



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## Programa Único de Especializaciones en Ingeniería Especialidad: Ahorro y Uso Eficiente de la Energía

Impacto del factor de potencia en la eficiencia energética  
en una estación de compresión de gas natural

TESINA

Que para obtener el grado en especialista en  
Ahorro y Uso Eficiente de la Energía

Presenta:

Ing. Marco Polo Rojas Rivera

Matricula 99278290

Director de tesina

Dr. Sergio Quezada García



Ciudad Universitaria, Ciudad de México, septiembre de 2022



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **Agradecimientos**

Es importante siempre agradecer a las personas que te impulsan, te ayudan a crecer y a desarrollarte no solo profesional sino también personalmente y el llevar a cabo una especialidad de esta naturaleza es enriquecedora desde todos los ámbitos.

En primer lugar, quiero agradecer a mi esposa Diana por haberme impulsado a concluir este trabajo, incluso en los días grises de dura pandemia donde la disciplina y el ánimo decaen, siempre estuvo presente, empujándome a cada momento para la conclusión de este trabajo.

Agradezco ampliamente al Dr. Sergio Quezada por el arduo seguimiento en el proceso y ejecución de este trabajo, por su gran conocimiento en temas de energía, así como su amplia visión de la ingeniería. Al mismo tiempo agradezco a la Maestra Judith Navarro por su incansable apoyo administrativo, su preocupación por que los alumnos siempre se encuentren bien y su tenacidad para que la especialidad continúe actualizada y a la vanguardia.

Agradezco a la empresa Enco Combustibles Ecológicos por permitir la realización de este trabajo, que sin duda será aplicado en sus instalaciones y replicado en unas muchas industrias donde se presente la problemática tratada.

Agradezco al Dr. Gonzalo Sandoval por su amplia sabiduría en el ámbito de la calidad de la energía tanto teórica como práctica, así como la resolución de dudas muy específicas y complejas en este ramo.

Agradezco a todos mis profesores de la especialidad, su gran conocimiento y experiencia en las diversas ramas que componen la energía, lograron que nosotros como alumnos tengamos el mejor conocimiento para resolver los diversos problemas de la ingeniería aplicados al ahorro y uso eficiente de la energía.

Finalmente, a “cachetes” y “tina”, mis compañeritos y mascotas amadas que siempre estuvieron acompañándome, recostados y soltando sus olorcitos mientras escribía esta tesina.

## Índice

Introducción	6
Capítulo 1. Marco contextual	
1.1 Consumo energético en la industria del gas natural vehicular	9
1.2 Antecedentes, situación actual	13
1.3 Locación	14
1.4 Planteamiento del problema	14
1.5 Justificación	15
1.6 Objetivos	
1.6.1 Objetivo general	16
1.6.2 Objetivos específicos	16
Capítulo 2. Marco teórico conceptual	
2.1 Eficiencia energética y ahorro de energía	17
2.2 Importancia de la eficiencia energética en la industria	18
2.3 Tipos de cargas eléctricas	21
2.4 Factor de potencia total (desplazamiento y distorsión)	23
2.5 Corrección del factor de potencia como herramienta de reducción de pérdidas energéticas	27
2.6 Causas del bajo factor de potencia	28
2.7 Efectos del bajo factor de potencia	29

2.8 Perdidas por bajo factor de potencia de desplazamiento	
2.8.1 Cambios en la magnitud de la corriente y sus repercusiones	<b>30</b>
2.8.2 Incremento en la caída de tensión y sus repercusiones	<b>31</b>
2.8.3 Cambios en la potencia aparente	<b>33</b>
2.8.4 Pérdidas eléctricas en el cobre (efecto joule)	<b>34</b>
2.9. Perdidas por bajo factor de potencia de distorsión	<b>36</b>
2.9.1 Armónicas y sus efectos generales	<b>36</b>
2.9.2 Pérdidas eléctricas en el cobre (efecto joule)	<b>40</b>
2.9.3 Pérdidas magnéticas	<b>40</b>
2.10 Efectos económicos, desde el plano de cumplimiento de la compañía suministradora	<b>47</b>
2.11 Efectos en la generación de emisiones de CO <sub>2</sub> ¿Mito o realidad?	<b>48</b>
Capítulo 3. Desarrollo Metodológico del estudio del caso	
3.1 Plan de mediciones	<b>49</b>
3.2 Información de recibos de la compañía suministradora CFE	<b>49</b>
3.3 Compensación del factor de potencia y su deducción matemática	<b>52</b>
3.4 Métodos de compensación mediante la información de los recibos de luz	
3.4.1 Método de compensación de la demanda media	<b>54</b>

3.4.2 Método de compensación con la demanda máxima	<b>59</b>
3.5 Métodos de compensación con la información de un monitor de calidad de la energía.	<b>61</b>
3.5.1 Método de los valores medios	<b>64</b>
3.5.2 Método de la potencia activa máxima	<b>67</b>
3.5.3 Método de los valores críticos	<b>69</b>
3.5.4 Método de los requerimientos puntuales de compensación	<b>71</b>
3.5.5 Corrección empírica al modelo de los valores medios y de la potencia activa máxima	<b>73</b>
Capítulo 4. Cuantificación de las pérdidas energéticas	
4.1 Cuantificación en la reducción de la corriente	<b>78</b>
4.2 Cuantificación de pérdidas eléctricas por Efecto Joule	<b>85</b>
4.3 Cuantificación de pérdidas por caída de tensión	<b>89</b>
4.4 Cuantificación de pérdidas por cambios en la potencia aparente	<b>94</b>
4.5 Perdidas en el núcleo del transformador	<b>96</b>
4.6 Ahorro y uso eficiente de la energía por reducción de pérdidas con el incremento del factor de potencia	<b>100</b>
Capítulo 5. Análisis de los resultados	
5.1 Análisis de resultados de las perdidas energéticas	<b>102</b>
5.2 Evaluación del proyecto de inversión	<b>106</b>
5.3 Evaluación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía	<b>109</b>
Capítulo 6. Conclusiones	<b>113</b>
Bibliografía	<b>116</b>

## **Introducción**

El mundo se mueve rápidamente, los procesos industriales sufren un constante cambio y con él, la demanda de la energía crece a ritmos acelerados, trayendo nuevos retos y áreas de oportunidad en la ingeniería, con la finalidad de poder producir más con menos y optimizar al máximo los recursos. La frase “ahorro y uso eficiente de la energía” se encuentra de moda, pero los principios para poder abordar problemas referentes a esta materia no son necesariamente nuevos, pero si especializarse en un tema para comprenderlo a profundidad, desarrollarlo y poder aportar una solución que realmente genere valor para crear una verdadera eficiencia energética.

Actualmente los tomadores de decisiones en las áreas de ingeniería, mantenimiento y operaciones en la industria, desconocen los beneficios técnicos de contar con un factor de potencia dentro de los parámetros que la física necesariamente demanda por su naturaleza y donde el hombre ha establecido mediante lineamientos matemáticos y normativos.

El desarrollo de este trabajo tiene por objetivo, además de conocer los factores técnicos, hacer énfasis y conciencia que la mejora no solo es económica, sino que muchos de los efectos adversos en los sistemas eléctricos y problemas de calidad de la energía derivan de un bajo factor de potencia y por consiguiente repercuten en pérdidas energéticas de diversos indoles, donde entra en juego la energía eléctrica, mecánica, térmica y magnética, entre otras. Entenderlas, identificarlas y cuantificarlas en el presente trabajo, nos darán la pauta para implementar soluciones específicas a dicha problemática.

En el capítulo 1 introductorio, se contextualizara el estado energético en el que nos encontramos y se ha detectado con base en capacitaciones y experiencias en diversos estados del país, que existen ciertas regiones como por ejemplo el Norte y Bajío hay un conocimiento más profundo de los fenómenos y problemas de la energía, a comparación con la Ciudad de México y área metropolitana, donde los usuarios de los sistemas productivos piden solucionar con mayor premura para resolver temporalmente sin adentrarse a profundidad para encontrar soluciones que eliminen los problemas de raíz.

En el capítulo 2, se establecerán los principales conceptos y definiciones clave para entender todo lo relacionado con la eficiencia y el ahorro energético en función al factor de potencia. Se hace especial hincapié en los más importantes, como son el contexto de la eficiencia energética en la industria, el factor de potencia, sus causas y efectos, así como toda la teoría de las pérdidas técnicas y económicas por bajo factor de potencia. Al final se desarrolla un apartado con la intención de demostrar si el bajo factor de potencia tiene una incidencia directa en las emisiones contaminantes de CO<sub>2</sub> como se ha establecido en diversas literaturas, o si su impacto es meramente en la vida útil de los equipos e instalaciones eléctricas.

El capítulo 3 hace referencia a todos los métodos para la evaluación de una solución mediante la compensación de potencia reactiva capacitiva a través de bancos de capacitores, tanto con la información de recibos de CFE como la procedente de un monitor de calidad de la energía. Una aportación relevante a este capítulo es la última sección donde se hace una corrección empírica a un modelo de compensación con capacitores ya implementado en una fábrica, donde la capacidad nominal ya instalada resultó en su operación la no esperada y el modelo matemático que se propone hace la corrección para alcanzar lo real y deseado, se propone este modelo para evitar suceda nuevamente con otros sistemas a instalarse en el futuro.

El capítulo 4 es de los más relevantes, pues en él se llevarán a cabo todas las demostraciones matemáticas, se aplicarán figuras de mérito, ecuaciones y modelos de ingeniería para obtener las pérdidas de energía en todas sus manifestaciones y que involucran los diversos fenómenos que ocasiona el bajo factor de potencia.

En el capítulo 5 se presentarán en forma de matriz, los resultados técnicos y su cuantificación en consumo de energía a través del tiempo, misma que mediante el costo por kWh de acuerdo a la tarifa en la que se encuentra clasificada la empresa por la compañía suministradora, se obtiene un monto económico por las pérdidas técnicas. Posteriormente se llevará a cabo el desarrollo de un proyecto de evaluación de inversión que contempla no solo aspectos económicos, también la cuantificación económica de las pérdidas técnicas. Con dicho proyecto también se analizan los periodos de retorno de inversión.



De acuerdo a la propia experiencia, se ha encontrado que no existen programas de mantenimiento preventivo ni historiales o bitácoras de mantenimiento, por tal motivo al final de este capítulo se presentan las medidas de ahorro y uso eficiente de la energía complementarias y que se pueden replicar en cualquier organización industrial y de servicios.

En el 6o y último capítulo se abordaran las conclusiones particulares de cada capítulo, el impacto del bajo factor de potencia desde una óptica de eficiencia energética en cada variable de afectación, donde podamos identificar como especialistas de la energía, áreas de oportunidad donde la administración racional de los recursos técnicos, económicos y la toma de decisiones para llevar a cabo un proyecto de bajo factor de potencia o de cualquier índole en materia energética se lleve a cabo con enfoque de ahorro y uso eficiente de la energía.

## Capítulo 1. Marco Contextual

### 1.1 Consumo energético en la industria del gas natural vehicular

Aunque los combustibles hidrocarburos líquidos son mezclas de muchos hidrocarburos diferentes, por conveniencia suelen considerarse como un solo hidrocarburo. Por ejemplo, la gasolina se trata como octano  $C_8H_{18}$  y el diésel como dodecano  $C_{12}H_{26}$ . El gas natural (combustible hidrocarburo gaseoso), que es una mezcla de metano y cantidades más pequeñas de otros gases, algunas veces se trata como metano,  $CH_4$ , por simplicidad.

Conforme al documento “Prospectiva de Gas Natural 2016-2030” de la Secretaría de Energía (Sener) uno de los objetivos de la reforma energética es impulsar la participación de combustibles más limpios para la generación de energía. Por ello, el uso de gas natural en el sector eléctrico, industrial, petroquímico, etc., en comparación con otros combustibles fósiles: carbón, diésel o combustóleo, es más económico y amigable con el medio ambiente.

La Figura 1-1 refiere que en 2015 la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17 mil 115 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), lo que representó un incremento de 1.7 por ciento respecto a 2014. Del total de esa demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8 por ciento con un volumen de siete mil 504.1 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), seguido por la gasolina con 22.3 por ciento, el diésel con 12.7 por ciento, el carbón con 7.3 por ciento, el gas L.P. con 6.3 por ciento, el combustóleo 4.9 por ciento y el coque de petróleo con 2.6 por ciento de participación.

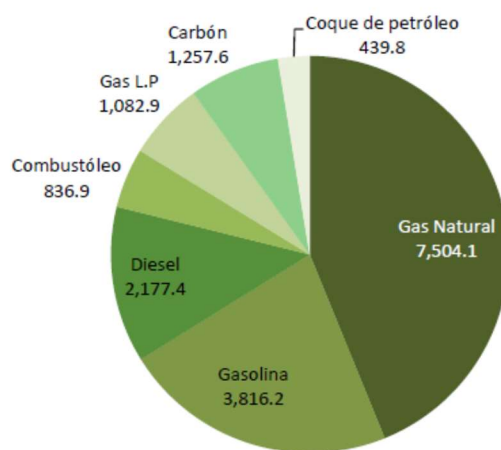


Figura 1-1 Demanda Nacional de Combustibles, 2015

(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Fuente: Sener con base en información de IMP

La demanda nacional de gas natural hasta el año 2015, mostrada en la Figura 1-2 donde la mayor demanda la presentó el sector eléctrico público con un volumen de 3,228.9 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, seguido por los sectores petrolero con 2,200.0 mmpcd, el industrial con 1,375.8 mmpcd y el eléctrico privado con una demanda de 568.6 mmpcd. En tanto, la menor participación la reflejaron: el sector residencial con 94.6 mmpcd, los servicios con 33.7 mmpcd y el autotransporte con un volumen de 2.4 mmpcd

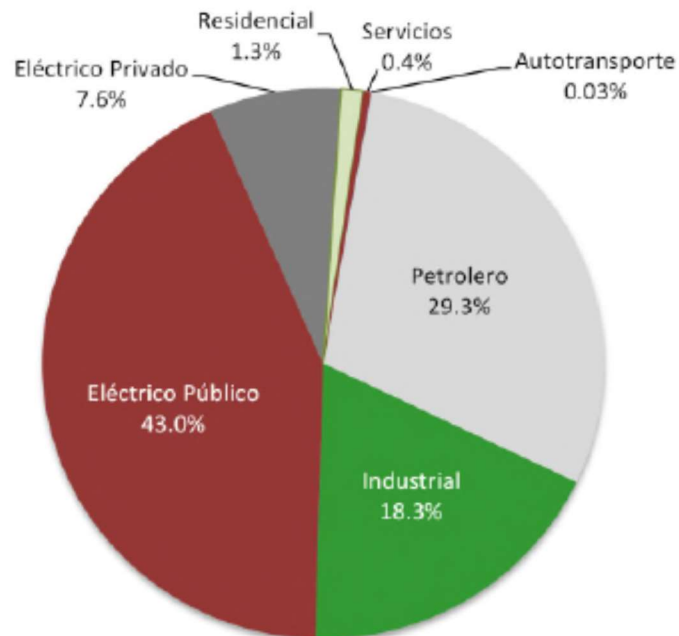


Figura 1-2 Demanda nacional de gas natural por sector, 2015

(Participación Porcentual)

Fuente: Sener con base en información de IMP

### Sector Autotransporte

En 2015, la demanda de total de combustibles del sector autotransporte se ubicó en 5,783.7 mmpcdgne, lo que significa un incremento de 0.7% respecto a 2014. En el sector el combustible más demandado fue la gasolina con un volumen de 3,807.7 mmpcdgn, lo que representa una participación de 65.8%, le sigue el diésel con 1,836.8 mmpcdgne, gas L.P con 136.9 mmpcdgne y finalmente el gas natural con 2.4 mmpcd.

