de 3000 kVAr en 13.8 kV a una sintonía de armónica a la 4.7. Un proveedor le informa que en realidad sí tiene ese filtro en existencia y esta listo para ser enviado. Antes de comprarlo, el cliente le pregunta los datos de placa de los capacitores. El proveedor le informa que el banco consiste en 15 200-kvar 9.96 kV conectado en estrella (cinco capacitores de 200 kvar por fase). El cliente realiza el siguiente cálculo utilizando la fórmula anterior para verificar los kVAr efectivos:

$$k \text{ var}_{eff} = \frac{[(4.7)^2 (13.8)^2 (3000)]}{[(4.7)^2 - 1][(9.96)(\sqrt{3})]^2} = 2010.75 k \text{ var}$$

El ejemplo anterior muestra la importancia de distinguir entre los kVAr efectivos (salida del filtro) y los kVAr instalados (datos de placa). Las siguientes preguntas son importantes a la hora de cotizar un filtro:

- ¿Cual es el punto de sintonía del filtro?
- ¿Cuales son los kVAr efectivos de salida del filtro?
- ¿Cual es el voltaje y kVAr de placa de los capacitores?

6.6 Tipos de reactores en media tensión

A niveles de media tensión, los filtros de armónicas se diseñan, especifican y se manufacturan con reactores ya sea del tipo núcleo de hierro o núcleo aéreo. La preferencia del uno por el otro puede ser por experiencia, familiaridad, costo, o alguna razón técnica que lo justifique. A continuación se analizan las diferencias que existen entre ellos, así como las ventajas y desventajas.

A continuación en la siguiente figura se muestran el diagrama de los diferentes reactores:

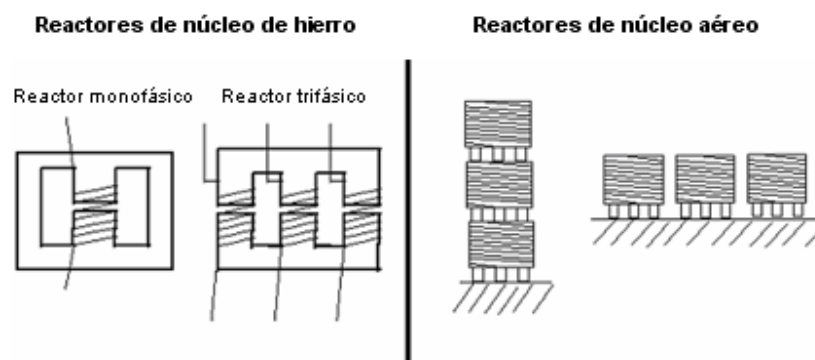


Figura 6.15 *Diseño típico de reactores para filtros en media tensión* [22].

El tipo de reactor seleccionado durante el diseño, determina la configuración final del filtro. La Fig. 6.16 muestra como el tipo de reactor cambia las características físicas del filtro.

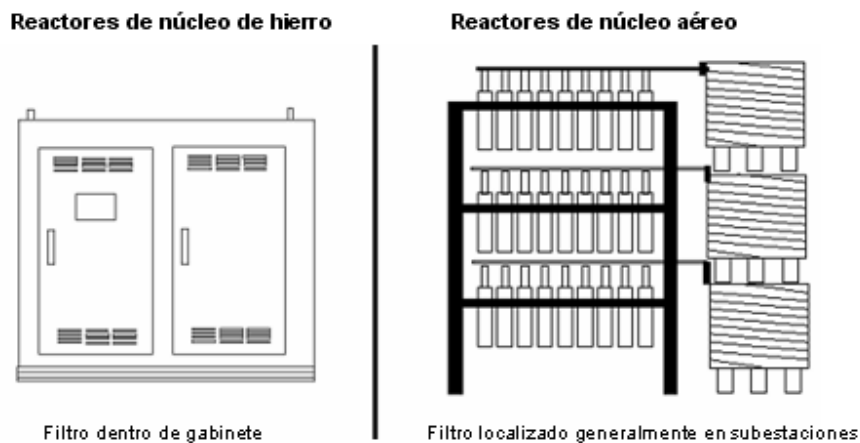


Figura 6.16 *Diferentes configuraciones de filtros de armónicas en media tensión* [22].

La pregunta más común es ¿Cuál reactor es el mejor? En la tabla 6.3 se muestran claramente las diferencias que existen entre ellos. Básicamente los problemas en cuanto a filtros es principalmente relacionado con campos magnéticos, saturación, corrientes armónicas y requerimientos de espacio.

Reactores de núcleo de hierro	Reactores de núcleo aéreo
-Posible saturación	-No hay saturación
-Bajos niveles de campo magnético	-Altos niveles de campo magnético
-Compacto, poco requerimiento de espacio	-Altos requerimientos de espacio
-Muy pesados	-Menor peso
-Pocas vueltas en los devanados	-Muchas vueltas en los devanados
-Núcleo debe ser diseñado para corrientes armónicas pico y los devanados para rms	-Devanados son diseñados para corrientes rms
-Son más probables de hacer ruido auditivo si se construyen mal	-Son menos probables de hacer ruido auditivo si se construyen mal.

Tabla 6.3 *Comparación de reactores de núcleo de hierro y núcleo aéreo* [22].

Campos magnéticos. Los reactores de núcleo aéreo generan campos magnéticos, los cuales interfieren con otros sistemas eléctricos, produciendo corrientes de eddy (generando calentamiento) en estructuras de acero cercanas [22].

Saturación. Es un problema inherente en reactores de núcleo de hierro ya que la cantidad de flujo o densidad de flujo que puede soportar este reactor está limitada y depende del área transversal [22].

Corrientes de armónicas nominales rms. Estas corrientes son la suma vectorial de las corrientes armónicas, y son una preocupación para ambos tipos de reactores. La corriente nominal determina el calibre del conductor en los devanados y debe ser especificada cuando se pida el reactor [22].

Requerimientos de espacio. Esto se relaciona más con reactores de núcleo aéreo debido a los campos magnéticos que producen.

Ambos tipos de reactores tienen sus ventajas y desventajas, pero cuando son diseñados apropiadamente, especificados y aplicados, su desempeño es equivalente.

6.7 Ejemplo Industrial

Es muy importante tener claro los conceptos de circuitos eléctricos para poder llevar a cabo estudios armónicas y corrección de f.p. en sistemas eléctricos de una manera adecuada. Estos estudios requieren del uso de medidores y programas computacionales para facilitarnos con los cálculos, pero si no se comprende lo que las herramientas de ayuda están realizando, en un momento dado podrán arrojar resultados erróneos sin que el ingeniero se de cuenta.

A continuación en la siguiente figura se muestra el siguiente pequeño sistema de potencia:

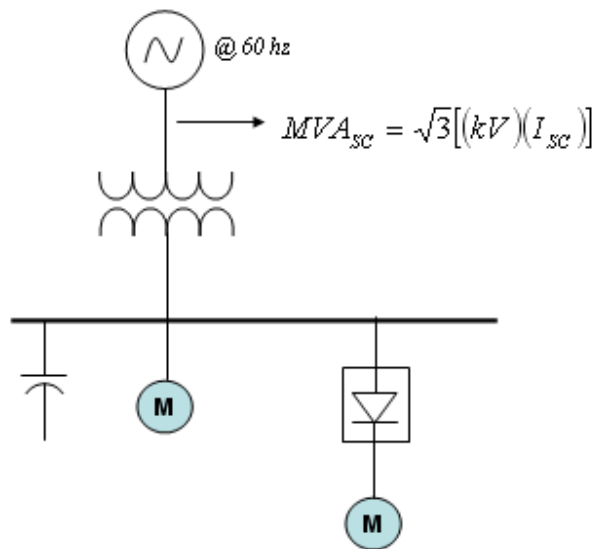


Figura 6.17 Sistema de potencia típico en una planta industrial

Para poder llevar a cabo un barrido de impedancias de este sistema eléctrico, o de cualquier otro, el primer paso que hay que hacer es realizar un circuito equivalente y obtener su impedancia equivalente. El circuito equivalente se muestra a continuación:

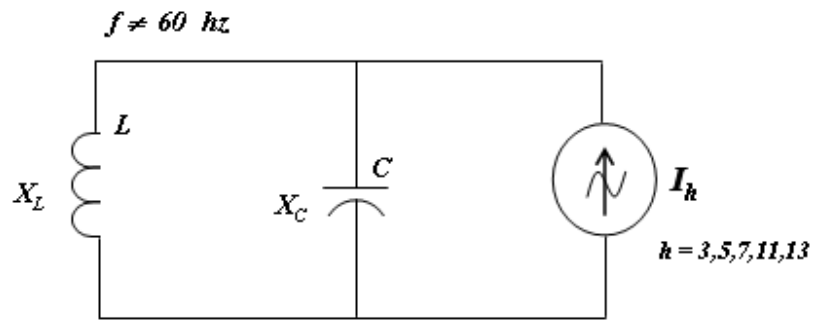


Figura 6.18 Circuito equivalente de la figura 1.

donde:

$X_L = X_{eq}$ del sistema de distribución + transformador

La impedancia equivalente se calcula de la siguiente manera:

$$(6.14) \quad Z_{eq} = \frac{(j\omega L) \left(-\frac{j}{\omega C} \right)}{j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)}$$

$$(6.15) \quad Z_{eq} = -j \left[\frac{\frac{L}{C}}{\omega L - \frac{1}{\omega C}} \right] \frac{\frac{\omega}{L}}{\frac{\omega}{L}}$$

$$(6.16) \quad Z_{eq} = -j \left[\frac{\frac{\omega}{C}}{\omega^2 - \frac{1}{LC}} \right] = -j \left(\frac{1}{C} \right) \left[\frac{\omega}{\omega^2 - \frac{1}{LC}} \right]$$

La magnitud absoluta de la impedancia equivalente sería de la siguiente manera:

$$(6.17) \quad |Z_{eq}| = \left[\frac{\frac{\omega}{C}}{\omega^2 - \frac{1}{LC}} \right]$$

Observemos el barrido de frecuencias en la siguiente figura:

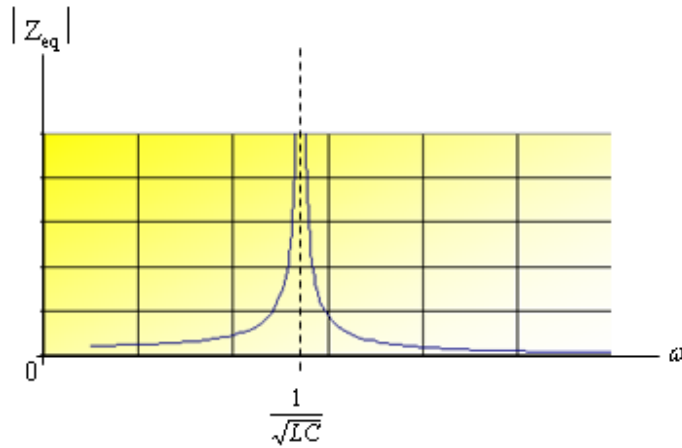


Figura 6.19 Barrido de impedancias.