En el caso de gas natural, éste se incrementó en 2.5% respecto al 2014, debido principalmente al aumento de vehículos que utilizan este combustible, en cambio se redujo el parque vehicular que usa diésel y gas LP. La Figura 1-3 representa los datos de demanda de combustible en el sector autotransporte medidos en el periodo 2015.

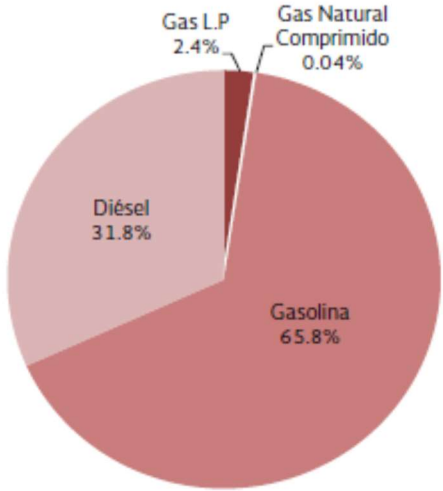


Figura 1-3 Demanda de combustibles en el sector autotransporte, 2015  
(Participación Porcentual)

Fuente: Sener con base en información de IMP

### Mercado Nacional Prospectivo

En 2030, se prevé que la demanda de gas natural se incrementará 20.3% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 9,030.4 mmpcd. En el periodo de 2015-2030 la demanda de gas presentará una tasa media de crecimiento anual de 1.2%. Este incremento se explica por la construcción y entrada de nuevos gasoductos, que permitirán llevar gas natural a zonas donde antes no se tenía acceso, y por el aumento de gas natural en la demanda del sector eléctrico e industrial. Se espera que en casi todos los sectores se tenga un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico seguirá siendo el mayor consumidor con 58.7% de participación; le siguen los

sectores industriales, con 23.2%; petrolero con 16.1%; residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1% <sup>1</sup>.

Si bien el gas natural constituye una fuente de energía primaria como el carbón y el petróleo, comparado con otros hidrocarburos, posee la menor relación de hidrógeno-carbón, por ello su combustión es más limpia y sus emisiones contaminantes menores, establece la AMGN. No genera partículas sólidas ni emite residuos tóxicos, por lo que le identifica como el combustible fósil más amigable con el ambiente dentro del Protocolo de Kyoto<sup>2</sup>.

En adición a lo anterior, su uso representa oportunidades de ahorro para los negocios, al reducir costos de energía, mantenimiento, incrementar la productividad y ser potencialmente certificable como industria limpia.

### **Gas natural para uso vehicular**

En México, el gas natural se ha concentrado en la producción de electricidad y en menor proporción en procesos industriales y comerciales, sin embargo, existe una oportunidad para su uso como combustible para automóviles, se denomina gas natural vehicular (GNV). El uso de gas natural en vehículos presenta las siguientes ventajas:

- **Economía:** El precio para el consumidor puede ser hasta un 50% más barato que la gasolina o Diesel. Adicionalmente el proceso de combustión del gas natural genera menos residuos, lo cual reduce los gastos de mantenimiento del automóvil y prolonga su ciclo de vida.
- **Energía más limpia:** Un vehículo que opera con gas natural reduce la emisión en promedio de 90% de monóxido de carbono (CO), 75% de óxido nítrico (NO) y 25% de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

En el proceso de combustión de un gas natural, en comparación con la gasolina, se tiene una quema más completa y por consiguiente hay una menor cantidad de productos de emisión.

---

<sup>1</sup> Prospectiva de gas natural 2016-2030, Secretaria de Energía, México, 2016

<sup>2</sup> Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático, documento 130605, ONU, 1998

El gas natural se comercializa de 2 maneras: (i) en estado gaseoso a presiones de 150-250 atm como gas natural comprimido (GNC) y (ii) en estado líquido a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  como gas natural licuado (GNL), se comprime para poder transportar mayores volúmenes mediante tanques sobre plataformas vehiculares especializadas, las cuales llegan a estaciones finales donde se descomprime y comprime nuevamente para su uso final en las estaciones de servicio (estaciones de gas vehicular).

## **1.2 Antecedentes, situación actual**

La empresa que analizaremos en este trabajo se dedica a la compresión de gas natural para aplicación vehicular, cuenta con una subestación eléctrica de aproximadamente 20 años de antigüedad, durante dicho periodo se ha conservado la infraestructura eléctrica sin cambios o modernizaciones en el tiempo.

El cuarto de máquinas de la estación cuenta con un compresor reciprocante conectado mecánicamente a un motor eléctrico de 300 Hp de capacidad nominal.

El motor es controlado desde un cuarto eléctrico donde están ubicados los tableros eléctricos conformados por un tablero de control PLC del motor y su variador de velocidad, un tablero de distribución principal de cargas y un banco de capacitores automático de 30 kVAr de capacidad instalado localmente arriba del tablero de distribución.

El banco de capacitores entra en operación de forma automática cada vez que el sistema así lo demande. El banco de capacitores actualmente se encuentra operando y compensa de acuerdo a la capacidad del banco, no a la capacidad que se requiere. Generalmente entra el banco cuando motor entra en operación para hacer su función de comprimir gas.

La operación es 24 horas en la estación de compresión con utilización intermitente, es decir, puede operar un periodo indefinido, carga el compresor y se detiene, continuando nuevamente el ciclo para cumplir la demanda de combustible (gas vehicular) requerida a lo largo de la jornada.

El personal de mantenimiento de la estación está continuamente observando los parámetros de operación de los equipos eléctricos en general pero no existe una bitácora o registro de las reparaciones o mantenimientos que les realiza a los equipos eléctricos

Se realiza mantenimiento anual a la subestación eléctrica, sin embargo, los reportes emitidos no son guardados en alguna carpeta histórica a fin de comparar valores en el tiempo.

### 1.3 Locación

Estación de compresión de gas natural y despacho de combustible “Balbuena” mostrado en la figura 1-4, ubicada en Av. Cecilio Róbelo Núm. 3, Col. El Parque, Alcaldía Venustiano Carranza, C.P. 15960, Ciudad de México.

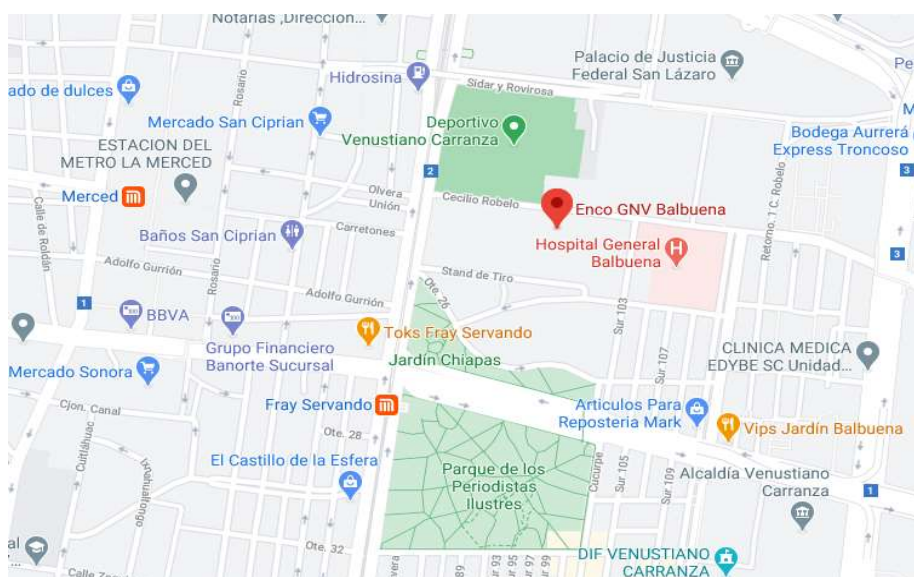


Figura 1-4 Locación de la empresa

### 1.4 Planteamiento del problema

Esta tesina pretende estudiar los elementos que conducen a una pérdida de eficiencia energética debido a tener un bajo factor de potencia en el sistema eléctrico en una empresa del ramo de compresión de gas natural vehicular

Hasta el momento la empresa no cuenta con un panorama más detallado del problema y la única solución que implementaron hace aproximadamente 10 años, fue la colocación de

un banco de capacitores. Desde esa fecha, la infraestructura de la empresa ha seguido creciendo constantemente, por lo que se desconoce si dicho banco de capacitores satisface las necesidades del proceso.

Las máquinas e infraestructura eléctrica que conforman el sistema eléctrico de la empresa como son transformadores, motores e instalación eléctrica en general sufren una pérdida de eficiencia energética y por consiguiente un bajo factor de potencia que ocasiona efectos de elevación de temperatura en sus componentes, degradación en el aislamiento de cable, fallas en la operación de interruptores y contactores, ocasionando una pérdida de eficiencia térmica y eléctrica del sistema en su conjunto, incremento de gases de efecto invernadero CO<sub>2</sub> y como última instancia la penalización económica por parte de la compañía suministradora.

## **1.5 Justificación**

La importancia de conocer la eficiencia energética en un proceso productivo industrial, (en este caso la compresión, suministro y venta de gas natural vehicular) es relevante no solo desde el punto de vista del bajo factor de potencia, sino las demás afectaciones, así como pérdidas de eficiencia y ahorro energético que conlleva tener problemas de calidad de la energía en el sistema eléctrico en su conjunto.

Actualmente la única información con que cuenta la empresa acerca de este problema son los recibos de consumo de energía de la compañía suministradora, los cuales indican que al menos en los últimos 12 meses se ha tenido un factor de potencia por debajo del 90 por ciento.

El análisis que se presentará al concluir esta tesina es el de evaluar técnicamente, desde un enfoque de ahorro y uso eficiente de la energía, las pérdidas térmicas, eléctricas, magnéticas, ambientales, entre otras, que se generan al tener un factor de potencia por debajo de los parámetros establecidos por la normativa vigente nacional e internacional y su repercusión directa en la deficiente operación del sistema eléctrico de la estación, además de la ya conocida penalización aplicada por la autoridad competente.



La presente investigación constituye un primer paso como estrategia para enfrentar la problemática mencionada y representara beneficios en el corto plazo que ayudaran a comprender mejor el factor de potencia desde el punto de vista energético, como lo son menos paros de proceso, mayor durabilidad en los componentes, menos calentamiento en los conductores e instalación eléctrica en general y como último punto un ahorro económico.

## **1.6 Objetivos**

### **1.6.1 Objetivo general**

Determinar los elementos que afectan el bajo factor de potencia desde un enfoque de eficiencia energética y cuantificar sus pérdidas de energía mediante las herramientas de análisis de calidad de la energía, análisis de las máquinas eléctricas y demás componentes que integran el sistema eléctrico en una estación de compresión de gas.

### **1.6.2 Objetivo específicos**

Analizar el factor de potencia desde el punto de vista de ahorro y uso eficiente de la energía.

Evaluar cuantitativamente la perdida de eficiencia energética de forma global que incide en el factor de potencia

Evaluar cuantitativamente la perdida de eficiencia energética de forma particular en cada rubro de afectación que incide en el factor de potencia.

Proponer una solución técnica que contribuya a disminuir la pérdida energética debido al bajo factor de potencia.

Realizar una evaluación de proyecto de inversión enfocada además de la eliminación de la penalización económica por parte de la compañía suministradora., en incluir los beneficios técnicos de ahorro de energía al incrementar el factor de potencia

## Capítulo 2. Marco teórico conceptual

### 2.1 Eficiencia energética y ahorro de energía

En los últimos años la “eficiencia energética” es una frase que se ha puesto de moda en los ámbitos industriales, comerciales y en los hogares mexicanos y podemos definirla como la capacidad de mejorar y/o incrementar la producción en la industria, algún servicio en el comercio o cualquier actividad realizada utilizando el mismo recurso o si es posible, una menor cantidad del mismo. Para este fin podemos apoyarnos de un cambio en los hábitos de las personas y organizaciones, buscar alternativas de mejoras tecnológicas en máquinas y equipos, automatizar los procesos mediante el uso de sensores en las diversas variables de ingeniería que componen los sistemas o una mezcla de estos.

Otra definición de la eficiencia energética sería la utilización de menor cantidad de energía ya sea eléctrica, térmica, mecánica o de cualquier naturaleza, para producir la misma o mayor cantidad de trabajo, servicios o productos, sin sacrificar la calidad y el confort del usuario. Un ejemplo de esto sería la sustitución de un motor de eficiencia estándar por uno de alta eficiencia, o el reemplazo de iluminación fluorescente por iluminación led.

Alrededor de estas mejoras podemos influir positivamente en el medio ambiente a través de una reducción de los gases de efecto invernadero, así como la creación de oportunidades y retornos de inversión recuperables que se paguen en el corto y mediano plazo. También podemos crear oportunidades de empleo, desarrollando profesionales y especialistas del sector, enfocados en el ahorro y uso eficiente de la energía.