Cuando el valor de la frecuencia llega a ser igual o muy cercano a $\omega = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, la $Z_{eq} \approx \infty$, por lo que cualquier corriente que se encuentre dentro o cerca a esta frecuencia será amplificada de manera considerable. La frecuencia de resonancia se puede definir de la siguiente manera:

$$(6.18) \quad f_r = f_1 \sqrt{\frac{X_L}{X_C}}$$

donde:

f_1 = frecuencia fundamental a 50-60 hz.

Otra manera de calcular esta frecuencia, también llamada armónica resonante, es utilizando la siguiente fórmula:

$$(6.19) \quad h_r = \sqrt{\frac{MVA_{CC}}{MVAR_{CAP}}}$$

donde:

MVA_{CC} = MVA de corto circuito en el bus donde se instalará el banco.

$MVAR_{CAP}$ = reactivos del banco en MVAR

Si la h_r se encuentra entre $5 < h_r < 13$, existe la posibilidad de que ocurran problemas de resonancia.

Analicemos el siguiente ejemplo para aclarar lo anterior:

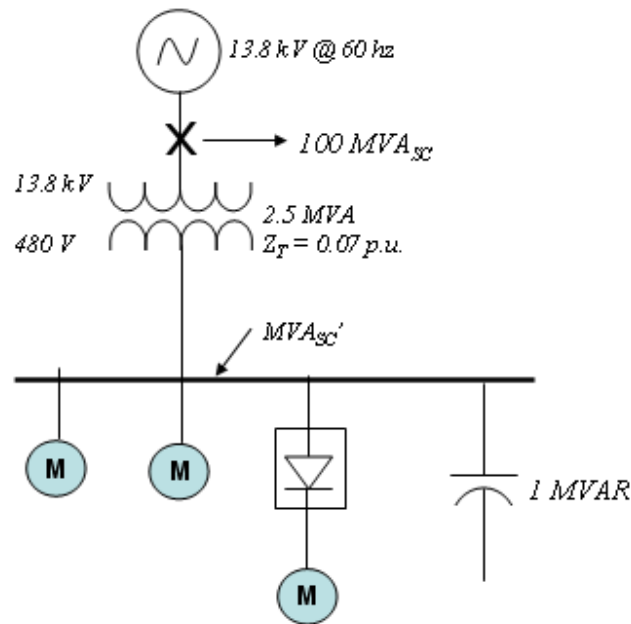


Figura 6.20 Diagrama unifilar de una planta industrial.

Si observamos la figura anterior, podemos ver que tenemos como dato 100 MVA de corto circuito aguas arriba. Cuando se lleva a cabo una instalación eléctrica en una planta o industria, la compañía suministradora de electricidad tiene la obligación en las bases de diseño de entregar este dato. Este dato se entrega en kA y no en MVA. Para obtener los MVA de corto circuito se puede acudir a la siguiente fórmula:

$$(6.20) \quad MVA_{CC} = \sqrt{3}[(kV)(I_{CC})]$$

En este caso la corriente de corto circuito es de 4.18 kA. El siguiente paso a seguir es obtener los MVA de corto circuito en donde se instalará el banco de capacitores. Los $MVA_{SC'}$ se calculan de la siguiente manera:

$$(6.21) \quad MVA_{CC}' = \frac{(MVA_{CC}) \left(\frac{MVA_T}{Z_T} \right)}{MVA_{CC} + \frac{MVA_T}{Z_T}}$$

En el caso de nosotros, los MVA de corto circuito serían los siguientes:

$$MVA_{CC}' = \frac{(100) \left(\frac{2.5}{0.07} \right)}{100 + \frac{2.5}{0.07}}$$

$$MVA_{CC}' = 26.31$$

Si queremos ver si nuestro sistema tendrá problemas de resonancia, calculamos la armónica resonante utilizando la fórmula (6.19). El cálculo se muestra a continuación:

$$h_r = \sqrt{\frac{MVA_{CC}}{MVAR_{CAP}}} = \sqrt{\frac{26.31}{1}}$$

$$h_r = 5.1$$

Observando el resultando anterior, podemos concluir que sí existirán problemas de resonancia en nuestro sistema. El siguiente paso en este caso sería ver la posibilidad de agregar un filtro pasivo a nuestro sistema. Observemos el siguiente circuito:

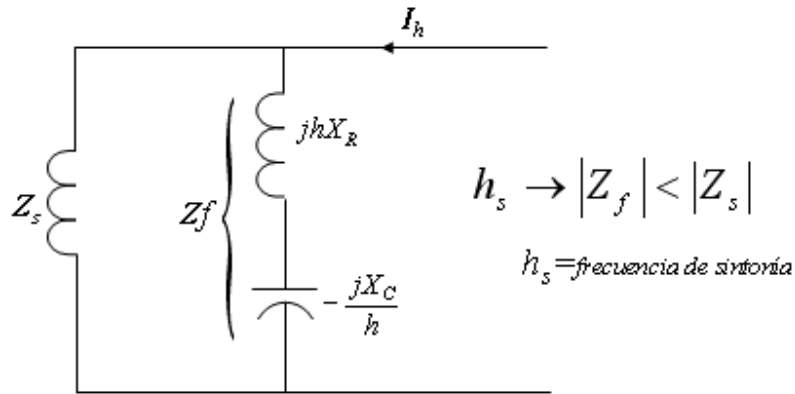


Figura 6.21 Circuito equivalente de la figura 1 agregando reactor en serie al capacitor para formar un filtro pasivo.

El propósito de agregar un reactor en serie con el capacitor es para formar una impedancia muy pequeña (mucho más pequeña que la del sistema) para forzar a las corrientes armónicas a que fluyan a través del filtro. La impedancia equivalente del filtro se escribe como sigue:

$$(6.22) \quad Z_f = j(hX_R - \frac{X_C}{h}) \approx 0$$

En este caso la X_R es la incógnita de la ecuación, y se calcula de la siguiente manera:

$$(6.23) \quad X_R = \frac{X_C}{h_s^2}$$

en donde:

$$(6.24) \quad X_C = \frac{V(kV)^2}{MVAR_{CAP}}$$

La armónica de sintonía h_s se puede calcular con la formula (6.19). Hay que recordar que el filtro no se sintoniza exactamente a la armónica a la que se desea eliminar. Por ejemplo un filtro de 5ta armónica puede tener un rango de sintonización de entre 3.8 a 4.7 dependiendo del filtro a instalar (sintonizado simple o desintonizado).

A continuación analizaremos el siguiente ejemplo anterior para repasar las fórmulas anteriores y tener más claro los conceptos para poder atacar problemas de este tipo con un poco más de claridad. Se tiene el siguiente sistema de potencia:

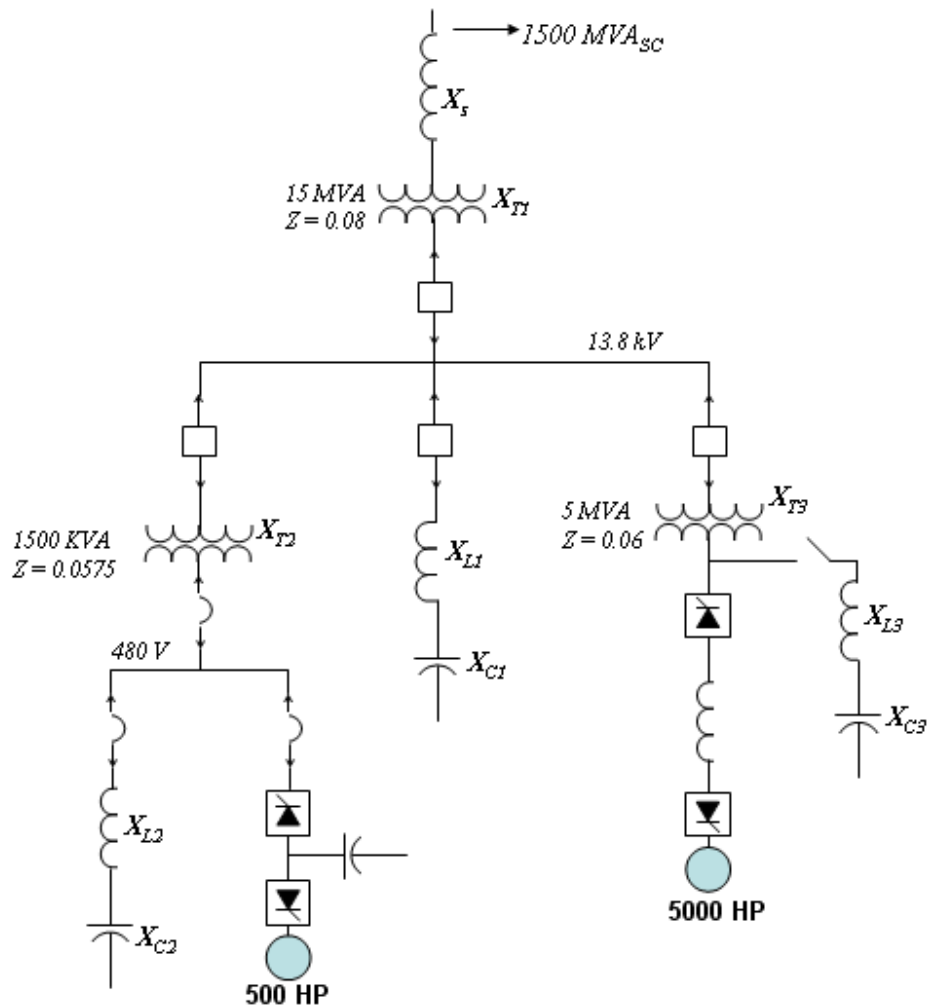
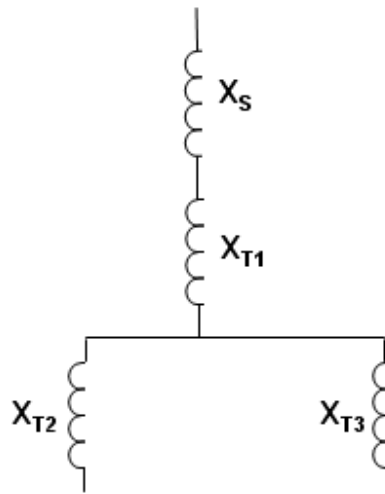


Figura 6.22 Diagrama unifilar de un sistema de potencia eléctrico.