Por otro lado, ahorrar energía significa disminuir los recursos energéticos reduciendo su servicio, esto implica una reducción del consumo de energía. El ahorro de la energía va de la mano con el uso racional de la energía el cual hace un uso consciente para utilizar lo estrictamente necesario, esto lleva a maximizar el aprovechamiento de los recursos naturales, que en la actualidad comienzan a escasear en todo el mundo. El uso racional de la energía es un concepto que más que dejar de utilizar la energía, busca hacer un uso eficiente sin que implique el derroche de la misma.

## 2.2 Importancia de la eficiencia energética en la industria

Desde el descubrimiento del fuego, hace 1,600,000 años, el hombre ha ido incursionando desde la manera de iluminar su entorno hasta buscar las condiciones que le permitan tener una mejor calidad de vida. Esa búsqueda constante de mejora no es ajena a la industria, ya que un principio fundamental de la ingeniería es la optimización de los procesos. Se trata de un proceso constante que implica modelos numéricos cuantitativos y cualitativos, estandarización, automatización y la incorporación de las llamadas “mejores prácticas” y nuevas tecnologías; todo esto enfocado a identificar áreas de oportunidad en el rendimiento de los costos operativos.

Aunado a lo anterior, en los últimos tiempos se ha presentado un mayor interés de la sociedad por disminuir el impacto ambiental de los procesos productivos (disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>, búsqueda de energías más limpias, entre otros), así como en los hábitos de consumo de energía del ser humano.

Es así como la eficiencia energética se ha vuelto fundamental en los diversos sectores productivos del país, ya que de acuerdo con cifras de la Secretaría de Energía<sup>3</sup>, “...en México el sector industrial es 2º mayor consumidor de energía. consumiendo el 33% del total de la energía en el país, consumo sólo superado por el transporte que fue del 42% y los sectores residencial y comercial ocupan el 19% ...”. (véase Figura 2-1). Es particularmente interesante conocer el consumo de energía para el transporte ya que el medio donde se desarrolla este trabajo de tesis es una estación de compresión de gas natural vehicular.

---

<sup>3</sup> Balance Nacional de Energía 2019, Secretaría de Energía, México, 2020

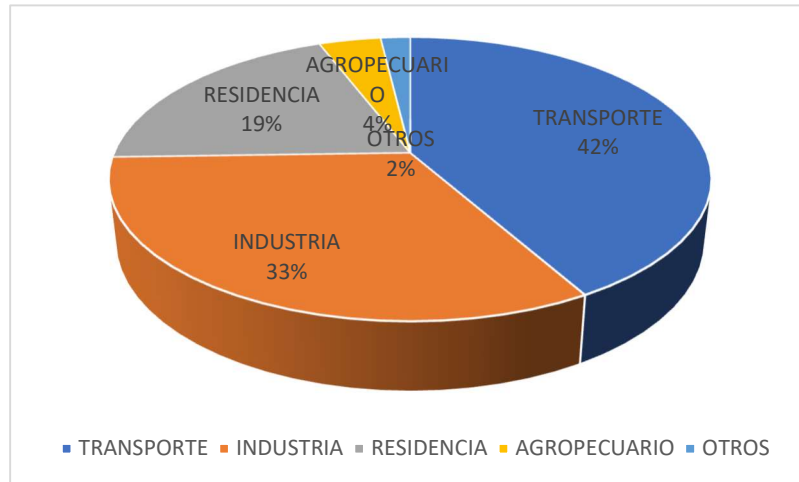


Figura 2-1. Consumo Energético Total 2019. Fuente: Datos del Sistema de Información Energética de la SENER, Balance Nacional de Energía, México, 2020.

Ahora bien, en términos generales, el grado de eficiencia energética va a estar determinado, de manera enunciativa, mas no limitativa por los siguientes elementos:

1. Los equipos y maquinaria utilizada en la industria, así como el nivel de mantenimiento que se les proporcione.
2. El suministro energético, que está determinado por la calidad del servicio y las tarifas. En este rubro en particular, la centralización del servicio en una sola empresa ha provocado que la calidad de la red sea deficiente en muchas zonas del país, incluso en zonas con alta actividad industrial y que son muy sensibles a las variaciones en el suministro eléctrico, tal como se vio en el mes de febrero de 2021, cuando las intensas nevadas afectaron el suministro de electricidad en varias zonas del país.
3. La adopción de nuevas tecnologías: implementarlas, medirlas y darle un seguimiento continuo.
4. Los hábitos y comportamiento humano hacia el medio ambiente. Cada vez más los países, las industrias y en general la sociedad, hacen mayor conciencia y le dan mayor importancia para disminuir los consumos de energía en los diversos sectores, no solo desde el punto de vista económico, sino también desde la planificación y administración de los recursos energéticos. Los individuos continuamente estamos en la búsqueda de ser más productivos con menos recursos, menos tiempo y cuidando de la naturaleza. Por tales motivos la eficiencia energética es de suma importancia en

la vida de los individuos que conforman la sociedad mexicana con tendencia a nivel mundial.

### **Intensidad Energética**

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía, La Intensidad Energética “es un indicador económico y de eficiencia y se refiere a la cantidad de energía que se requiere generar por unidad monetaria del PIB, con éste es posible también establecer comparaciones y definir metas y estrategias para avanzar en la búsqueda de mayor eficiencia”. Si trasladamos este concepto al campo de la industria, podemos utilizarlo como un indicador general que nos ayudara de primera a mano a conocer la cantidad de energía utilizada por unidad de producción, por servicio realizado o cualquier actividad productiva.

De esta forma, la unidad de valor podrá ser: (i) volumen de producción, por lo que se medida en kWh/ton; o bien (ii) valor de la producción, por lo que la medición se dará en kWh/usd o kWh/peso.

Conociendo la intensidad energética podemos tener una métrica y un parámetro inicial respecto a lo que estamos produciendo conforme a la energía consumida, llámese eléctrica, térmica, mecánica, termodinámica o de cualquier tipo. A partir de allí podemos comenzar a realizar estrategias zonales o particulares para hacer más eficientes los procesos en materia energética.

Una vez implementemos dichas estrategias principalmente en el aspecto técnico, se traducirán automáticamente en ahorros económicos que es la materia donde la mayoría de las organizaciones pretenden llegar y si dichas estrategias las complementamos con una visión de cuidado del medio ambiente, podemos también tener reducciones desde el punto de vista de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## 2.3 Tipos de cargas eléctricas

En un sistema eléctrico existen elementos lineales y no lineales, tal clasificación se basa en la relación de proporción entre la corriente y el voltaje de un elemento.

Un elemento lineal es aquel cuyo voltaje en sus terminales cambia en la misma proporción de la corriente que circula a través de él. Esto implica que un elemento lineal demanda una corriente senoidal al sistema eléctrico cuando se le aplica una tensión senoidal. Cuando se aplica un voltaje senoidal directamente a cargas tales como resistencias, inductancias, capacitores o una combinación de ellos, se produce una corriente proporcional que también es senoidal, por lo que se les denominan cargas lineales (véase Figura 2-2).

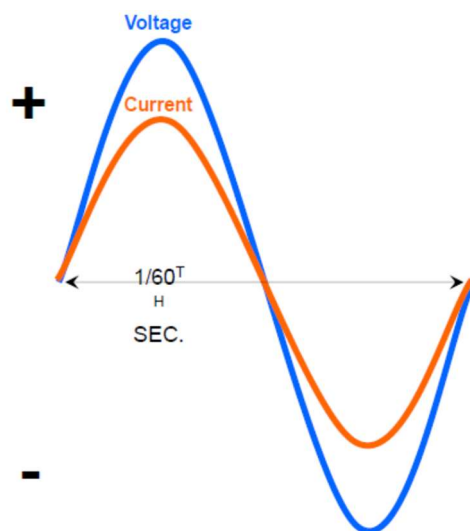


Figura 2-2 Carga Lineal, Fuente: Power Factor Correction, Eaton Corporation, 2012

En otras palabras, a los elementos de un sistema eléctrico que tienen la capacidad de no modificar la forma senoidal de corriente o voltaje, reciben el nombre de cargas lineales.

Las armónicas en los sistemas eléctricos se originan por la presencia de elementos no lineales los cuales distorsionan la corriente o voltaje.

Por otro lado, un elemento no lineal es aquel que demanda una corriente no senoidal cuando se le aplica una tensión senoidal, ver Figura 2-3.

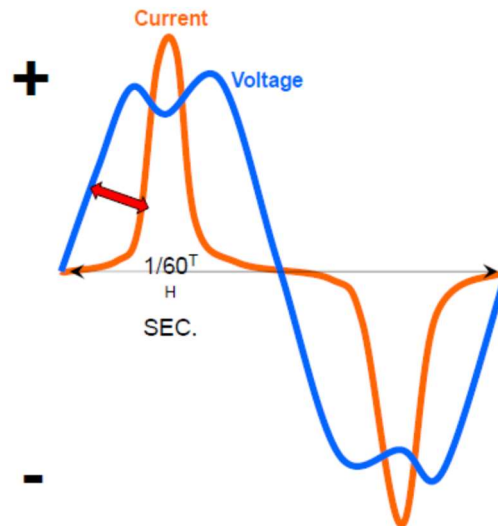


Figura 2-3 Carga No Lineal, Fuente: Power Factor Correction, Eaton Corporation, 2012

Una definición para cargas no lineales según el NEC (National Electric Code) es “una carga donde la forma de onda de la corriente de estado estable no sigue la forma de onda del voltaje aplicado”<sup>4</sup>

La norma IEEE 519-1992, relativa a “Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicas en sistemas eléctricos de potencia”<sup>5</sup> agrupa a las fuentes emisoras de armónicas (principalmente cargas no lineales) en tres categorías diferentes:

- 1) Dispositivos electrónicos de potencia
- 2) Dispositivos productores de arcos eléctricos
- 3) Dispositivos ferromagnéticos

Algunos de los equipos y procesos que se ubican en estas categorías son:

- Motores de corriente directa accionados por tiristores

<sup>4</sup> National Electric Code (NEC), Art 100, Definiciones.

<sup>5</sup> Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicas en sistemas eléctricos de potencia, IEEE 519-1992

- Inversores de frecuencia
- Fuentes ininterrumpidas UPS
- Computadoras
- Equipo electrónico
- Hornos de arco
- Hornos de inducción
- Equipos de soldadura
- Transformadores sobreexcitados

La distorsión armónica en los sistemas eléctricos es provocada por las cargas no lineales, contaminando la red y pudiendo afectar incluso a otros usuarios que únicamente posean cargas lineales.

En la sección 2.9 se revisa de forma general las armónicas y sus efectos sobre la eficiencia energética del sistema eléctrico.

## 2.4 Factor de potencia

Existen diversas definiciones del factor de potencia pero bajo mi perspectiva, una forma de describirlo y de acuerdo con la empresa española Circutor, "el factor de potencia mide la eficiencia del consumo eléctrico al momento de convertirlo en potencia útil como luz, calor, movimiento mecánico, entre otros" <sup>6</sup> por lo que podemos definirlo como la relación de aprovechamiento de la energía, es decir la potencia útil que necesitamos en kW a razón de la potencia aparente total del sistema, medida en kVA.

$$fp = \frac{kVA}{kVA} \quad (1)$$

Ahora bien, profundizando técnicamente, esta relación se puede explicar mediante el desfaseamiento del ángulo entre el voltaje y la corriente, como sabemos, la electricidad se rige

---

<sup>6</sup> [www.circutor.es/es/formacion/energia-reactiva/queeselfactordepotencia](http://www.circutor.es/es/formacion/energia-reactiva/queeselfactordepotencia)



bajo las leyes de la naturaleza, así mismo en cualquier sistema eléctrico existen componentes o maquinas creadas por el hombre y que su construcción y movimiento se realiza mediante principios electromagnéticos; dichos principios dan origen a voltaje y corriente que por su propia naturaleza, su onda de frecuencia no está sincronizada, este desfase de ángulo es lo que llamamos factor de potencia.

Para un sistema eléctrico típico como el mostrado en la Figura 2-4, la potencia proporcionada a una carga en cualquier instante es igual al producto del voltaje aplicado y la corriente resultante, es decir,  $p = vi$ .

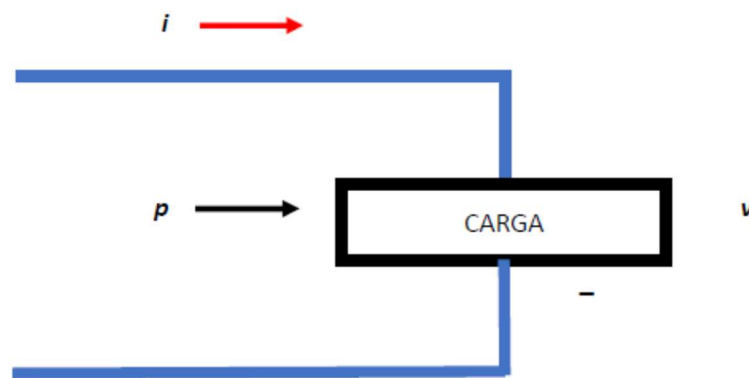


Figura 2-4. Esquema típico de carga eléctrica con

$$v = V_L \text{sen}(wt + \theta_v) \quad (2)$$

$$i = I_L \text{sen}(wt + \theta_i) \quad (3)$$

Sustituyendo estas expresiones en  $p$ , obtenemos la potencia instantánea:

$$p = V_L I_L \text{sen}(wt + \theta_v) \text{sen}(wt + \theta_i) \quad (4)$$

Considerando

$$\theta = \theta_v - \theta_i \quad (5)$$

Resultando la siguiente ecuación:

$$p = VI \cos\theta - VI \cos\theta \cos 2wt + VI \text{sen}\theta \text{sen} 2wt \quad (6)$$

donde  $V$  e  $I$  son los valores RMS del voltaje y de la intensidad de corriente y:

$$P = VI \cos\theta \quad (7)$$

Se conoce como la potencia promedio o la potencia activa a aquella que, al actuar en un periodo de tiempo, se transforma en trabajo o en otro tipo de energía útil como mecánica, calorífica, eléctrica, su unidad de medida se da en Watts o Joules/Segundo.

$$Q = VI \text{ sen}\theta \quad (8)$$

Se conoce como la potencia reactiva y es la potencia que se necesita para magnetizar las inductancias del sistema. Su unidad de medida se da en Volts Amper Reactivo [VAR]. La potencia reactiva  $Q$ , se establece como el flujo senoidal de energía eléctrica que no se transforma en otra forma de energía, la cual es demandada por las inductancias de las cargas para generar el campo magnético en los motores y transformadores principalmente.

Las respectivas potencias se representan por vectores en cuadratura de fase, las cuales sumadas vectorialmente dan lugar a la Potencia Aparente  $S$ , cuyas unidades están en Volts Amperes (VA) y se representan en el siguiente triangulo de potencias mostrado en la Figura 2-5:

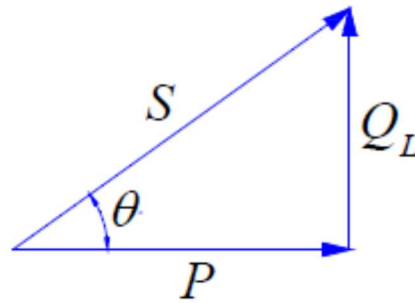


Figura 2-5. Triangulo de Potencias

Definida por

$$S = VI \quad (9)$$

O bien

$$S = P + jQ = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (10)$$

El ángulo que forman las potencias  $P$  y  $S$ , es el mismo que el desfase existente entre el voltaje y la intensidad de corriente, y al coseno de este ángulo se le denomina Factor de Potencia  $fp$

$$fp = \cos\theta = \frac{P}{S} \quad (11)$$

El factor de potencia  $fp$  se define como la relación de potencia activa P a la potencia aparente S, la cual expresa la relación de potencia transformada en trabajo (potencia activa) a la potencia total suministrada (potencia aparente).<sup>7</sup>

El factor de potencia es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica y puede tomar valores entre 0 y 1. Cuando  $fp = 0$  toda la potencia suministrada se transforma en potencia reactiva Q y por lo tanto, no hay transformación de potencia en trabajo; siendo 1 el valor máximo donde toda la potencia suministrada se transforma en trabajo y por lo tanto el mejor aprovechamiento de energía.

Si la tensión  $v = \sqrt{2}V_L \text{sen}(wt)$  y la corriente es  $i = \sqrt{2}V_L \text{sen}(wt - \theta)$  entonces el factor de potencia recibe el nombre de factor de potencia de desplazamiento y se calcula mediante la expresión

$$fp = \cos\theta \quad (12)$$

En caso de que la tensión sea una función periódica senoidal y la corriente sea una función periódica no senoidal, siendo la última expresada mediante su serie trigonométrica de Fourier  $i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2}I_n \text{sen}(nwt - \theta_n)$  donde n es el número de componentes armónicas consideradas en la serie,  $I_n$  es el valor eficaz de la armónica de orden n de corriente y  $\theta_n$  su ángulo de fase. Para este caso, obtenemos un factor de potencia de distorsión, calculándose de la siguiente forma:

$$fp \text{ dist} = \frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}} \quad (13)$$

---

<sup>7</sup> A Primer on Power Factor Correction, Artículo de Investigación, Sandoval Gonzalo- Chávez Soria, Inelap, México, 2004

Por lo que el factor de potencia verdadero o factor de potencia total se calcula mediante la ecuación:

$$fp = \cos\theta_1 \frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}} \quad (14)$$

donde  $\theta_1$  es el ángulo de fase entre la componente fundamental de la tensión y la corriente; y  $THD_i$  es la distorsión armónica total de la corriente.

Para el caso donde la corriente y la tensión sean funciones periódicas no senoidales, entonces el factor de potencia calculado involucrará la distorsión armónica total de la tensión  $THD_v$ . El factor de potencia también suele denominarse factor de potencia total y se determina a partir de la siguiente expresión:

$$fp = \cos\theta_1 \frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}} \frac{1}{\sqrt{1+THD_v^2}} \quad (15)$$

Como podemos analizar el factor de potencia no solo es afectado por el desplazamiento del ángulo entre la tensión y la corriente, generando un incremento en la energía reactiva inductiva que se inyecta en la red eléctrica, sino de la distorsión armónica en tensión y corriente que se presenta en el sistema eléctrico, así como las consecuencias que estos fenómenos físicos y eléctricos impactan en el uso eficiente de la energía y afectaciones al sistema eléctrico en su conjunto, mismos que se desarrollarán en el presente trabajo.

## **2.5 Corrección del factor de potencia como herramienta de reducción de pérdidas energéticas**

“Corregir” es la acción de modificar o procesar algo para quitar los errores o que cumpla ciertas especificaciones o reglas, en este sentido, corregir el factor de potencia es actuar para incrementar su valor cumpliendo técnicamente con ciertas especificaciones.

Al aplicar la corrección en una instalación eléctrica, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria, se reduce el valor de la corriente, (a igual potencia útil requerida), y por lo tanto, la potencia aparente total consumida, mejorando el desempeño de transformadores, motores, conductores y del sistema eléctrico en general no solo del consumidor local, sino también de la infraestructura eléctrica externa como los son transformadores y líneas eléctricas de transmisión y distribución que suministran energía a varios consumidores desde pequeñas localidades o entidades industriales hasta grandes consumidores.

## 2.6 Causas del bajo factor de potencia

Explicando de forma didáctica el desfase de ángulo entre la tensión y la corriente mencionado en la sección 2.4 y tomando la referencia del documento elaborado entre la Sener y la Conuee, "Cuando la corriente corre retrasada con el voltaje a un ángulo  $\alpha$  por ejemplo en transformadores, motores, bobinas eléctricas, predominara la reactancia inductiva  $X_L$ . Por el caso contrario, cuando la corriente se adelanta al voltaje a un ángulo  $\alpha$  por ejemplo a capacitores, predominara la Reactancia Capacitiva  $X_c$ ".<sup>8</sup>

Para entender lo que es una Reactancia, ya sea inductiva o Capacitiva, existe una ley en la electricidad conocida como Ley de Ohm, la cual nos indica que la resistencia aparente o impedancia de un circuito ( $Z$ ) estará en función de la tensión y corriente aplicada. La impedancia  $Z$  está conformada de una parte real  $R$  (efectiva) y una parte imaginaria (Reactancia), dicha reactancia puede ser inductiva o capacitiva.

De acuerdo con el blog de máquinas eléctricas de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, "la Reactancia es la oposición al paso de la corriente por inductores (bobinas) y condensadores, se mide en Ohms y junto a la resistencia eléctrica determinan la impedancia total de un componente o circuito, de tal forma que la Reactancia ( $X$ ) es la parte imaginaria de la impedancia ( $Z$ ) y la resistencia ( $R$ ) es la parte real, según la igualdad"<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Factor de potencia y sus implicaciones, Dirección de Eficiencia Energética en la Edificación, Sener/Connue, México, 2020.

<sup>9</sup> Blog de Maquinas Eléctricas, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2021

$$Z = R + jX \quad (16)$$

Como podemos observar en la Figura 2-6, las cargas inductivas como motores, generadores, transformadores, entre los principales, son el origen del bajo factor de potencia. En este tipo de equipos, la intensidad de corriente se atrasa en relación al voltaje.

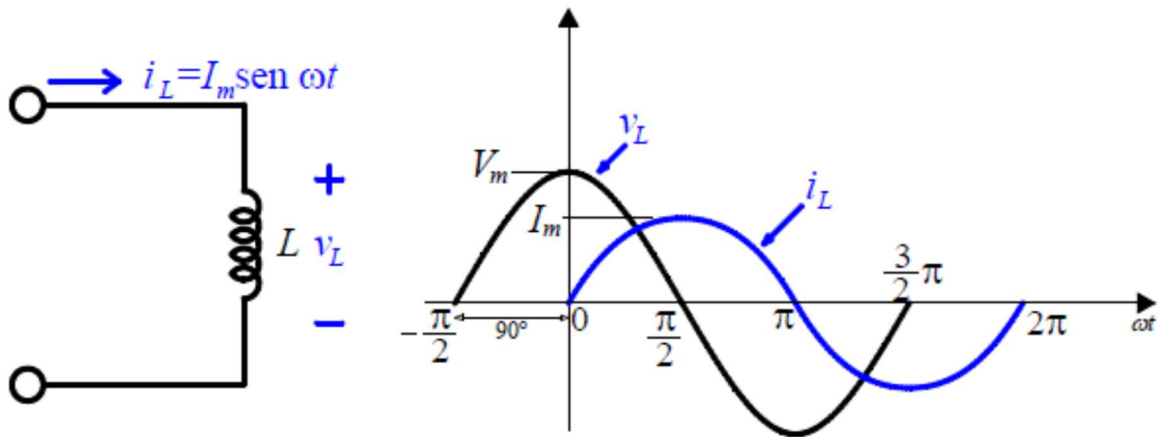


Figura 2-6. Diagrama senoidal de carga inductiva. Fuente: Garza Correa Carlos Et Al, Análisis de Factibilidad Técnica de Corrección de Factor de Potencia, México, 2018

donde:

$$V_L = V_m \text{Sen}(wt) \quad (17)$$

$$I_L = I_m \text{Sen}(wt - 90^\circ) \quad (18)$$

## 2.7 Efectos del bajo factor de potencia

Un bajo factor de potencia implica un flujo de potencia reactiva circulando en el sistema eléctrico, el cual, por ser bidireccional no es transformado en trabajo, pero si produce una serie de efectos colaterales que no son deseados.

Los efectos provocados por un bajo *factor de potencia de desplazamiento* son por enumerar algunos:

- Incremento de caídas de tensión
- Incremento en la corriente circulante.

- Sobrecarga en los generadores, motores, transformadores, tableros y líneas de distribución al aumentar la potencia aparente
- Aumento de pérdidas eléctricas en conductores
- Aumento del porcentaje de regulación de tensión (en sistemas eléctricos donde el flujo de potencia es variante en el tiempo)
- Instalaciones sobredimensionadas para permitir el flujo de potencia aparente (potencia activa + potencia reactiva)

Por otra parte, los efectos provocados por un bajo *factor de potencia de distorsión*, aunque son mucho más variados que en el caso del factor de potencia por desplazamiento también son conocidos<sup>10</sup>:

- Aumento de esfuerzos térmicos de equipo
- Incremento de la resistencia a la corriente alterna
- Caídas de tensión no senoidales
- Corrientes en el conductor neutro en sistemas de 3 fases 4 hilos
- Aumento en las pérdidas en el cobre y en el hierro en transformadores e incremento en el ruido de operación
- Pares pulsantes y de secuencia negativa en máquinas eléctricas rotatorias
- Interferencia telefónica
- Operación incorrecta de equipo de medición
- Disparo anticipado de equipo de protección
- Resonancia en serie y paralelo en sistemas eléctricos

## **2.8 Pérdidas por bajo factor de potencia de desplazamiento**

### **2.8.1 Cambios en la magnitud de la corriente y sus repercusiones**

Debido a que la corriente también es un vector, la diferencia de corrientes se tiene que calcular vectorialmente con los ángulos de fase, no con las magnitudes o de forma aritmética.

---

<sup>10</sup> Pimenta Joao, Sistemas de Compensación para Líneas de Distribución, Seminario Técnico, ABB, 2017

Los triángulos de potencia se hacen proporcionales a los triángulos de corriente como los mostrados en la Figura 2-7.

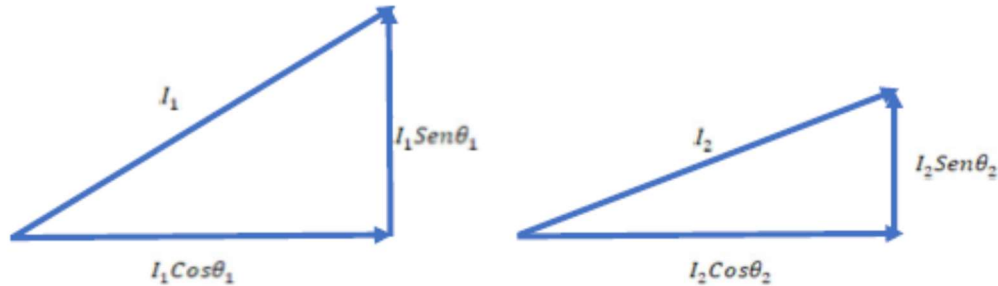


Figura 2-7. Triangulo de Corrientes.

Por lo que la reducción de corriente al mejorar (incrementar), el factor de potencia quedaría como<sup>11</sup>:

$$r_I = \left| \frac{\bar{I}_1 - \bar{I}_2}{\bar{I}_1} \right| \quad (19)$$

Con

$$\bar{I}_1 = I_1 \angle \cos^{-1}(fp_1) \quad (20)$$

$$\bar{I}_2 = I_2 \angle \cos^{-1}(fp_2) \quad (21)$$

El incremento de la corriente impacta de forma significativa en un aumento de temperatura en el sistema eléctrico, dicho incremento de temperatura daña aislamiento de conductores, disparo de interruptores termomagnéticos, calentamiento de los devanados en transformadores, motores, equipos y repercute directamente en la disminución de la vida útil del sistema eléctrico en general.

## 2.8.2 Incremento en la caída de tensión y sus repercusiones

De la Ley de Voltajes de Kirchoff, desarrollamos la Figura 2-8

<sup>11</sup> Apuntes de Calidad de la Energía, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, Facultad de Ingeniería, UNAM 2021



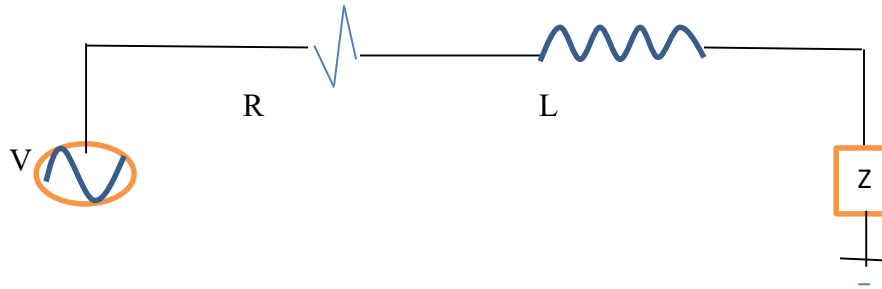


Figura 2-8. Circuito Ideal con una fuente V, resistencia R, inductancia L y una carga (impedancia) Z. Fuente: Calidad de la Energía, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, UNAM, 2020

Desarrollando:

$$\bar{V} - \bar{V}_R - \bar{V}_L - \bar{V}_Z = 0 \quad (22)$$

$$\bar{V} = \bar{V}_R + \bar{V}_L + \bar{V}_Z \quad (23)$$

$$\bar{V}_Z = \bar{V} - \bar{V}_R - \bar{V}_L \quad (24)$$

$$\bar{V}_Z = \bar{V} - R\bar{I} - jX_L\bar{I} \quad (25)$$

Factorizando

$$\bar{V}_Z = \bar{V} - \bar{I}(R + jX_L) \quad (26)$$

Expresado en su forma fasorial<sup>12</sup>:

$$\bar{V}_Z = V_f \angle \theta - I \angle \theta (R + jX_L) \quad (27)$$

Con  $X_L = X_{PU} \frac{VL}{St}$

donde  $\bar{V}_Z$  es el voltaje de la carga,  $X_L$  es la reactancia inductiva,  $X_{PU}$  es la reactancia por unidad,  $V_f$  es el voltaje de fase,  $V_L$  es el voltaje de línea,  $St$  es la potencia del transformador y  $\angle \theta$  es el ángulo de fase.