Lo primero que vamos a obtener son los cálculos de corto circuito en MVA en los diferentes buses, calculando primeramente las reactancias de cada transformador. Para facilitar el problema lo resolveremos en sistema por unidad. Definimos una potencia base de 10 MVA. Obtenemos las reactancias de la siguiente manera:



$$X_s = \frac{Base}{MVA_{sc}} = \frac{10}{1500} = 0.0067$$

$$X_{T1} = Z \frac{Base}{MVA_{T1}} = 0.08 \frac{10}{15} = 0.0533$$

El nivel de corto circuito en el bus 13.8 kV se calcula a continuación:

$$\frac{Base}{X_s + X_{T1}} = \frac{10}{0.06} = 166.7 MVA_{cc}$$

$$X_{T2} = Z \frac{Base}{MVA_{T2}} = 0.0575 \frac{10}{1.5} = 0.38$$

El nivel de corto circuito en el bus 480 V es el siguiente:

$$\frac{Base}{X_{T2} + (X_s + X_{T1})} = \frac{10}{0.38 + (0.0067 + 0.0533)} = \frac{10}{0.443} = 22.6 MVA_{cc}$$

$$X_{T3} = \frac{Base}{MVA_{T3}} = 0.06 \frac{10}{5} = 0.12$$

En nivel de corto circuito en el transformador T_3 aguas abajo es:

$$\frac{Base}{X_{T3} + (X_S + X_{T1})} = \frac{10}{0.12 + (0.0067 + 0.0533)} = \frac{10}{0.18} = 55.6 MVA_{CC}$$

Ahora llevaremos a cabo los cálculos de corrección del f.p. La planta se encuentra operando a un f.p. de 0.78 con una carga de 12 MW. A continuación se calculan los kvar necesarios para llevar el f.p. a 0.95.

$$kVA = \frac{KW}{f.p.} = \frac{12,000}{0.78} = 15,385 kVA$$

Debido al f.p. tan pobre, se puede observar que el transformador principal se encuentra sobrecargado. Calculamos los kvar con los que se encuentra trabajando actualmente la planta y los necesarios para llegar a un f.p. de 0.95:

$$k var_{actuales} = kW \tan \cos^{-1} \phi = 12,000(\tan) \cos^{-1}(0.78) = 9,627 k var$$

$$k var_{nuevos} = kW \tan \cos^{-1} 0.95 = 12,000(0.3287) = 3,944 k var$$

Observemos la siguiente figura:

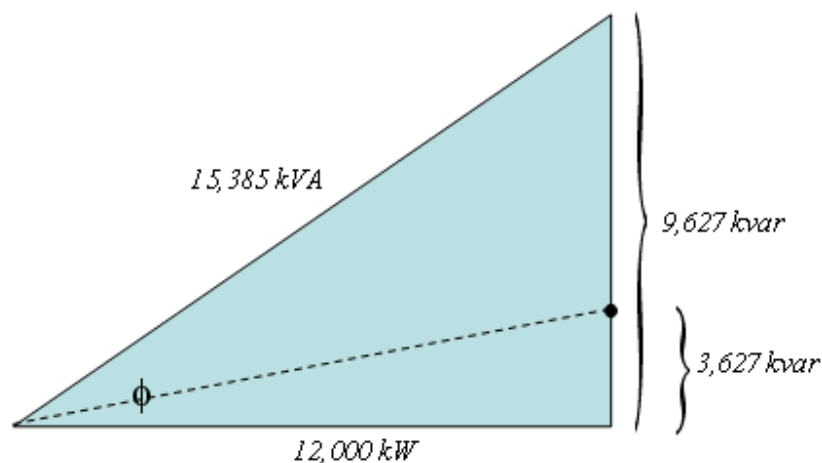


Figura 6.23 Triángulo de potencias.

Analizando el triángulo de potencias, se puede ver con más claridad el tamaño del capacitor que se requiere para llegar a un f.p. = 0.95. El cálculo se muestra a continuación:

$$\text{Tamaño del capacitor} = 9,627 - 3,944 = 5,683 \text{ kvar}$$

Se instalará un capacitor de 6,000 kvar (6 Mvar) usando 10 unidades de 200 kvar por fase, ya que son los valores comerciales.

A continuación se muestran los cálculos para diseñar un filtro de 5ta armónica para el ejemplo anterior.

Lo primero que hay que calcular son los parámetros del filtro, esto se muestra a continuación:

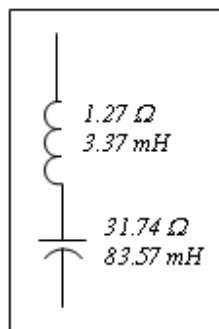
$$X_c = \frac{kV^2}{M \text{ var}} = \frac{13.8^2}{6} = 31.74 \Omega$$

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c} = \frac{1}{2\pi(60)31.74} = 83.57 \mu F$$

Calcularemos ahora la reactancia e inductancia del reactor con un valor de sintonización h = 5:

$$X_L = \frac{X_c}{h^2} = \frac{31.74}{25} = 1.27 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{1.27}{2\pi(60)} = 3.37 \text{ mH}$$



Lo siguiente que hay que calcular son las corrientes y voltajes a las cuales el capacitor, o en este caso el filtro, estarán sujetos ya que son datos importantes a la hora de especificar un filtro. Esto se muestra a continuación:

$$I_c = \frac{V}{X_c - X_L} = \frac{13,800}{\sqrt{3}(X_c - X_L)} = \frac{13,800}{(31.74 - 1.27)\sqrt{3}} = 261A.$$

$$V_{c1} = I_{c1}X_{c1} = (261)(31.74) = 8,284V$$

Si observamos el voltaje monofásico anterior, podemos ver que es mucho mayor que el voltaje para el cual están diseñados los capacitores ($13,800 / 1.73 = 7960$). El capacitor todavía tiene que soportar los voltajes armónicos que se sumarán al voltaje fundamental. Esto se muestra a continuación:

$$V_c = I_{c1}X_{c1} + I_{c5}X_{c5}$$

Si suponemos que tenemos un convertidor estático de potencia de 8 MW y asumimos 1 kVA por kW:

$$I_1 = \frac{8000kW}{\sqrt{3}(13.8)} = 335A.$$

Si la corriente de 5ta armónica es generalmente $1/5 = 0.2$ de la fundamental:

$$335 \times 0.2 = 67A.$$

Ahora finalmente calculamos cuál será el voltaje al cual estará expuesto un capacitor de 7960 V:

$$V_c = I_{c1}X_{c1} + I_{c5}X_{c5} = (261)(31.74) + (67)\left(\frac{31.74}{5}\right) = 8,709V$$

$$\frac{8709V}{7960V} = 1.094p.u.$$

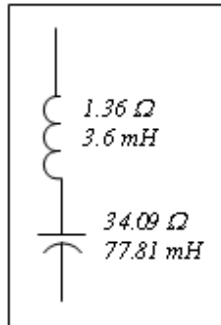
Un capacitor de 7,960V no soportará estar operando a voltajes de 8,709V por lo que este diseño no es el adecuado.

En lugar de instalar 10 unidades de 200 kvar a 7,960V por fase, se instalarán 11 unidades de 200 kvar a 8660V por fase para el nuevo diseño. Se aumentan las unidades de capacitores ya que al aumentar el voltaje de operación de éste, disminuyen los kvar efectivos de salida del mismo, como se vio en la sección 6.5. El diseño se muestra a continuación:

$$X_C = \frac{kV^2}{MVAR} = \frac{(8,660\sqrt{3})^2}{6.6} = 34.09\Omega$$

$$X_L = \frac{X_C}{h^2} = \frac{34.09}{25} = 1.36\Omega$$

Este diseño se muestra en la siguiente figura:



Calculamos de nuevo el voltaje para el cual estará expuesto el capacitor ya con los nuevos parámetros:

$$V_C = I_{C1}X_{C1} + I_{C5}X_{C5} = (243)(34.09) + (67)\left(\frac{34.09}{5}\right) = 8284 + 457 = 8,741V$$

$$\frac{8741V}{8660} = 1.009 p.u.$$

Este voltaje ya es mucho más aceptable, de esta manera la vida del capacitor no se reducirá como en el diseño anterior causado por excesivos voltajes. Es importante también calcular las corrientes rms que fluirán a través del reactor para evitar sobrecalentamiento en el mismo.

$$I = \sqrt{(243)^2 + (67)^2} = 252 A.$$

Aparte de la corriente fundamental y la de sintonización, otras corrientes armónicas fluirán a través del filtro dependiendo de la razón de impedancias que exista entre el sistema y el filtro. Un buen factor de incremento para la corriente en estos casos es de 1.2.

$$\therefore I = 1.2(I_{rms}) = (1.2)(252) = 302 A.$$

Después de instalar un filtro en el sistema se puede llevar a cabo una división de corrientes para ver realmente cuanta corriente el filtro esta absorbiendo y cuanta fluirá hacia el sistema. Para hacer esto se realizó un circuito equivalente entre el sistema y el filtro mostrado en la siguiente figura:

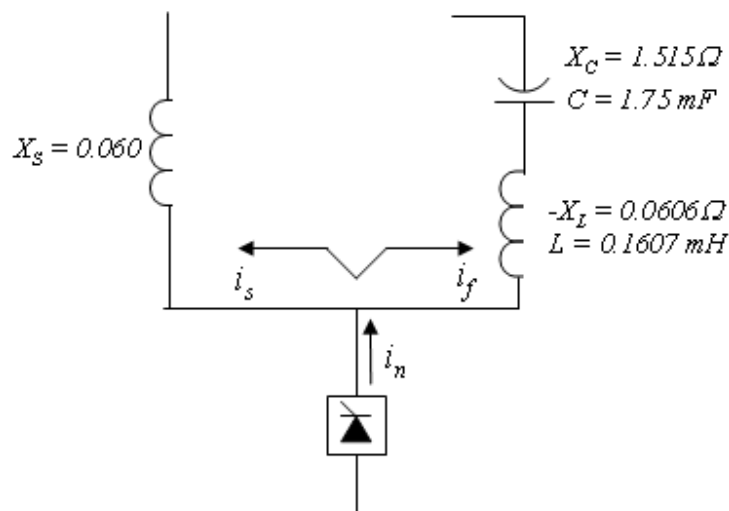


Figura 6.24 División de corrientes entre el sistema y el filtro.