<sup>12</sup> Apuntes de Calidad de la Energía, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, Facultad de Ingeniería, UNAM 2021

Al hacer los cálculos en el estudio de caso como se desarrollará en el capítulo 4 del presente trabajo, se observará la diferencia de caída de tensión al tener un factor de potencia bajo y un factor de potencia cercano a la unidad.

### 2.8.3 Cambios en la potencia aparente

Si tenemos los siguientes triángulos de potencia (Figura 2-9) con  $fp_1$  el factor de potencia actual y  $fp_2$  el factor de potencia objetivo:

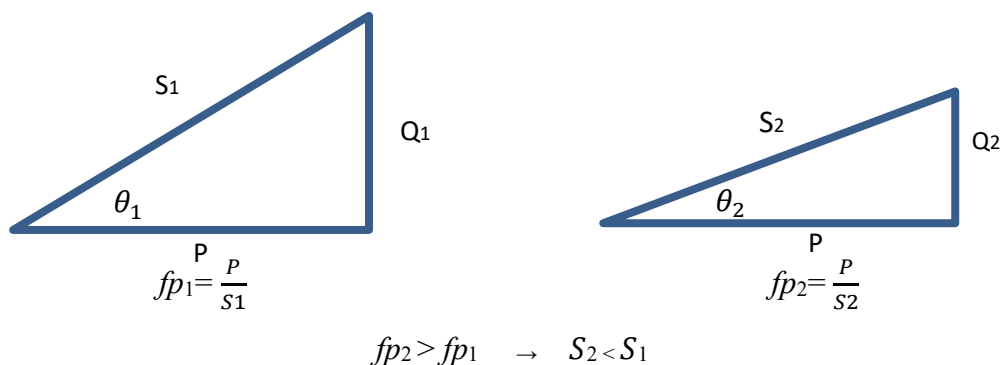


Figura 2-9. Triángulos de Potencias con  $fp_2 > fp_1$

Explicando la Figura 2-9, cuando el factor de potencia objetivo  $fp_2$  es mayor al factor de potencia actual  $fp_1$ , la potencia aparente  $S$  disminuye, es decir, la potencia aparente alcanzada  $S_2$  al incrementar el factor de potencia será menor a la potencia aparente actual.

Tener varios usuarios en condiciones de bajo factor de potencia, implica una saturación en la red, la empresa suministradora tendrá que incrementar la infraestructura, como se puede analizar en la Figura 2-10 del siguiente triángulo de potencias:

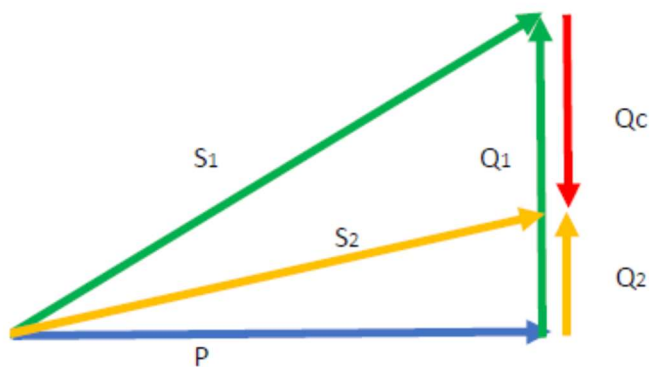


Figura 2-10. Potencia del Banco de Capacitores  $Q_C$

Con

$$\bar{S}_1 = P + jQ_1 \quad (28)$$

$$\bar{S}_2 = P + jQ_2 \quad (29)$$

$$\bar{S}_1 - \bar{S}_2 = (P + jQ_1) - (P + jQ_2) \quad (30)$$

$$= j(Q_1 - Q_2)$$

$$= j Q_C = |Q_1 - Q_2| = |Q_C| \quad (31)$$

Como se puede observar en la ecuación (31), la potencia que se libera del transformador o si existiera un sistema con varios transformadores (con  $n$  número de usuarios), sería la potencia que libera a la red, es simplemente la magnitud de la potencia del banco de capacitores  $Q_C$ .

#### 2.8.4 Pérdidas eléctricas (efecto Joule)

Derivado del cambio en la magnitud y consecuentes disminuciones en la corriente que circula por los conductores una vez que logramos incrementar el factor de potencia, podemos obtener las pérdidas eléctricas generadas por el *efecto Joule*.

El material usado para las bobinas normalmente es de cobre y tiene una resistencia, la corriente que pasa por esta resistencia provoca pérdidas de voltaje (ocasionando fuerza electromotriz) y pérdidas de energía que incrementan la temperatura de los devanados.

Se deben a determinadas características de los embobinados: la primera es que el material (cobre) tiene una resistividad mayor que cero y la segunda llamada reactancia de dispersión, la separación entre las espiras las capas de las bobinas y entre las propias bobinas y el núcleo, permitiendo que se desarrollen líneas de flujo magnético fuera del núcleo y que cierran a través del aire.

Estas líneas de flujo se originan por las fuertes corrientes de carga del transformador, mismas que serán revisadas en la sección 2.9.3 de este capítulo.

“James Prescott Joule descubrió en 1841 el fenómeno irreversible por el cual, si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los constantes choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo”<sup>13</sup>

Las ecuaciones con las que calculamos la potencia de estas pérdidas es la siguiente:

$$P_{fp1} = K I_{fp1}^2 R \quad (32)$$

$$P_{fp2} = K I_{fp2}^2 R \quad (33)$$

Con

$K$  como el factor por sistema trifásico ( $K=3$ ) o monofásico ( $K=2$ ),  $P_{fp1}$  son las perdidas evaluadas con el factor de potencia actual en watts,  $P_{fp2}$  son las perdidas evaluadas con el factor de potencia objetivo en watts,  $I_{fp1}$  es la corriente que circula por el sistema evaluada con el factor de potencia actual,  $I_{fp2}$  es la corriente que circula por el sistema evaluada con el factor de potencia objetivo y  $R$  es la resistencia del material conductor, generalmente es cobre medida en Ohms.

Para el cálculo de la resistencia  $R$ , la obtenemos de la siguiente expresión:

$$R = \rho \left( \frac{l}{A} \right) \quad (34)$$

Con

$\rho$  es la resistividad eléctrica del cobre (Ohms x mm<sup>2</sup> /m),  $l$  la longitud del conductor (m) y  $A$  es el área transversal del cable (mm<sup>2</sup>),

Por lo que las pérdidas totales por efecto Joule son<sup>14</sup>:

$$P_{joule} = P_{fp2} - P_{fp1} \quad (35)$$

---

<sup>13</sup> Física de Fluidos y Termodinámica, WordPress, ley de joule, Hernán León

<sup>14</sup> Apuntes de Diagnósticos Energéticos, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, Facultad de Ingeniería, UNAM 2021

## 2.9 Perdidas por bajo factor de potencia de distorsión

La distorsión armónica de voltajes y corrientes juega un papel muy importante en el factor de potencia, se puede tener un bajo factor de potencia no solo porque la potencia activa sea baja comparada con la potencia aparente a frecuencia fundamental (factor de potencia de desplazamiento), sino por una distorsión armónica elevada en la corriente o en el voltaje (factor de potencia de distorsión).<sup>15</sup>

### 2.9.1 Armónicas y sus efectos generales

Como sustento de muchas tecnologías que nos rodean actualmente, se encuentra la serie trigonométrica de Fourier, a la que también se le conoce como análisis de Fourier o serie de Fourier. El nombre se debe al matemático francés Jean Baptiste Joseph Fourier, quien fue el primero en estudiarla sistemáticamente, publicando sus primeros resultados en 1807. Fourier contemplo la existencia de la serie cuando investigaba la difusión de calor en una lámina rectangular. En 1822 presenta la solución a su problema en su obra “Theorie Analytique de la Chaleur”, en esta desglosa minuciosamente el estudio de la serie ya que descubrió que la solución general a la ecuación diferencial que representaba su problema, se componía de la suma infinita de funciones senoidales.

El desarrollo del conocimiento de su teoría a través de los últimos 2 siglos ha formado una herramienta sumamente útil en los diferentes ramos de la ingeniería, la tecnología y el desarrollo científico de nuestros días.

Si  $y(t)$  es una función periódica, se puede expresar analíticamente por medio de la siguiente serie de Fourier:

$$y(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [(a_n \cos(nwt) + b_n \sin(nwt))] \quad (36)$$

Donde  $w$  es la frecuencia angular  $w = 2\pi f$

---

<sup>15</sup> Sandoval Gonzalo, Componentes Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Generación, Efectos y Medidas Correctivas. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, 2004

$a_0$ ,  $a_n$  y  $b_n$  son los coeficientes de la serie

Los coeficientes de la serie se obtienen de la siguiente manera:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T y(t) dt \quad (37)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T y(t) \cos(n\omega t) dt \quad (38)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T y(t) \sin(n\omega t) dt \quad (39)$$

Donde  $T$  es el periodo de  $y(t)$  y es el inverso de la frecuencia ( $f$ )

Estos coeficientes tienen una representación matemática, así  $a_0$  es el valor promedio de la función  $y(t)$ , mientras que los coeficientes  $a_n$  y  $b_n$  son los componentes ortogonales de un fasor cuya representación compleja es:

$$A_n \angle \theta = a_n + jb_n \quad (40)$$

Y cuya magnitud y ángulo de fase son:

$$A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (41)$$

$$\theta_n = \tan^{-1} \left( \frac{b_n}{a_n} \right) \quad (42)$$

Entonces la ecuación (36) queda como:

$$y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} Y_n \sin(n\omega t - \theta_n) \quad (43)$$

De este modo la componente fundamental tendrá la misma secuencia que la función periódica distorsionada, o lo que es lo mismo  $n=1$ . Al conjunto de los senoides que componen la serie de Fourier, a excepción de la fundamental ( $n=1$ ) se les conoce como armónicas.

Puntualizando, a la senoide cuya frecuencia es el doble de la fundamental ( $n_2$ ) se le conoce como segunda armónica; a la senoide cuya frecuencia es igual al triple de la fundamental ( $n=3$ ) se le denomina tercera armónica y así sucesivamente (véase Figura 2-11).

Al tener distorsión armónica en la tensión y la corriente en un sistema eléctrico, resulta útil representar analíticamente a dichas tensión y corriente por medio de la serie de Fourier, como a continuación se indica:

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} V_n \text{sen}(n\omega t - \theta_n) \quad (44)$$

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} I_n \text{sen}(n\omega t - \theta_n) \quad (45)$$

Una vez contemplada la distorsion armonica en la tension y la corriente con las ecuaciones (44) y (45), se procede a determinar su comportamiento en el sistema electrico para identificar, posteriormente, sus efectos sobre el mismo.<sup>16</sup>

Si la corriente que demanda la carga es lineal, como lo visto en la sección 2.3 del presente trabajo, la forma de onda de voltaje a la salida no se ve afectada; pero si la corriente que demanda la carga es no-lineal, la forma de onda de voltaje a la salida puede o no ser distorsionada.

La IEEE en su artículo 519 define una armónica como “Una componente senoidal de una onda periódica teniendo una frecuencia que es un múltiplo integral de la frecuencia fundamental”<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Barcón Santiago, Rafael Guerrero, Iban Martinez, Calidad de la Energía, Mc Graw Hill, México, 2012

<sup>17</sup> Practicas recomendadas y requerimientos para el control de armónicas en sistemas eléctricos de potencia, IEEE 519-1992

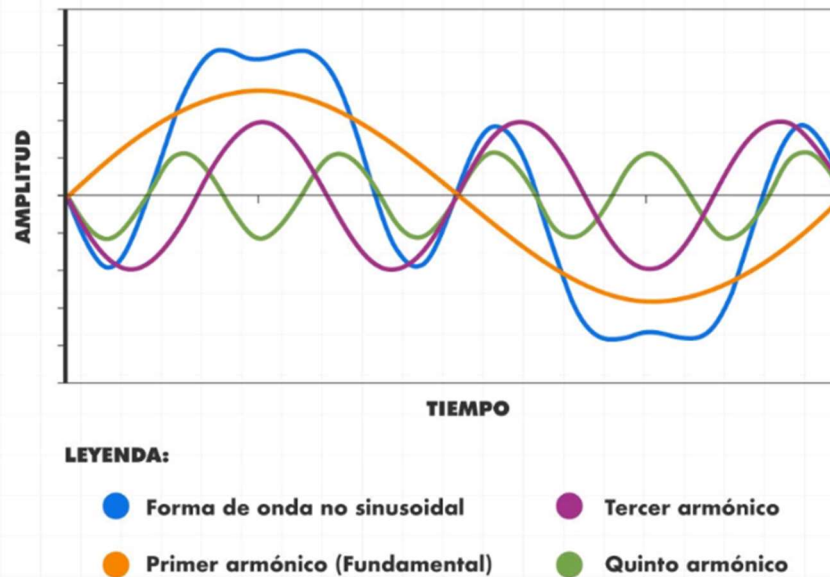


Figura 2-11. Representación gráfica de armónicas, Fuente: Inel Engineering Education, Perú, 2021

La existencia de corrientes armónicas en la red eléctrica, tienden a incrementar las pérdidas en el equipo eléctrico y los someten a esfuerzos térmicos mayores a los previstos en su diseño, a continuación enumeramos lo que pueden ser los siguientes tipos de pérdidas originadas por corrientes armónicas:

- a) Pérdidas eléctricas en el cobre, tanto en conductores como la corriente que circula por los devanados de transformadores y motores
- b) Pérdidas en el hierro del transformador (por histéresis y corrientes parasitas o de Eddy)
- c) Pérdidas en líneas de transporte de energía
- d) Suma de corrientes en el neutro
- e) Incremento del ruido en transformadores
- f) Efectos sobre maquinas eléctricas rotatorias como perdidas magnéticas, eléctricas, rotatorias como oscilaciones mecánicas que se traducen en momentos de torsión con un sentido de giro opuesto al del rotor, calentamientos y reducción de la vida útil.
- g) Efectos sobre dispositivos de protección como relevadores, fusibles e interruptores.
- h) Efectos sobre equipo electrónico y de medición



- i) Efectos sobre bancos de capacitores y fenómenos de resonancia y amplificación de corriente

Para el análisis del presente estudio nos enfocaremos en los puntos a y b arriba citados, que son las pérdidas por bajo factor de potencia, tanto por desplazamiento como por distorsión

### 2.9.2 Pérdidas eléctricas en el cobre

Similar a las pérdidas en el cobre evaluadas con la corriente fundamental, en la sección 2.8.4 de este capítulo, de la misma forma pueden calcularse las pérdidas eléctricas en el cobre cuando se tiene un fenómeno de distorsión armónica<sup>18</sup>.

$$P_e = R \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 = R I_1^2 [1 + (THDi)^2] \quad (46)$$

Con

$I_n$  como la corriente de la  $n$  enésima armónica,  $I_1$  es la corriente de la componente fundamental y  $THDi$  es la distorsión armónica total de la corriente

### 2.9.3 Pérdidas por esfuerzos térmicos en el hierro del transformador (por histéresis y corrientes parasitas)

Ninguna máquina eléctrica es ideal, es decir siempre tienen algún tipo de pérdida al realizar un trabajo, siendo estas estáticas o dinámicas.

En el caso del transformador estas pérdidas son estáticas y se dividen en dos grandes grupos:

- 1) Magnéticas. Para poder explicar las pérdidas magnéticas que se presentan en el núcleo ferromagnético de un transformador, es necesario conocer algunos conceptos de magnetismo, así como conocer que es la curva de saturación en un transformador.

---

<sup>18</sup> Sandoval Gonzalo, Componentes Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Generación, Efectos y Medidas Correctivas. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, 2004

De acuerdo con Chapman, la intensidad del campo magnético  $H$ , de alguna manera, es una medida del “esfuerzo” de una corriente por establecer un campo magnético. La potencia del campo magnético producido en el núcleo de un transformador también depende del material que está hecho y su permeabilidad  $\mu$ . La ecuación que describe la relación entre la intensidad del campo magnético  $H$  y la densidad de flujo resultante  $B$  producida dentro del material esta dada por<sup>19</sup>

$$B = \mu H \quad (47)$$

La intensidad del campo magnético  $H$  se mide en Ampere-vueltas por metro (A-N/m), la permeabilidad  $\mu$  en Henries por metro (H/m) y la densidad de flujo resultante en Weber por metro cuadrado, conocido como Teslas (T). También puede describirse como la facilidad relativa para establecer un campo magnético en un material dado.

El comportamiento de la permeabilidad magnética en un material ferromagnético, al aplicar una corriente directa, como se muestra en la Figura 2-12 se denomina Curva de Saturación o Curva de Magnetización.

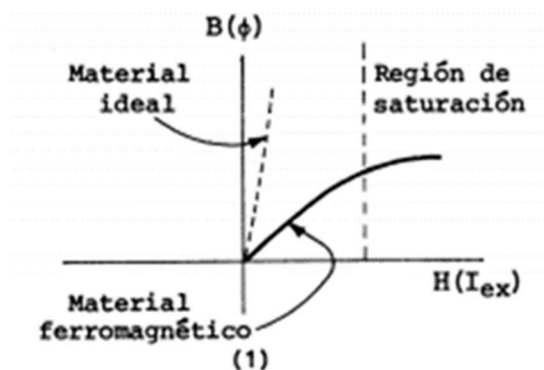


Figura 2-12 Curva de Saturación, Fuente: Blog de Maquinas Eléctricas, Facultad de Ingeniería UNAM, 2021

<sup>19</sup> Chapman J.Stephen, Maquinas Eléctricas, Mc Graw Hill, 5ª Ed, México, 2012

Al inicio un pequeño incremento de la fuerza magnetomotriz produce un gran aumento del flujo resultante, después de cierto punto, al entrar en la región de saturación, aunque se incremente la fuerza magnetomotriz, los aumentos de flujo serán cada vez más pequeños.

En el circuito eléctrico, el voltaje o fuerza electromotriz genera la corriente; por analogía, en el circuito magnético se denomina fuerza magnetomotriz y es igual al flujo efectivo de corriente aplicado al núcleo por el número de espiras de la bobina.

Si siguiendo el fenómeno de saturación, pero si ahora inyectamos corriente alterna a los devanados dispuestos sobre el núcleo, cuando se incrementa la corriente por primera vez, el flujo en el núcleo sigue la trayectoria *ab*, mostrada en la Figura 2-13 (que es la curva de saturación de la Figura 2-12)

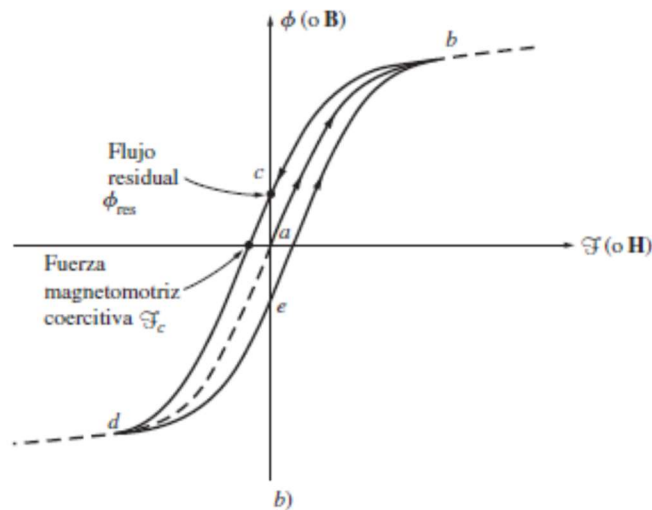


Figura 2-13. Curva de Histéresis, Fuente: Chapman Stephen, Maquinas Eléctricas, Mc Graw Hill, 2012

Cuando la corriente decrece, el flujo en el núcleo sigue la trayectoria *bcd* y más tarde, cuando la corriente se incrementa de nuevo, el flujo sigue la trayectoria *deb*. Note que la cantidad de flujo presente depende no solo de la cantidad de corriente aplicada a los devanados del núcleo, sino también de la historia previa del flujo presente en el núcleo. Este

anterior del flujo previo y seguir una trayectoria diferente en la curva se denomina histéresis. La trayectoria *bcdeb* descrita en la Figura 2-13, que representa la variación de la corriente aplicada se denomina curva de histéresis.<sup>20</sup>

Dentro del comportamiento de los materiales ferromagnético, sus átomos en su estructura interna tienden a tener sus campos magnéticos fuertemente alineados entre sí. Dentro de su estructura también existen unas regiones llamadas dominios, en las que todos los átomos se alinean con sus campos magnéticos apuntando en una misma dirección, de modo que el dominio actúa como un pequeño imán permanente.

Al tener una influencia externa de un campo magnético, los dominios se alinean y desalinean, debido a la energía que los átomos requieren para tomar alguna posición en el espectro y cambiar o alienar su orientación original.

Las pérdidas por histéresis en el núcleo de hierro se dan cuando los átomos requieren energía para recuperar sus posiciones o alineamiento y reorientar los dominios durante cada ciclo de corriente alterna aplicada al núcleo.

Como se puede mostrar en la Figura 2-14, el área comprendida dentro de la curva de histéresis, la cual se forma al aplicar corriente alterna, es directamente proporcional a la energía perdida en un ciclo dado de corriente alterna.

---

<sup>20</sup> Chapman J. Stephen, Maquinas Eléctricas, Mc Graw Hill, 5ª Ed, México, 2012

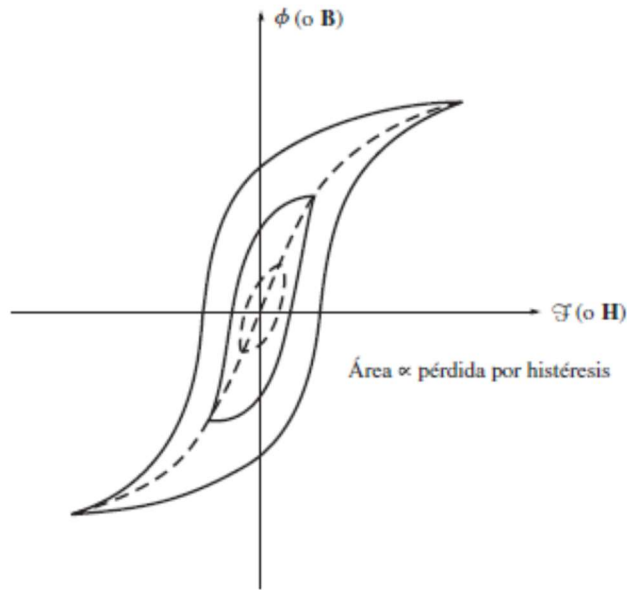


Figura 2-14, Área de pérdidas por histéresis en el núcleo de un transformador, Fuente: Chapman Stephen, Maquinas Eléctricas, Mc Graw Hill, 2012

Como se puede analizar, las pérdidas por histéresis dependen de la tensión y corrientes aplicadas, si estas tienen componentes armónicas, el flujo magnético también tendrá. Las pérdidas por histéresis estarán dadas por la ecuación:

$$Ph = Kh * f * Bmax^n \quad (48)$$

Con

$Ph$  como el valor de las pérdidas por histéresis (W/m<sup>2</sup>),  $Kh$  es la constante que depende del material ferromagnético,  $f$  es la frecuencia de la señal de excitación,  $Bmax$  es el valor de la inducción del flujo magnético máximo y  $n$  es la toma de valores de 1.6 para inducciones inferiores a 1 Tesla y 2 para inducciones superiores.

Debido a que estas pérdidas son inherentes en el proceso de trabajo del transformador, no se pueden eliminar, así mismo, solo reducir mediante la mejor calidad del hierro en el núcleo del transformador.

2) Pérdidas por corrientes parasitas.

Las corrientes parásitas se producen debido a que el núcleo es conductor de la electricidad, por lo que se organizan circuitos en forma de espiras cerradas, rodeando las líneas de flujo magnético. como el flujo es variable en el tiempo, se inducen en las espiras, fuerzas electromotrices, y estas a su vez producen corrientes circulantes en forma de remolino.

Estas corrientes reciben el nombre de corrientes parásitas, corrientes de Eddy o corrientes de Foucault. Las pérdidas se producen debido al calentamiento del núcleo, y la energía perdida se induce desde el primario hacia el secundario del transformador.<sup>21</sup>

La gran mayoría de aumento de pérdidas por calor en un transformador se debe a las corrientes de Eddy originadas por las corrientes de carga con distorsión armónica.

Las pérdidas generadas por las corrientes de Eddy para el caso de la componente fundamental se pueden calcular con la siguiente ecuación,

$$Pe = k_1 * f_1^2 * B_1^2 \quad (49)$$

Con  $k_1$  es una constante que depende del ancho de las laminaciones del material

De los conceptos mencionados en esta sección, tenemos la ecuación (47) que proporcionan la relación entre la densidad de flujo y la excitación magnética, así como la ecuación (50) entre la corriente y la excitación magnética

$$I = \frac{H * l}{N} \quad (50)$$

---

<sup>21</sup> Apuntes de Calidad de la Energía, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, Facultad de Ingeniería, UNAM 2021

Donde  $l$  es la longitud del circuito magnético formado por el núcleo,  $I$  es la corriente que circula por el devanado y  $N$  es el número de vueltas del devanado.

De estas ecuaciones se puede obtener una expresión que relacione la densidad de flujo magnético con la corriente en el devanado

$$B = \frac{N \cdot l}{\mu} I = k_2 I \quad (51)$$

Si aplicamos la ecuación (51) a la de pérdidas por corrientes de Eddy de la ecuación (49) a frecuencia fundamental tenemos:

$$P_{e1} = k_1 * f_1^2 * k_2^2 * I_1^2 = k 60^2 I_1^2 \quad (52)$$

Y las pérdidas por corrientes de Eddy debido a la  $n$ -ésima componente armónica de la corriente son:

$$P_{en} = k(60n)^2 I_n^2 \quad (53)$$

Sumando ambas ecuaciones para obtener las pérdidas totales por corrientes de Eddy tenemos:

$$P_{e_{tot}} = 60^2 k \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 n^2 \quad (54)$$

De la ecuación de pérdidas a componente fundamental (52), podemos despejar el término  $60^2 k$ , y lo sustituimos en la ecuación (54) para obtener una expresión de pérdidas totales proporcionales a las pérdidas de la componente fundamental

$$P_{e_{tot}} = \frac{P_{e1}}{I_1^2} \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 n^2 \quad (55)$$

Si se introduce en la sumatoria, el cuadrado de la magnitud de la corriente para la componente fundamental obtenemos:

$$P_{e_{tot}} = P_{e1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_n^2}{I_1^2} n^2 \quad (56)$$

De la ecuación (56) se obtiene una figura de mérito conocida como factor  $K$ , que se utiliza para evaluar el sobrecalentamiento producido por las corrientes de Eddy que circulan por los devanados del transformador bajo condiciones de distorsión armónica, así

$$K = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_n^2}{I_1^2} n^2 \quad (57)$$

El factor  $K$  es muy importante ya que indica cuanto aumenta las pérdidas de una corriente con distorsión con respecto a las pérdidas provocadas por una corriente a componente fundamental.

Para nuestro caso de estudio, las pérdidas magnéticas evaluadas será las corrientes de Eddy.

## 2.10 Efectos económicos desde el plano de cumplimiento de la compañía suministradora

En México, de acuerdo al Artículo 64 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica<sup>22</sup>, se deberá conservar el factor de potencia entre noventa centésimos atrasado y uno, se determina que cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 0.9, el suministrador de energía eléctrica tendrá derecho a cobrar al usuario una penalización o cargo por la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la siguiente ecuación:

$$Penalizacion = \frac{3}{5} \left[ \frac{0.9}{fp} - 1 \right] \times 100 \quad (58)$$

En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior a 0.9 el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la siguiente ecuación:

$$Bonificacion (\%) = \frac{1}{4} \left[ 1 - \frac{0.9}{fp} \right] \times 100 \quad (59)$$

---

<sup>22</sup> Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Art 64, Diario Oficial de la Federación



Es importante mencionar que un proyecto de implementación de banco de capacitores no se justifica con las pérdidas energéticas, sino con el ahorro de las penalizaciones económicas evitadas.