Las ecuaciones de división de corriente en este circuito se muestran a continuación:

$$i_s = \frac{(X_C + X_L)}{X_s + (X_C + X_L)}$$

$$i_f = \frac{X_s}{X_s + (X_c + X_L)}$$

Si suponemos por ejemplo que hay una corriente de 30A de 11va armónica fluyendo hacia el sistema, queremos averiguar cuanto porcentaje de esta corriente realmente absorberá el filtro y cuanta fluirá hacia el sistema. Lo primero que hay que hacer es calcular las reactancias y capacitancias a esta frecuencia (660 hz). A continuación se muestran los cálculos:

$$X_L = 2\pi(660\text{hz})(0.1607\text{mH}) = 0.666\Omega$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi(660\text{hz})(1.75\text{mF})} = 0.137\Omega$$

Primeramente calculamos la corriente que fluirá hacia el sistema, posteriormente la del filtro:

$$I_s = \frac{(0.137 - 0.666)}{(0.666 - 0.137) + 0.666} (30A) = 13.28A$$

$$I_f = 30 - 13.28 = 16.719A$$

Sacando porcentajes de lo anterior, el filtro atrapará 55.8% de cualquier corriente de 11va armónica, además de la corriente de 5ta armónica. Para diferentes armónicas o frecuencias, el filtro atrapará diferente cantidad de porcentaje de inyección de estas, dependiendo de la sintonización del mismo.

El ejemplo anterior es importante para repasar los conceptos básicos de diseño de filtros sin la ayuda de un paquete computacional, para que cuando lleguemos a usarlos, sepamos interpretar correctamente los resultados arrojados por el mismo.

6.8 Caso de estudio de armónicas

Para hacer un estudio de armónicas en nuestro sistema se decidió escoger una subestación que contenía gran cantidad de cargas no lineales. Revisando cada una de las subestaciones, se escogió finalmente la T15, mostrada a continuación en la siguiente figura:

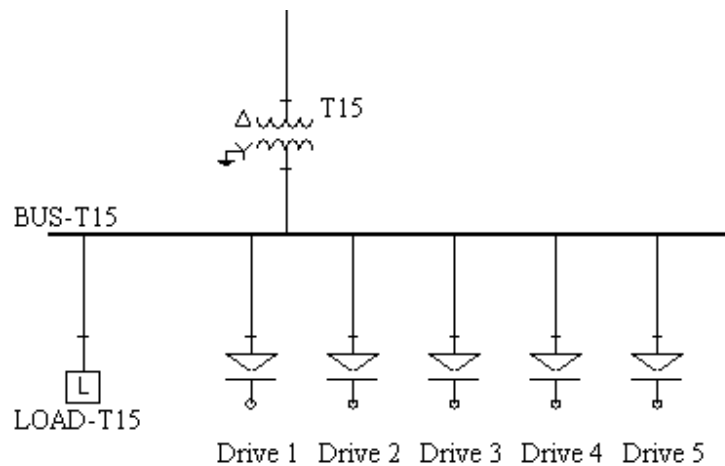


Figura 6.24 Diagrama unifilar de la subestación T15.

Esta subestación cuenta con un transformador de 13200-440/254 Δ -Y Z = 7%, 1000 kVA el cual tiene conectado 5 prensas industriales las cuales están controladas por 5 variadores de velocidad de 12 pulsos. A continuación en la siguiente figura se ilustra uno de ellos:



Figura 6.25 Variador de velocidad de 12 pulsos marca Mitsubishi.

El sistema eléctrico de esta compañía como ya se mencionó anteriormente cuenta con un sistema de monitoreo el cual registra en tiempo real los kW, kVAr y f.p. de cada subestación, así

como voltajes y corrientes de cada fase, en baja tensión. La siguiente figura muestra una pantalla del sistema de monitoreo para la Sub-T15, sin bancos ni filtros instalados:

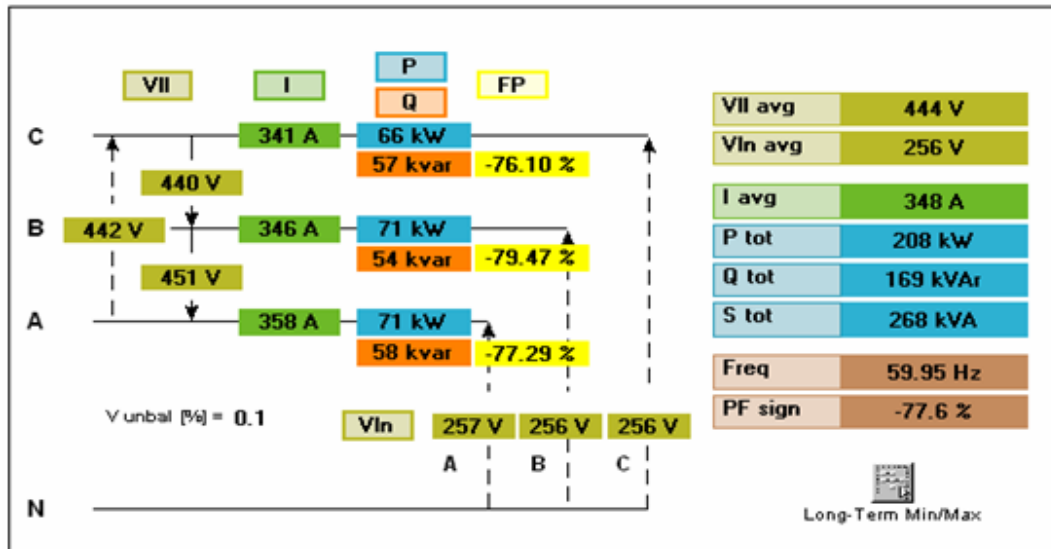


Figura 6.26 Datos del sistema de monitoreo para T15 a plena carga.

Esta información nos indica que la Sub-T15 se encuentra balanceada con una demanda promedio de 208 kW y con un factor de potencia pobre de 77.6 (-). Posteriormente se visitó la subestación y se realizaron mediciones con un Fluye 43B en una de las fases del transformador; esto se puede apreciar en la siguiente figura:



Figura 6.27 Medición en campo en una de las fases del transformador T15.

A continuación en las siguientes figuras se ilustran las mediciones de formas de onda de corriente y voltaje, así como los espectros de armónicas:

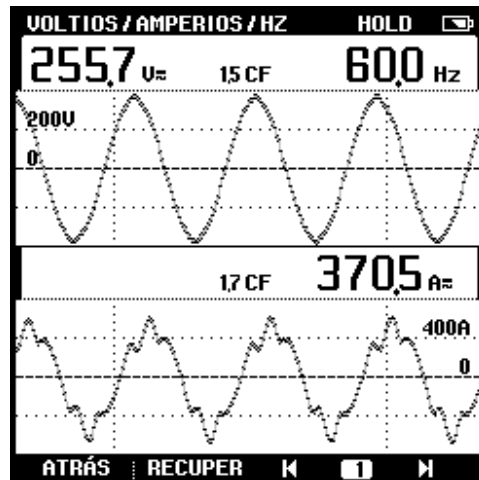


Figura 6.28 Voltaje y corriente en T15 sin capacitor ni filtro instalado.

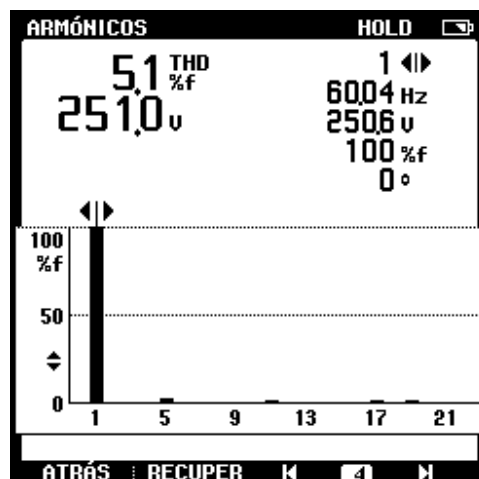


Figura 6.29 Espectro de armónicas de voltaje en T15.

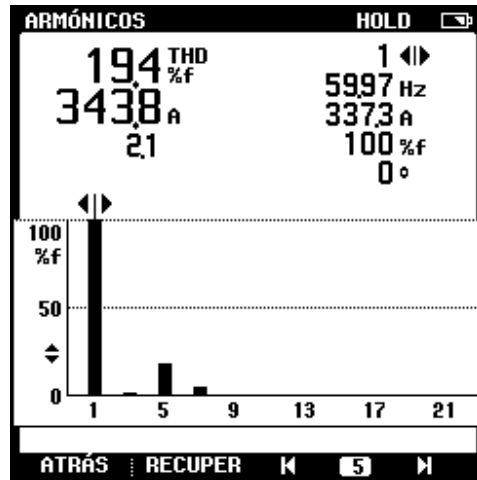


Figura 6.30 Espectro de armónicas de corriente en T15.

Se quiere diseñar un filtro para aportar kVAr al sistema y lograr un factor de potencia final de 0.92 (-) en esta subestación, además de atenuar la 5ª armónica con un filtro desintonizado, ya que es la armónica de mayor magnitud. Existen varios pasos para lograr un buen diseño de un filtro, y a continuación se describe cada uno de ellos.

1. Definir los kVAr de desplazamiento. Como ya se han calculado anteriormente, obtenemos los kVAr necesarios para lograr un f.p. de 0.92 (-). A continuación se muestra el cálculo:

$$Q_{cap} = 208kW \cdot [\tan(a \cos(0.77)) - \tan(a \cos(0.92))]$$

$$Q_{cap} = 83.74 \text{ kVAr} = 85 \text{ kVAr}$$

2. Observar el espectro de armónicas. Si se observa la figura 6.30, podemos apreciar armónicas de 3ra, 5ta y 7ma, las de 11va y 13va se pueden despreciar ya que su magnitud no es significativa.

3. Elegir la armónica a filtrar. En este caso la armónica con mayor magnitud es la 5ta, por lo que se diseñará un filtro para atenuar esta frecuencia.

4. Elección del tipo de filtro. El filtro puede ser sintonizado (absorción) o desintonizado (rechazo). Un filtro sintonizado tiene una sintonía ligeramente por debajo de la armónica que se desea filtrar, mientras que un filtro desintonizado tiene una sintonía notoriamente debajo de esa armónica [2]. En este caso optaremos por utilizar un filtro de rechazo ($h = 3.8$) ya que su costo es menor a un filtro sintonizado. Uno de los factores que contribuye al mayor costo de los filtros

sintonizados es que en los reactores circulará una mayor corriente, ya que absorben más corriente armónica que los reactores de un filtro desintonizado. Además del precio, otra ventaja de los filtros desintonizados es que son más difíciles de sobrecargar que los sintonizados [2]. La Tabla 6.4 resume estos puntos.