## 2.11 Efectos en la generación de emisiones de CO<sub>2</sub> ¿Mito o realidad?

Analizando nuevamente el triángulo de potencias, como se observa en la Figura 2-15, la potencia aparente y reactiva pueden incrementar o disminuir dependiendo de las condiciones del ángulo de fase y su correspondiente factor de potencia, este fenómeno no ocurre con la potencia activa P, siempre se mantiene constante.

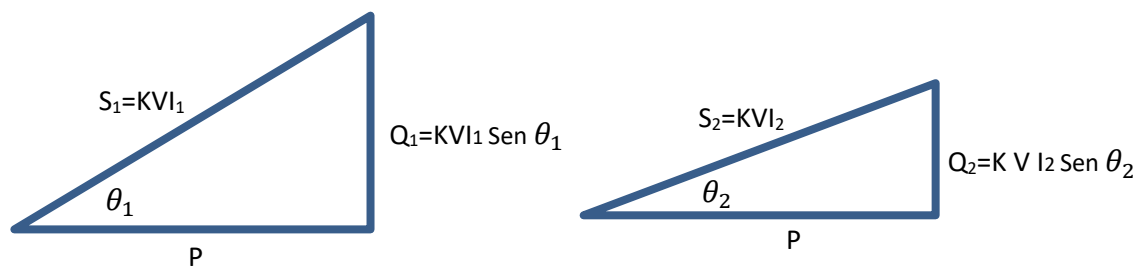


Figura 2-15. Triángulos de Potencias.

Debido a que  $P_1 = P_2$  (la magnitud de la potencia activa nunca cambia), no habrá una reducción de la potencia o de energía si se encontrara en función de la variable tiempo.

Debido a que las emisiones de CO<sub>2</sub> son función directamente proporcional a la energía consumida, el mejorar o incrementar el factor de potencia no repercutirá en un ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente<sup>23</sup>.

El afirmar que instalando bancos de capacitores que incrementen el factor de potencia, se obtendrán resultados de disminución de emisiones, siendo no solo una medida para evitar penalizaciones de la compañía suministradora, sino que ayudaran al medio ambiente, esta aseveración es falsa como se puede apreciar en los argumentos descritos en esta sección.

<sup>23</sup> Apuntes de Calidad de la Energía, Especialidad en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, Facultad de Ingeniería, UNAM 2021

## **Capítulo 3. Desarrollo metodológico del estudio de caso**

### **3.1 Plan de mediciones**

El presente caso de estudio tiene como proceso principal la distribución de gas natural mediante compresores de gas acoplados a motores eléctricos. Con la finalidad de obtener datos precisos, se realizará un plan de mediciones que incluya no solo el histórico de los valores de recibos eléctricos, sino también una serie de mediciones representativas utilizando un monitor de calidad de la energía, colocado en el secundario del transformador principal en 480 V.

Para el caso de los recibos de la compañía suministradora CFE, se analizarán los datos de los últimos 12 meses, este número de meses es debido a la información proporcionada por la empresa.

Para el caso de las mediciones obtenidas con un analizador de calidad de la energía se llevará a cabo una medición de 7 días consecutivos, del tipo cinco-minutal, de acuerdo a la recomendación de la CFE para un estudio de análisis de factor de potencia para Código de Red<sup>24</sup>.

### **3.2 Información de recibos de la compañía suministradora CFE**

A continuación, se muestra el recibo de energía eléctrica del mes de agosto de 2021, la Figura 3-1 muestra el registro de valores histórico en el recibo de CFE en un periodo de 12 meses en el cual se puede observar lo siguiente:

- a) Un factor de potencia del 83.55%
- b) Un cargo económico por bajo factor de potencia
- c) Tarifa en gran demanda media tensión horaria (GDMTH)

---

<sup>24</sup> Código de Red son las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional, emitidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), conforme al artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. [www.gob.mx/cre](http://www.gob.mx/cre)



CFE Suministrador de Servicios Básicos  
 Río Ródano No.14, colonia Cuauhtémoc,  
 Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,  
 Ciudad de México.  
 RFC: CSS160330CP7

<b>COMBUSTIBLE ECOLOGICO MEX SA</b>			<b>TOTAL A PAGAR:</b> <b>\$357,946</b>
CECILIO ROBELO 3 CONGRESO DE LA UNIÓN Y CARR 15970 DEL PARQUE VENUSTIANO CARRANZA, D.F. C.P. 15960			(TRESCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y SEIS PESOS M.N.)
<b>NO. DE SERVICIO :</b> 147000803112	FOTOVOLTAICO	<b>PERIODO FACTURADO:</b> 31 JUL 21 - 31 AGO 21	
<b>RMU :</b> 15960 00-08-20 CEM9-70905 001 CFE			
<b>TARIFA:</b> GDMTH	<b>NO. MEDIDOR:</b> 887M7X	<b>MULTIPLICADOR:</b> 300	<b>FECHA LÍMITE DE PAGO: 16 SEP 2021</b>
<b>CARGA CONECTADA kW:</b> 550	<b>DEMANDA CONTRATADA kW:</b> 350		<b>CORTE A PARTIR: 17 SEP 2021</b>

Concepto	Consumo		Precio (MXN)	Subtotal (MXN)
	Medida ●	Estimada ●		
kWh base	-		25,038	
kWh intermedia			89,152	
kWh punta			8,938	
kW base			265	
kW intermedia			265	
kW punta			265	
kWMax			265	
kVArh			80,977	
Factor de potencia %			83.55	

Concepto	Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista			
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)
Suministro	626.99	0	0	626.99
Distribución	0	16687.05	0	16687.05
Transmisión	0	0	21387.33	21387.33
CENACE	0	0	1034.28	1034.28
Generación B	0	0	20190.64	20190.64
Generación I	0	0	128682	128682
Generación P	0	0	15322.41	15322.41
Capacidad	0	90359.25	0	90359.25
SCnMEM(*)	0	0	714.14	714.14
<b>Total</b>	<b>626.99</b>	<b>107,046.30</b>	<b>187,330.80</b>	<b>295,004.09</b>

Desglose del importe a pagar	
Concepto	Importe (MXN)
Cargo Fijo(*)	626.99
Energía	294,377.10
Cargo Factor de Potencia(*)	13,570.19
Subtotal	308,574.28
IVA 16%	49,371.88
Facturación del Periodo	357,946.16
Adeudo Anterior	368,502.77
Su Pago	368,502.00-
<b>Total</b>	<b>\$357,946.93</b>

Figura 3-1. Recibo de consumo de energía eléctrica del mes de agosto de 2021.

Periodo	Demanda máxima kW	Consumo total kWh	Factor potencia %	Factor carga %	Precio medio (MXN)
AGO 20	187	86,817	82.95	62	2.3597
SEP 20	224	102,022	83.00	63	2.2799
OCT 20	146	25,909	82.98	31	2.4998
OCT 20	145	7,606	83.09	31	2.5135
NOV 20	120	31,866	82.89	37	2.5334
DIC 20	123	32,553	83.05	36	2.5196
ENE 21	266	91,480	83.09	46	2.4682
FEB 21	269	91,209	83.13	50	2.5932
MAR 21	263	116,097	83.01	59	2.4506
ABR 21	256	10,121	82.32	55	2.6425
ABR 21	263	104,141	83.18	61	2.4754
MAY 21	264	124,406	83.60	63	2.3984
JUN 21	272	123,872	83.81	63	2.5696
JUL 21	269	125,059	83.42	62	2.5402
AGO 21	265	123,128	83.55	62	2.5061

Datos Fiscales del Receptor Cadena Original Este documento es una representación impresa de un CFDI Pago en una sola exhibición

Figura 3-1.1. Recibo de consumo de energía eléctrica del mes de agosto de 2021 (posterior)

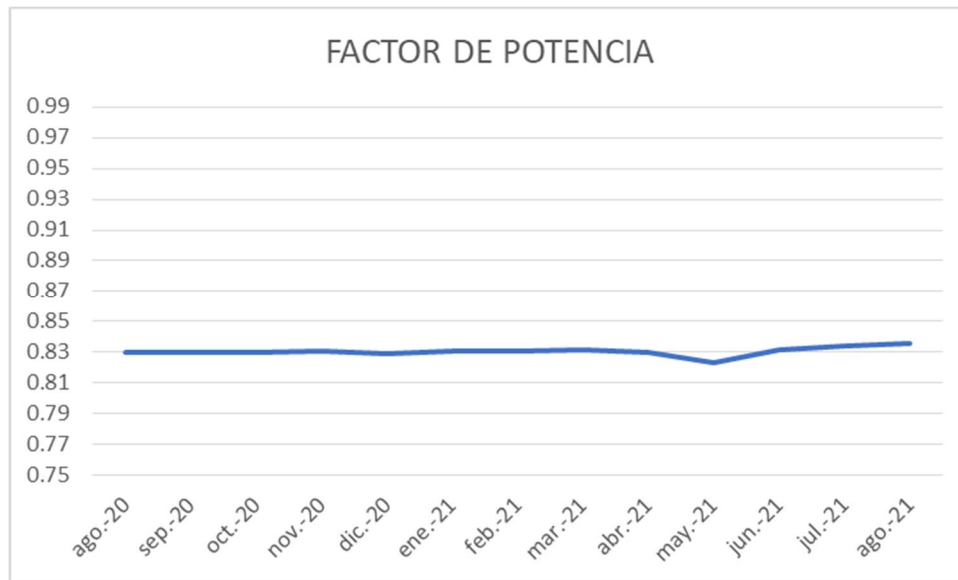


Figura 3-2. Registro de valores de factor de potencia en recibo de CFE para un periodo de 12 meses

Como se observa, en la Figura 3-2, en el histórico de registros, el valor del factor de potencia durante un año ha mantenido un perfil constante alrededor de 0.83.

También se puede observar que, a pesar del periodo de baja producción debido a la pandemia sanitaria, los meses de octubre a diciembre de 2020 donde hubo una demanda de potencia eléctrica menor, por consiguiente, la operación de los motores eléctricos fue menor, el factor de potencia se mantuvo en los mismos índices.

### **3.3 Compensación del factor de potencia**

Como se vio en la sección 2.5 del presente trabajo, hablando en términos eléctricos, “compensar” la potencia reactiva y su consecuente factor de potencia evoca a la acción de corregir un valor que se encuentra por debajo de los parámetros mínimos aceptables, incrementándolo con el objetivo de mejorar el sistema eléctrico en su conjunto e impactando de forma positiva en diversos factores técnicos, económicos, de eficiencia eléctrica y energética.

De acuerdo con la CFE, dentro de los requisitos de calidad de la energía que deben cumplir los clientes, el valor de factor de potencia debe ser igual o superior a 0.9 o 90%.<sup>25</sup>

Los sistemas eléctricos tienen características particulares, trabajan con distintas condiciones, con filosofías de operación diversas en cada industria o proceso productivo, por tal motivo se tiene que analizar dicha compensación del factor de potencia por diversos métodos y elegir, de acuerdo a cada caso, la mejor opción que se adecue técnicamente al perfil de carga y operación del sistema.

Para este caso de estudio, la compensación se llevará a cabo analizando la información de los recibos de la compañía suministradora y con información de mediciones mediante un monitor de calidad de la energía, que nos permitan calcular la capacidad optima de uno o más bancos de capacitores del tipo fijo o automáticos, teniendo como unidad en el sistema internacional el volt-ampere-reactivo.

---

<sup>25</sup> Guía L000070, Características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica Comisión Federal de Electricidad, 2009.

Es importante para este capítulo llevar a cabo la deducción matemática que nos permita determinar la expresión para la compensación de la potencia reactiva capacitiva  $Q_c$  que el sistema eléctrico necesitara y con esto poder aplicar y llevar a cabo los métodos de estudio del presente capítulo.

Del triángulo de potencias de la figura 2-10 (Capítulo 2) tenemos que

$$Q_c = Q_{L1} - Q_{L2} \quad (1)$$

Con  $Q_{L1}$  como la potencia reactiva inductiva actual y  $Q_{L2}$  la potencia reactiva inductiva objetivo

$$\tan \theta_1 = \frac{Q_{L1}}{P} \quad (2)$$

$$\tan \theta_2 = \frac{Q_{L2}}{P} \quad (3)$$

Sustituyendo en (1)

$$Q_c = P (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (4)$$

Si

$$\cos \theta = fp \quad (5)$$

$$\theta = \cos^{-1}(fp) \quad (6)$$

Sustituyendo (6) en (4) tenemos

$$Q_c = P [\tan (\cos^{-1}fp_1) - \tan (\cos^{-1}fp_2)] \quad (7)$$

Otras expresiones genéricas que podemos obtener del triángulo de potencias:

$$Q_L = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (8)$$

y 
$$fp = \frac{P}{S} \quad \rightarrow \quad S = \frac{P}{fp} \quad (9)$$

Sustituyendo (8) en (1)

$$Q_C = \sqrt{S_1^2 - P^2} - \sqrt{S_2^2 - P^2} \quad (10)$$

Sustituyendo (9) en (10)

$$Q_C = \sqrt{\frac{P^2}{fp_1^2} - P^2} - \sqrt{\frac{P^2}{fp_2^2} - P^2} \quad (11)$$

$$Q_C = P \sqrt{\frac{1-fp_1^2}{fp_1}} - P \sqrt{\frac{1-fp_2^2}{fp_2}} \quad (12)$$

Por lo tanto

$$Q_C = P \left[ \sqrt{\frac{1-fp_1^2}{fp_1}} - \sqrt{\frac{1-fp_2^2}{fp_2}} \right] \quad (13)$$

Con  $Q_C$  como la potencia reactiva capacitiva del banco calculado con unidades en kVAr,  $P$  la potencia activa en kW,  $fp_1$  como el factor de potencia actual y  $fp_2$  el factor de potencia objetivo.

Siendo (7) y (13) las ecuaciones fundamentales que utilizaremos para el desarrollo de todos los modelos.