	Sintonizado	Desintonizado
Mayor absorción	x	
Menor precio		x
Menor posibilidad de sobrecarga		x

Tabla 6.4 Comparación de filtros pasivos [2].

5. Cálculo de los parámetros del filtro. A continuación se muestra los cálculos de la reactancia del capacitor X_C , la reactancia del reactor X_L y la inductancia del mismo.

$$X_C = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{85,000}$$

$$X_C = 2.2776\Omega @ 60hz$$

$$X_L = \frac{X_C}{(h_s)^2} = \frac{2.2776}{(3.8)^2}$$

$$X_L = 0.1577\Omega @ 60hz$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{0.1577}{2\pi(60)}$$

$$L = 0.4183mH$$

Calculamos el factor de resonancia con estos parámetros del filtro para ver si cae en una frecuencia donde pueda haber peligro de resonancia:

$$h_r = \frac{1}{\sqrt{\frac{MVA_r}{MVA_{SC}} + \frac{1}{h_f^2}}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{.085}{15.8} + \frac{1}{3.8^2}}} = 3.66$$

A continuación se muestra el barrido de frecuencias con estos parámetros de filtro:

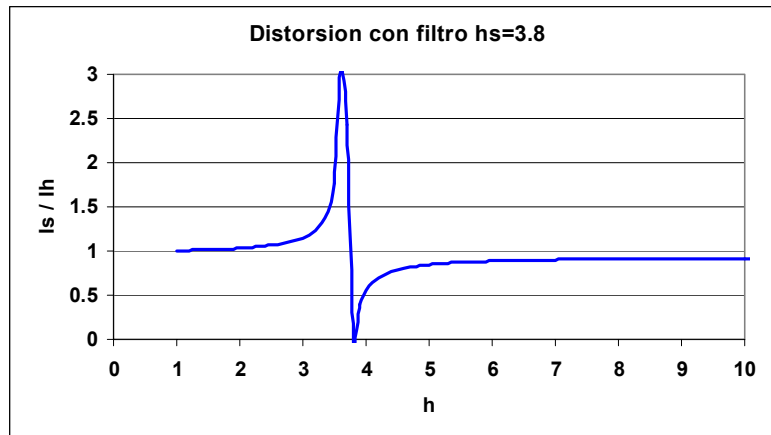


Figura 6.31. Barrido de frecuencias de sub-T15 con filtro sintonizado a la 3.8.

Observando la figura anterior, vemos como el sistema entra en resonancia aproximadamente a la armónica $h = 3.6$ (como se calculó anteriormente), y filtra en $h = 3.8$. Debido a que no existen armónicas dentro de esta frecuencia, el problema de resonancia en este caso no es de preocupación.

6. Especificación del reactor y del capacitor. Lo que hay que hacer primeramente es calcular la corriente rms que fluirá a través del reactor, ya que es un dato que el fabricante del filtro necesita saber, para diseñar adecuadamente el reactor. El cálculo se realiza usando la siguiente fórmula:

$$I_{rms\ filtro} = \sqrt{I_{1rms}^2 + I_{3rms}^2 + I_{5rms}^2 + I_{7rms}^2 + \dots + I_{nrms}^2}$$

Primeramente calcularemos la corriente rms fundamental:

$$I_{1rms} = \frac{Q_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} = \frac{85,000}{\sqrt{3} \cdot 440} = 111.53 A$$

Otra manera de calcular esta corriente tomando en cuenta la sintonía del filtro es usando la siguiente ecuación:

$$I_{rms} = \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}X_C} \left[\frac{h_s^2}{h_s^2 - 1} \right] = \frac{440}{\sqrt{3} \cdot 2.2776} \left[\frac{(3.8)^2}{(3.8)^2 - 1} \right] = 119.83 A$$

El siguiente circuito nos ayuda a visualizar el cálculo de las corrientes rms de cada armónica que faltan por obtener:

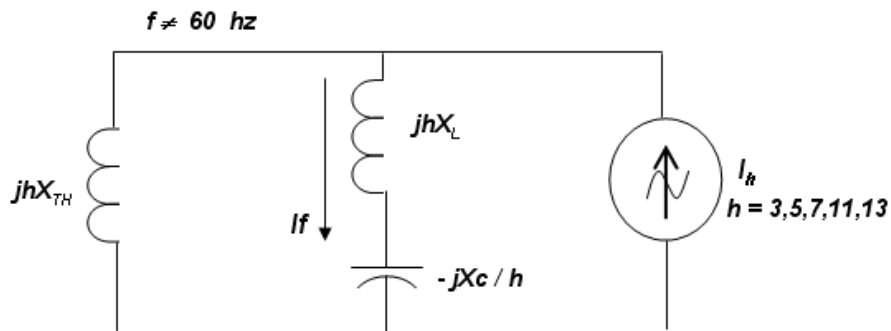


Figura 6.32 Equivalente del sistema de potencia a frecuencias por arriba de la fundamental.

La corriente que nos interesa es la que fluye a través del filtro y se calcula con una división de corrientes como se muestra a continuación:

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right]$$

donde:

Z_{sh} = Impedancia de Thevenin del sistema a esa frecuencia

Z_{fh} = Impedancia equivalente del filtro a esa frecuencia

I_h = Corriente armónica rms que fluye hacia el sistema

I_{fh} = Corriente rms que absorberá el filtro a esa frecuencia

Primeramente calcularemos la reactancia de Thevenin (jhX_{TH}) del sistema, de la siguiente manera:

$$X_{SC} = X_{TH} = \frac{VA_{SC}'}{(V_{LL})^2} @ 60Hz$$

Es necesario saber el nivel de corto circuito en VA en la subestación donde se instalará el filtro (sub-T15) para poder conocer la reactancia de Thevenin del sistema en ese punto. Para ello se llevó a cabo un estudio de corto circuito con la ayuda del software SKM para obtener el nivel de corto circuito trifásico en el bus de baja tensión de la sub-T15. A continuación se muestran los resultados:

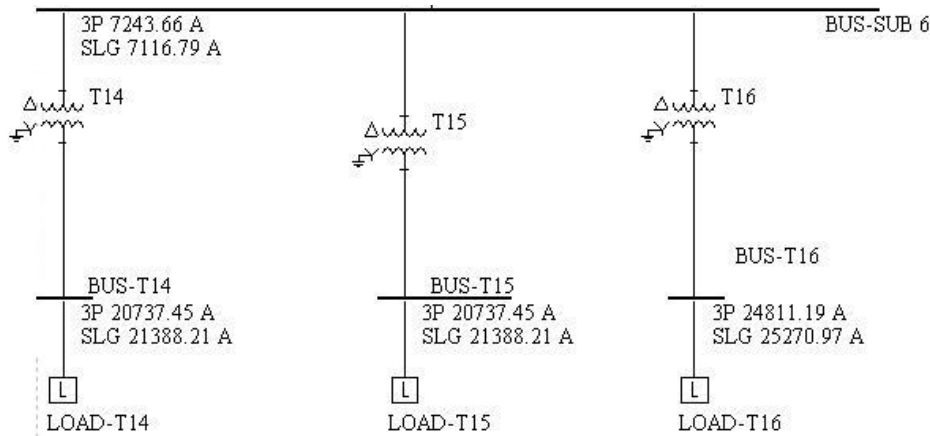


Figura 6.33 Análisis de corto circuito en los buses del sistema eléctrico.

Observando la figura anterior, podemos ver que el nivel de corto circuito trifásico en el bus de 440V de la sub-T15 es de 20,737.45 A. Es necesario obtenerlo en VA_{SC} para poder obtener la reactancia del sistema.

$$VA_{SC} = \sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot I_{SC} = \sqrt{3}(440)(20,737.45)$$

$$VA_{SC'} = 15,804,059.48 = 15.8MVA_{SC}$$

$$X_{SC} = X_{TH} = \frac{(V_{LL})^2}{VA_{SC}'} = \frac{(440)^2}{15,804,059.48}$$

$$X_{SC} = 0.01225\Omega$$

La impedancia equivalente del filtro dependiendo del orden armónico se muestra a continuación:

$$Z_f = j \left(hX_L - \frac{X_C}{h} \right)$$

En este caso solo se considerará la 5ta y 7ma armónica, ya que son las únicas con una magnitud importante. La impedancia del filtro para cada una de ellas es el siguiente:

$$Z_f = j \left((5)(0.1577) - \frac{2.2776}{5} \right) = j0.33298$$

$$Z_f = j \left((7)(0.1577) - \frac{2.2776}{7} \right) = j0.7785$$

Hacemos el cálculo de la corriente de 5ta armónica que fluirá a través del filtro:

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 68.76 \left[\frac{j(5)(0.01225)}{j(5)(0.01225) + j0.33298} \right] = 10.68 A$$

De nuevo realizamos el mismo cálculo pero con la 7ma armónica:

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 17.19 \left[\frac{j(7)(0.01225)}{j(7)(0.01225) + j0.7785} \right] = 1.705 A$$

Observando las divisiones de corrientes anteriores, podemos ver claramente como el filtro se esta llevando muy poco porcentaje de la corriente armónica ya que se encuentra sintonizado a la 3.8, y debido a que los kVAr del filtro (85 kVAr) en comparación con el tamaño del transformador (1000 kVA) es aproximadamente del 10%, siendo este porcentaje muy pequeño. A continuación se cambiará la sintonía del filtro a 4.7 para observar los cambios en porcentaje a la hora de filtrar la corriente armónica. Posteriormente se aumentará los kVAr del filtro a un 30% del transformador cambiando las sintonías del filtro (3.8 y 4.7) para también observar sus cambios.

A continuación se calculan los parámetros del filtro sintonizado a la 4.7 con 85 kVAr:

$$X_C = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{85,000} = 2.277 \Omega$$

$$X_L = \frac{X_C}{(h_s)^2} = \frac{2.2776}{(4.7)^2} = 0.1031 \Omega$$

$$Z_f = j \left((5)(0.1031) - \frac{2.2776}{5} \right) = j0.06001$$

$$Z_f = j \left((7)(0.1031) - \frac{2.2776}{7} \right) = j0.3963$$

Con estos nuevos valores calculamos la corriente 5ta y 7ma que fluirá a través del filtro,

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 68.76 \left[\frac{j(5)(0.01225)}{j(5)(0.01225) + j0.06001} \right] = 34.73 A$$

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 17.19 \left[\frac{j(7)(0.01225)}{j(7)(0.01225) + j0.3963} \right] = 3.05 A$$

La frecuencia de resonancia con estos nuevos parámetros es la siguiente:

$$h_r = \frac{1}{\sqrt{\frac{MVA_r}{MVA_{SC}} + \frac{1}{h_f^2}}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{.085}{15.8} + \frac{1}{4.7^2}}} = 4.44$$

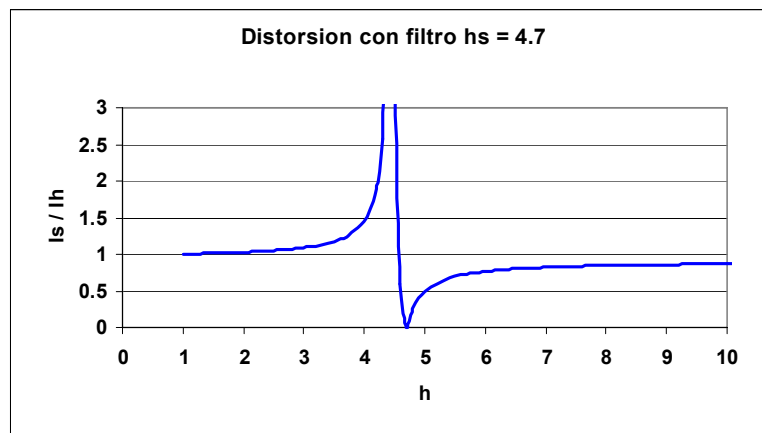


Figura 6.34 Barrido de frecuencias en sub-T15 con filtro sintonizado en $h = 4.7$.

El barrido de frecuencias para este caso se desplaza hacia la derecha, amplificándose en la armónica 4.44 y filtrando en $h = 4.7$. Debido a que no existen armónicas en la frecuencia de amplificación, tampoco tenemos problemas por resonancia en este caso. Observando los resultados de los cálculos anteriores vemos claramente como aumenta el porcentaje de filtrado cambiando el orden de sintonía del filtro.

Aumentamos los kVAr a un 30% del transformador y observamos los cambios:

$$X_c = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{300,000} = 0.6453\Omega$$

$$X_L = \frac{X_c}{(h_s)^2} = \frac{0.6453}{(3.8)^2} = 0.0446\Omega$$

$$Z_f = j\left((5)(0.0446) - \frac{0.6453}{5}\right) = j0.0943$$

$$Z_f = j\left((7)(0.0446) - \frac{0.6453}{7}\right) = j0.22$$

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 68.76 \left[\frac{j(5)(0.01225)}{j(5)(0.01225) + j0.0943} \right] = 27.07 A$$

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 17.19 \left[\frac{j(7)(0.01225)}{j(7)(0.01225) + j0.22} \right] = 5.158 A$$

$$h_r = \frac{1}{\sqrt{\frac{MVA_r}{MVA_{sc}} + \frac{1}{h_f^2}}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{.3}{15.8} + \frac{1}{3.8^2}}} = 3.366$$

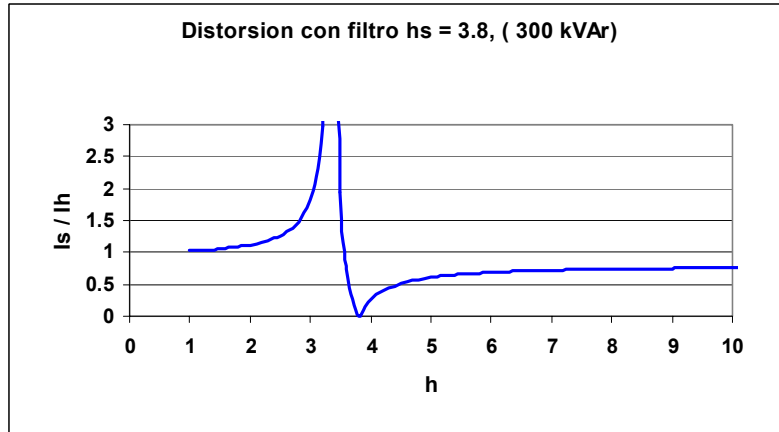


Figura 6.35 Barrido de frecuencias en sub-T15 con filtro sintonizado en $h = 3.8$ y 300 kVAr..

Se observa claramente con los cálculos anteriores como el tamaño del capacitor (kVAr) en comparación al transformador afecta considerablemente el porcentaje de filtrado del filtro. Entre más robusto el banco, mayor capacidad de filtrado tendrá.

Se hacen de nuevo los mismos cálculos anteriores cambiando la sintonía en $h = 4.7$:

$$X_c = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{300,000} = 0.6453\Omega$$

$$X_L = \frac{X_c}{(h_s)^2} = \frac{0.6453}{(4.7)^2} = 0.0292\Omega$$

$$Z_f = j\left((5)(0.0292) - \frac{0.6453}{5}\right) = j0.017$$

$$Z_f = j\left((7)(0.0292) - \frac{0.6453}{7}\right) = j0.1123$$

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 68.76 \left[\frac{j(5)(0.01225)}{j(5)(0.01225) + j0.017} \right] = 53.82A$$

$$I_f^h = I_h \left[\frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_f^h} \right] = 17.19 \left[\frac{j(7)(0.01225)}{j(7)(0.01225) + j0.1123} \right] = 7.442 A$$

Calculamos la frecuencia de resonancia con estos nuevos parámetros:

$$h_r = \frac{1}{\sqrt{\frac{MVA_r}{MVA_{SC}} + \frac{1}{h_f^2}}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{.3}{15.8} + \frac{1}{4.7^2}}} = 3.94$$

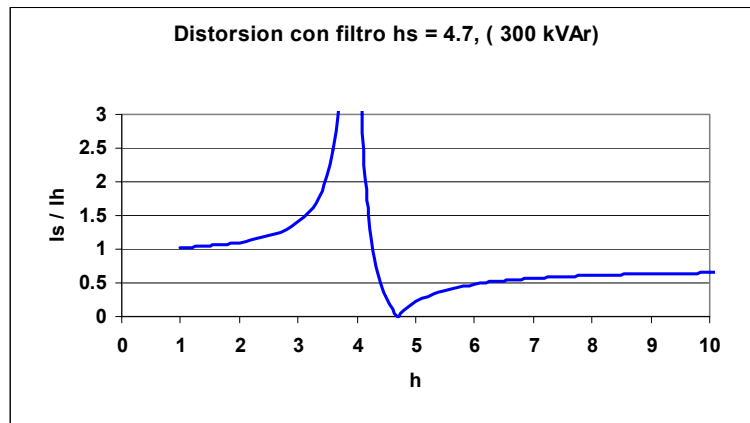


Figura 6.36 Barrido de frecuencias en sub-T15 con filtro sintonizado en $h = 4.7$ y 300 kVAr.

Dependiendo de la necesidad del cliente, si se requiere filtrar de manera importante las corrientes armónicas y bajar el THD tanto de corriente como de voltaje, son las consideraciones que se toman para diseñar el filtro. En nuestro caso no era tan importante filtrar corrientes armónicas ya que el THD de voltaje no era tan severo, por lo que se decidió sintonizar a la 3.8 y corregir el f.p. como objetivo primordial. A continuación se muestra una tabla con el resumen de los cálculos anteriores para ver con más claridad las diferencias de filtros:

Porcentaje de filtrado $h = 5$		
h	85 kVAr	300 kVAr
3.8	15.53%	39.37%
4.7	50.51%	78.27%

Tabla 6.5 Comparación de filtrado con diferentes tamaños y sintonías de filtro de quinta armónica.

Calcularemos la corriente que fluirá a través del reactor con el filtro de $h = 3.8$ y 85 kVAr:

$$I_{rms\ filtro} = \sqrt{I_{1rms}^2 + I_{5rms}^2 + I_{7rms}^2} = \sqrt{(111.53)^2 + (10.68)^2 + (1.705)^2}$$

$$I_{rms\ filtro} = 132.11A$$

El voltaje entre líneas del 60 Hz en el capacitor está dado por:

$$V_C = \sqrt{3}X_C \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot (2.2776)(111.53) = 439.97V_{LL}$$

Si tomamos en cuenta la sintonía del capacitor, el voltaje es el siguiente:

$$V_{C1} = V_C \frac{h_s^2}{h_s^2 - 1} = 439.9 \left[\frac{(3.8)^2}{(3.8)^2 - 1} \right] = 472.71$$

Como podemos observar, existe una elevación de voltaje debido a que el reactor del filtro como ya se mencionó anteriormente ocasiona un incremento del voltaje fundamental, ya que consume una mínima cantidad de reactivos que el mismo capacitor está entregando al sistema. El aumento de voltaje se incrementará aún más conforme el punto de sintonización se disminuye. Esto hace que el capacitor requiera de un voltaje de placa mayor al voltaje del sistema al cual se instalará.

Se tomaron mediciones con el sistema de monitoreo después de instalar el filtro desintonizado y se obtuvo lo siguiente:

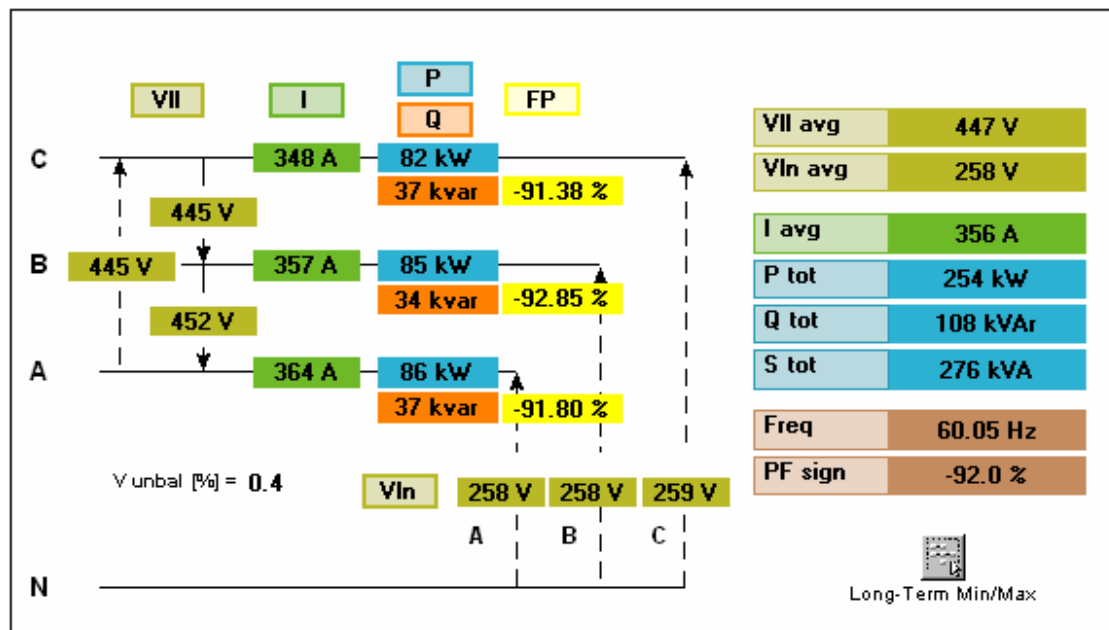


Figura 6.37 Datos del sistema de monitoreo para T15 a plena carga con filtro instalado.

Observando la figura anterior, vemos claramente como el factor de potencia si alcanzó el 0.92 (-). Se tomaron las mismas mediciones con el fluye 43B como se observa en la Figura 6.27 y se obtuvo lo siguiente:

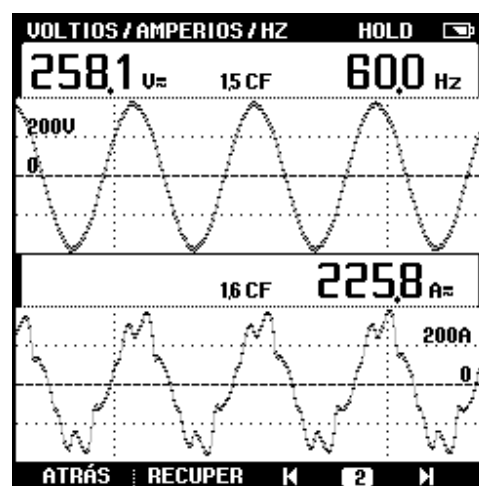


Figura 6.38 Voltaje y corriente en T15 con filtro instalado.

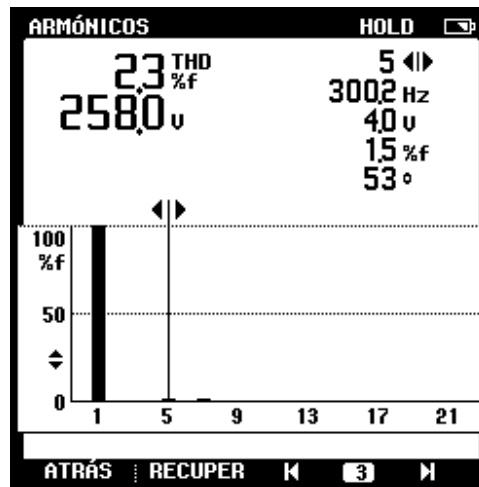


Figura 6.39 Espectro de armónicas de voltaje en T15 con filtro instalado.

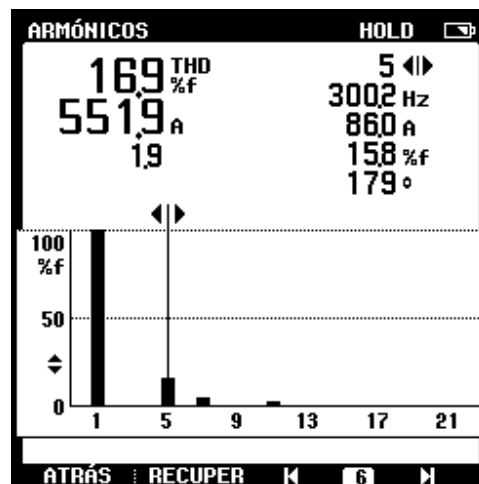


Figura 6.40 Espectro de armónicas de corriente en T15 con filtro.

Analizando las mediciones en las figuras anteriores, podemos observar claramente como disminuye el THDv de 5.1% a 2.3% en distorsión de voltaje. El THDi se reduce de 19.4% a 16.9%. Debido a que la carga en la subestación está variando constantemente, las mediciones en tiempo real también se encuentran variando, por lo que es difícil saber con precisión cuanta distorsión se disminuye realmente. A continuación en la siguiente figura se muestra el filtro de armónicas que se instaló en esta subestación.



Figura 6.41 Filtro de armónicas en baja tensión..

Otras de las mediciones que se hicieron fue instalar un solo banco de capacitores sin reactor en serie, para ver como reaccionaría la distorsión y las formas de onda. El sistema de monitoreo capturó lo siguiente:

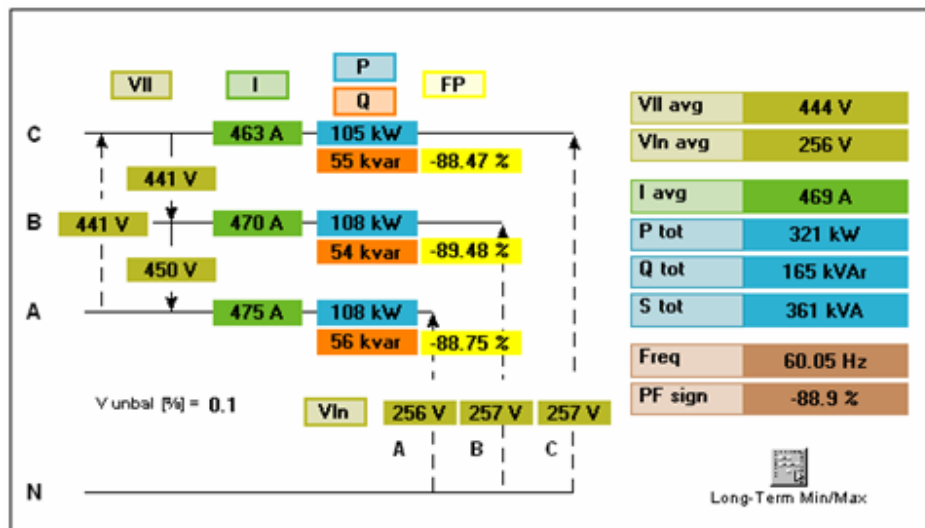


Figura 6.42 Datos del sistema de monitoreo para T15 con capacitor instalado.

Este banco de capacitores corrige hasta un factor de potencia de .88 (-), como podemos observar en la figura anterior. Si calculamos los kVAr de este banco se tiene:

$$Q_{cap} = 321kW \cdot [\tan(a \cos(0.77)) - \tan(a \cos(0.889))] = 100kVAr$$

Calculamos los parámetros del capacitor de la siguiente manera:

$$X_C = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{100,000} = 1.936$$

La armónica de resonancia se calcula de la siguiente manera:

$$h_r = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{MVAr}} = \sqrt{\frac{15.8}{0.1}} = 12.56$$

Si hacemos un barrido de frecuencias con estos parámetros obtenemos lo siguiente:

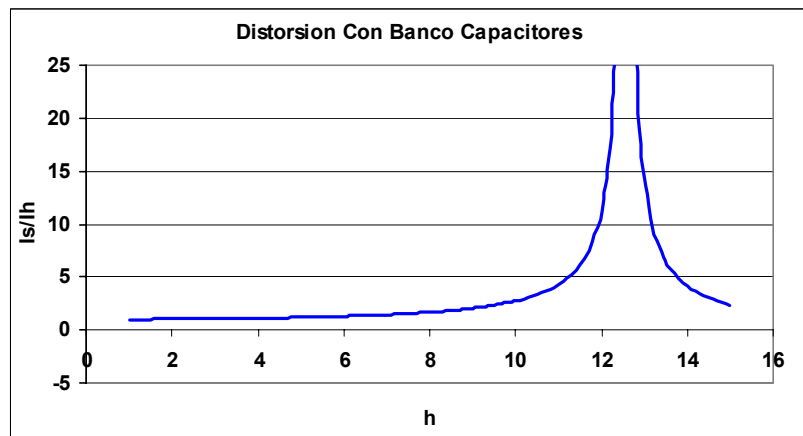


Figura 6.43 Barrido de frecuencias en sub-T15 con banco de capacitores de 100 kVAr.

Con estos parámetros instalados, el banco entraría en resonancia cerca de la armónica $h = 13$.

Se hicieron mediciones con el fluke 43B y se obtuvo lo siguiente:

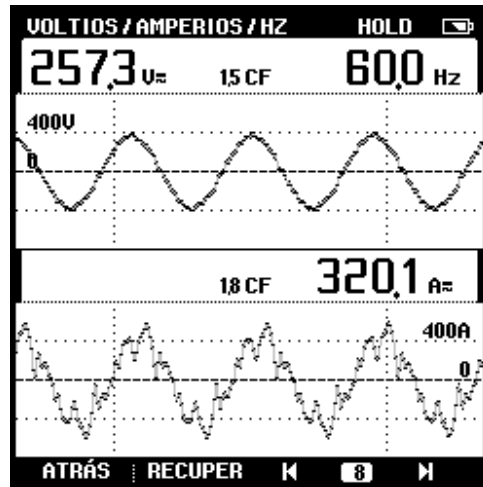


Figura 6.44 Voltaje y corriente en T15 con capacitor instalado.

En la figura anterior podemos ver claramente que al introducir el capacitor, la forma de onda de corriente se distorsiona considerablemente. En las siguientes mediciones se muestra el THD de corriente y voltaje.

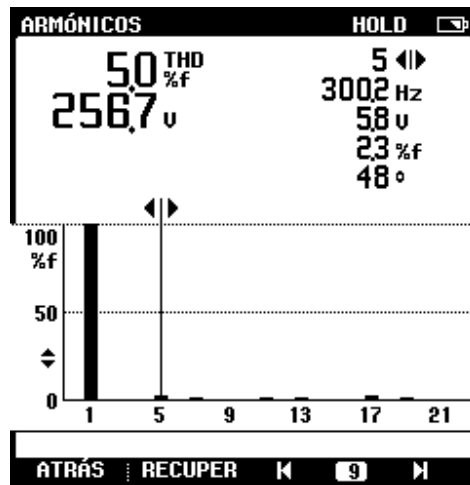


Figura 6.45 Espectro de armónicas de voltaje en T15 con capacitor instalado.

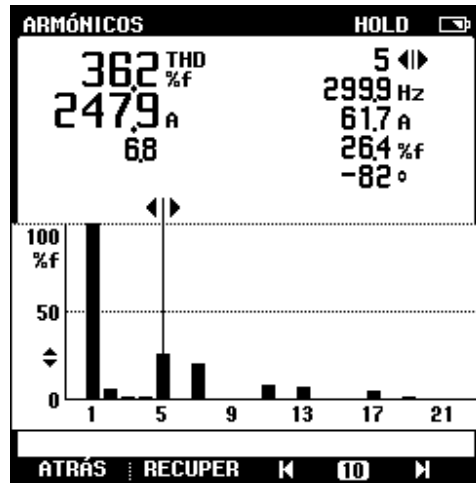


Figura 6.46 Espectro de armónicas de corriente en T15 con capacitor.

En la Fig. 6.46 se ve con más claridad como aumenta el THD de corriente, produciendo inclusive corrientes pares como la 2da y 4ta armónica, corrientes que no habían aparecido anteriormente.

Se decidieron aumentar los kVAr en el banco para ver como se desplaza la armónica de resonancia y se obtuvieron los siguientes resultados:

$$X_C = \frac{(V_{LL})^2}{Q_{3\phi(VAr)}} = \frac{(440)^2}{300,000} = 0.6453$$

$$h_r = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{MVA_r}} = \sqrt{\frac{15.8}{0.3}} = 7.25$$

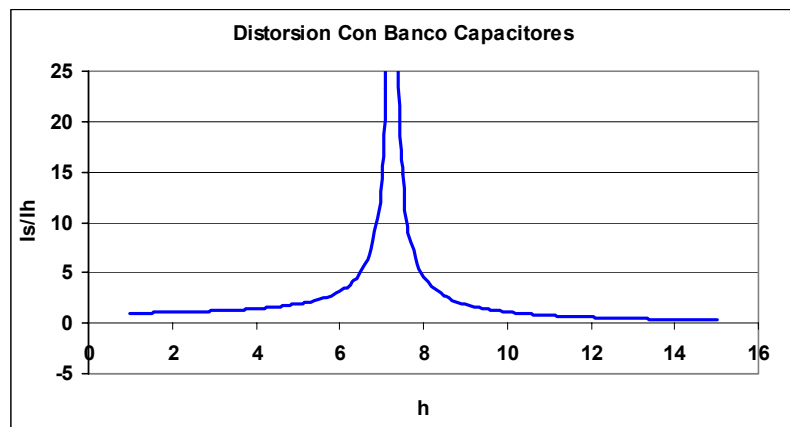


Figura 6.47 Barrido de frecuencias en sub-T15 con banco de capacitores de 300 kVAr.

Se ve claramente en la Figura 6.47 como se desplaza la armónica de resonancia a la hora de aumentar el tamaño del capacitor. Con esta cantidad de kVAr el banco entraría en resonancia con el sistema ya que se amplifica la 7ma armónica, por lo tanto esta instalación sería inaceptable.

Otras de las pruebas que se hicieron fue tomar la forma de onda del voltaje a la hora de energizar el banco de capacitores. La siguiente figura muestra la medición obtenida:

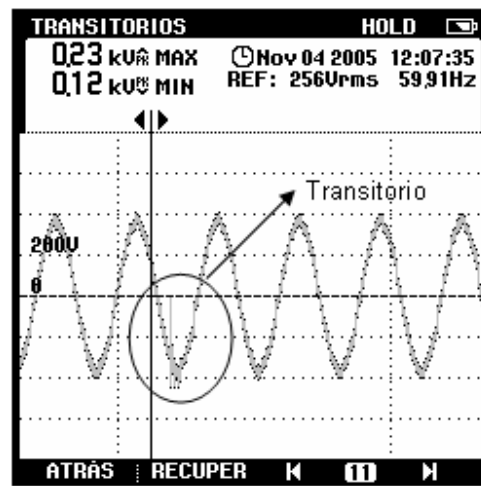


Figura 6.48 Transitorio producido por conexión de capacitor en T15.

En la siguiente figura se aprecia el transitorio con más claridad:

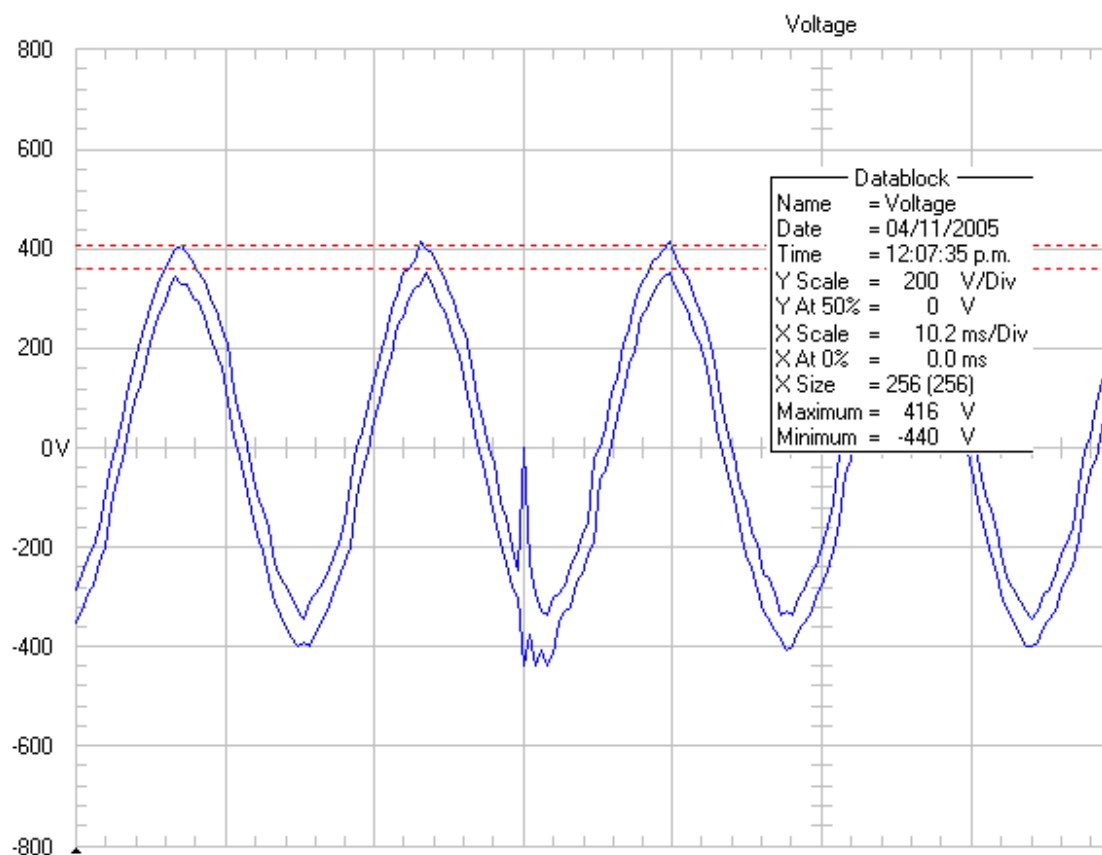


Figura 6.49 Transitorio producido por conexión de capacitor en T15.

Se intentó registrar transitorios a la hora de conectar el filtro pero el medidor no detectó ninguno, debido a la presencia del reactor. Esta es otra de las ventajas de tener un filtro ya que amortigua los transitorios a la hora de conectar el banco, y evita problemas como daños de tarjetas en equipo electrónico, entre otros.

La Tabla 6.6 presenta una comparación cuantitativa de la distorsión armónica y del factor de potencia de los tres casos analizados anteriormente.

Variable	Configuración Original	Con Capacitor	Con Filtro
THDi	19.40%	36.20%	16.90%
THDv	5.10%	5.00%	2.30%
FP	77.6 (-)	88.9 (-)	92.0 (-)

Tabla 6.6 Comparación cuantitativa de THD y f.p. de tres casos diferentes en sub-T15.

Conclusiones.

La Tabla 6.6 demuestra como la instalación de un filtro comparado con un capacitor es prácticamente superior en todos los aspectos, ya que corrige el factor de potencia, reduce los sobrevoltajes transitorios a la hora de energizar el equipo, absorbe dependiendo de la sintonización, poca o mucha distorsión armónica reduciendo de esta manera el THD tanto de voltaje como de corriente. Además, evita problemas de resonancia con el sistema, alargando así la vida de los capacitores.

El estudio anterior ejemplifica claramente como la instalación de filtros pasivos en presencia de cargas no lineales es una solución bastante económica y práctica en plantas industriales, ya que genera no solo ahorros en la factura eléctrica mensual sino mejora la calidad de la energía eléctrica de la planta, evitando de ésta manera problemas futuros en el mismo sistema.

REFERENCIAS

- [1] W. Mack Grady, "Harmonics and how they relate to power factor", The University of Texas at Austin, November 1993
 - [2] Armando Llamas, Salvador Acevedo, Jesús Báez, Jorge de los Reyes, "Armónicas en Sistemas Eléctricos Industriales, Monterrey, N.L., México, Julio de 2004.
 - [3] IEEE Recommended Practices for Electric Power Distribution for Industrial Plants. IEEE Std. 141-196.2. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
 - [4] ASEA RTC, "Corrección de factor de potencia con capacitores", Documento BJ 90 – 01 SP
 - [5] IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Inc.
 - [6] Technical Notes, "Steps and Stage Size Considerations" www.nepsi.com
 - [7] Mark F. McGranaghan, H. Wayne Beaty, Roger Dugan, "Electrical Power Systems Quality", McGraw – Hill, 1996
 - [8] Technical Notes, "Capacitor Bank Switching Transients", www.nepsi.com
 - [9] Technical Notes, "Delta Versus Wye Connected Capacitor Banks" www.nepsi.com
 - [10] IEEE Guide for protection of Shunt Capacitor Banks. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
 - [11] Technical Notes, "Pros and Cons of Different types of Capacitor Banks", www.nepsi.com
 - [12] Technical Notes, "Filter Bank Protection", www.nepsi.com
 - [13] Power System harmonics, Power Technologies, Inc.
 - [14] ABB, "Power factor correction with capacitor banks".
 - [15] Ramón David Fernández, "Diseño Optimo de Filtros Pasivos para Armónicas en sistemas Eléctricos Industriales, Depto. Ing. Eléctrica, ITESM, 1998.
 - [16] Interpreting IEEE Std. 519 and meeting its harmonic limits in VFD applications
 - [17] Alberto Porras, Marcelo Naranjo, Análisis de Armónicos en Sistemas Eléctricos, Grupo de Investigación en Planteamiento de Sistemas Eléctricos Universidad Tecnológica de Pereira, Julio, 2003.
 - [18] Armando Llamas, Jorge de los Reyes, "Armónicas y resonancia paralela" División de Graduados en Ingeniería, ITESM 1995
 - [19] Technical Notes, "Harmonic Filter Bank Tuning – Tuned & De-Tuned Banks", www.nepsi.com
 - [20] Technical Notes, "Do not mix Standard shunt capacitor banks with harmonic filter banks", www.nepsi.com
-

[21] Technical Notes, "Actual kvar output versus installed kvar for harmonic filter banks,
www.nepsi.com

[22] Technical Notes, "Iron versus Air core reactors", www.nepsi.com