### **3.4 Métodos de compensación mediante la información de los recibos de consumo de energía eléctrica**

#### **3.4.1 Método de compensación de la demanda media**

El Método de Compensación de la Demanda Media contempla los siguientes elementos proporcionados en un recibo común de perfil industrial clasificado en tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH):

El periodo de facturación (mensual), la demanda máxima<sup>26</sup> en kW ( $D_{max}$ ), el consumo total del periodo en kWh, el factor de potencia actual ( $fp_1$ ), el factor de carga<sup>27</sup> ( $Fc$ ) en porcentaje. Así como un punto importante a considerar y que normalmente es elegido por el diseñador del sistema de compensación, es el factor de potencia objetivo ( $fp_2$ ),

Con dichos elementos podemos calcular la potencia reactiva de compensación del banco de capacitores  $Q_c$  para cada valor del periodo de facturación, utilizando principalmente el factor de carga  $Fc$  y la demanda máxima  $D_{max}$ , con estas dos variables obtenemos la demanda media en kW.

Sea

$$P = \text{Demanda Media} = D_{max} \times Fc \quad [\text{kW}] \quad (14)$$

Con  $P$  como la potencia activa en kW, la demanda media en kW, la demanda máxima en kW y  $Fc$  como el factor de carga en porcentaje.

A continuación, en la Tabla 1, se presentan los datos del recibo de energía eléctrica para el estudio de caso.

Tabla 1. Datos de demanda máxima con base en el recibo de CFE.

Mes	Dem. Máx. (kW)	Consumo total (kWh)	$fp_1$	FC (%)
Ago. 2020	187	86,817	0.8295	62
Sep. 2020	224	102,022	0.8300	63
Oct. 2020	146	33,515	0.8309	31
Nov. 2020	120	31,866	0.8289	37
Dic. 2020	123	32,553	0.8305	36
Ene. 2021	266	91,480	0.8309	46

<sup>26</sup> La demanda es una medida del consumo de energía promedio durante un intervalo de tiempo fijo; la demanda máxima es la demanda más alta registrada durante el periodo de facturación, Diagnósticos Energéticos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2020.

<sup>27</sup> Factor de Carga es una medida de la tasa de utilización de la energía eléctrica a una demanda establecida en un ciclo productivo. Un factor de carga cercano a la unidad quiere decir que la utilización de la energía eléctrica dentro del ciclo productivo es cercana a su capacidad nominal.



Feb. 2021	269	91,209	0.8313	50
Mar. 2021	263	116,097	0.8301	59
Abr. 2021	263	104,141	0.8318	61
May. 2021	264	124,404	0.8360	63
Jun. 2021	272	123,872	0.8381	63
Jul. 2021	269	125,059	0.8342	62
Ago. 2021	265	123,128	0.8355	62

Llevando a cabo los cálculos y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando las ecuaciones (13) y (14) se presenta la Tabla 2 en la cual se desarrolla el método de la Demanda Media y se calculan los valores discretos de la potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  para cada periodo del recibo de energía eléctrica.

Tabla 2. Cálculo de  $Q_C$  con el método de la Demanda Media.

METODO:		DEMANDA MEDIA CON BASE EN LOS RECIBOS DE LUZ							
FP2=		0.9999							
A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Mes	Dem. Máx. (kW)	Consumo total (kWh)	FP1	FC (%)	POTENCIA (kW) kW=(DEMMAX) * FC	K	$Q_C=K*P$ kVAr@480V	$Q_C=K*P$ kVAr@440V	
ago-20	187	86,817	0.8295	62	115.94	0.6592	76.42	90.95	
sep-20	224	102,022	0.83	63	141.12	0.6579	92.84	110.48	
oct-20	146	33,515	0.8309	31	45.26	0.6555	29.67	35.31	
nov-20	120	31,866	0.8289	37	44.4	0.6607	29.34	34.91	
dic-20	123	32,553	0.8305	36	44.28	0.6566	29.07	34.60	
ene-21	266	91,480	0.8309	46	122.36	0.6555	80.21	95.46	
feb-21	269	91,209	0.8313	50	134.5	0.6545	88.03	104.76	
mar-21	263	116,097	0.8301	59	155.17	0.6576	102.04	121.44	
abr-21	263	104,141	0.8318	61	160.43	0.6532	104.79	124.71	
may-21	264	124,404	0.836	63	166.32	0.6422	106.82	127.12	
jun-21	272	123,872	0.8381	63	171.36	0.6368	109.11	129.85	
jul-21	269	125,059	0.8342	62	166.78	0.6469	107.89	128.40	
ago-21	265	123,128	0.8355	62	164.3	0.6435	105.73	125.83	
Promedio	225	91,243	0.8321	53.462	120.54	0.6523	78.63	97.98	

La columna H, de la Tabla 2, nos arroja los valores de potencia reactiva  $Q_C$  tomando como referencia el voltaje nominal comercial para los fabricantes de bancos de capacitores, que en este caso es de 480 V. La columna I nos arroja los valores ajustados de  $Q_C$  al voltaje de operación real del sistema, para este caso los motores trabajan a 440 V. Como se observa en la columna I, muestra el cálculo de potencia reactiva por mes, en kVAr del banco de capacitores  $Q_C$ , obtenemos valores puntuales de acuerdo a la demanda máxima y su factor

de carga promedio mensual. Para tomar un criterio de selección para un valor de  $Q_c$ , obtenemos el promedio de los datos de la columna dando como resultado 97.98 kVAr.

Observando la ecuación (1), debido a que la potencia activa  $P$  está en función a una Demanda Media ( $\bar{D}$ ), este método solo puede ser utilizado para perfiles de carga plana, es decir, cuando se tiene un consumo constante y con mínimas variaciones, ver Figura 3.3. Se realizará la comparativa con los demás métodos.

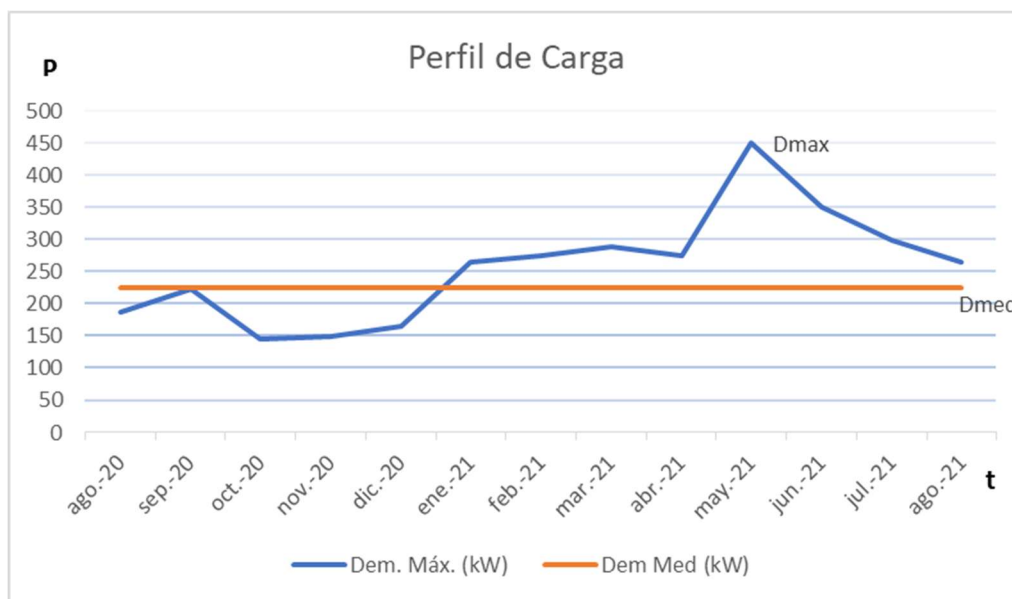


Figura 3.3 Perfil de carga.

Un banco de capacitores calculado  $Q_c$  se propondrá de tipo “Fijo”, cuando el perfil de carga del proceso o sistema mantenga una curva de demanda P constante y con mínimas variaciones a través del tiempo<sup>28</sup>. Este tipo de bancos estará suministrando potencia reactiva capacitiva de forma constante a través del tiempo.

Así mismo, cuando el factor de carga es constante, aun no alcanzando la tendencia a 1 o 100%, como lo mostrado en la Figura 3.4, es un indicativo de que se pueden tomar los

<sup>28</sup> Una recomendación realizada por el departamento de ingeniería de la empresa de manufacturas eléctricas WEG México SA de CV, para instalar un banco de capacitores del tipo fijo, la potencia reactiva calculada deberá ser menor a 100 kVAr, debido a que cuando se requiere compensar la potencia reactiva mayor a este valor, el arreglo de capacitores que mantendrán una energía reactiva capacitiva con operación continua, puede ser riesgoso desde el punto de vista eléctrico y de mantenimiento.

valores promedio teniendo un rango de error menor al obtener el dimensionamiento del banco de capacitores calculado con el método de la demanda media.

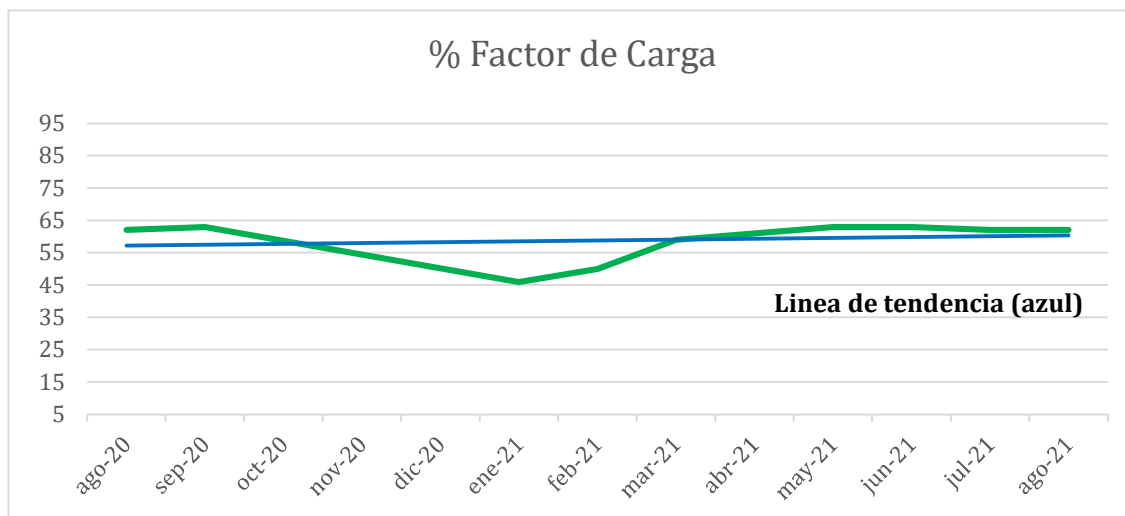


Figura 3.4. Factor de carga.

El otro tipo de banco de capacitores es del tipo “Automático”, en donde la curva de demanda  $P$  es variable y la filosofía de operación es mediante bloques o pasos los cuales son activados mediante contactores conforme la demanda del sistema lo vaya requiriendo, contiene circuito de PLC, medidores de tensión, corriente y potencia reactiva, es completamente automatizado y se puede dimensionar de cualquier capacidad.

Y existe un tercer tipo de banco de capacitores el cual consta de una parte de fija y una parte automática. Su operación es mantener la demanda constante mediante un arreglo de capacitores fijo y la parte de demanda variable mediante un arreglo automatizado. El cálculo y características de este método se presentarán más adelante en la sección de métodos de cálculo mediante las mediciones de un monitor de calidad de la energía.

Otro punto importante a considerar y que es a criterio del ingeniero especialista que diseña el sistema de compensación de potencia reactiva, es el hecho de que existen valores atípicos en la muestra de estudio, en este caso el registro de los últimos 12 meses en el cual los meses de octubre a diciembre de 2020, por efectos de la pandemia sanitaria de efectos mundiales, se aprecia una baja en la demanda y consecuente consumo de energía, lo cual afecta los resultados no solo para este sino para cualquier modelo mediante información de recibos.

Para este fenómeno existen 2 opciones: i) eliminar los valores del periodo de sesgo y numero ii) recopilar un mayor número de muestras mediante un periodo más amplio de registro. Para este caso y debido a la restricción de la información, se presenta la Tabla 3 donde se hace una nueva corrida eliminando estos valores de sesgo, quedando de la siguiente forma:

Tabla 3. Cálculo de  $Q_C$  con el método de la Demanda Media eliminado valores de potencia atípicos durante el periodo y que sesgan el resultado de  $Q_C$  promedio.

METODO: DEMANDA MEDIA CON BASE EN LOS RECIBOS DE LUZ								
FP2= 0.9999								
A	B	C	D	E	F	G	H	I
Mes	Dem. Máx. (kW)	Consumo total (kWh)	FP1	FC (%)	POTENCIA (kW) kW=(DEM MAX) * FC	K	Qc=K*P <a href="#">kVar@480V</a>	Qc=K*P <a href="#">kVar@440V</a>
ago-20	187	86,817	0.8295	62	115.94	0.6592	76.42	90.95
sep-20	224	102,022	0.83	63	141.12	0.6579	92.84	110.48
oct-20	0	33,515	0.8309	31	0	0.6555	0.00	0.00
nov-20	0	31,866	0.8289	37	0	0.6607	0.00	0.00
dic-20	0	32,553	0.8305	36	0	0.6566	0.00	0.00
ene-21	266	91,480	0.8309	46	122.36	0.6555	80.21	95.46
feb-21	269	91,209	0.8313	50	134.5	0.6545	88.03	104.76
mar-21	263	116,097	0.8301	59	155.17	0.6576	102.04	121.44
abr-21	263	104,141	0.8318	61	160.43	0.6532	104.79	124.71
may-21	264	124,404	0.836	63	166.32	0.6422	106.82	127.12
jun-21	272	123,872	0.8381	63	171.36	0.6368	109.11	129.85
jul-21	269	125,059	0.8342	62	166.78	0.6469	107.89	128.40
ago-21	265	123,128	0.8355	62	164.3	0.6435	105.73	125.83
Promedio	196	91,243	0.8321	53.462	104.54	0.6523	68.19	84.97

Por lo que el nuevo valor de  $Q_C$  calculado para el banco de capacitores es de 84.97 kVar.

Generalmente el método de la demanda media se aplica para perfiles de carga planos utilizando bancos de capacitores del tipo fijo, más adelante se realizará la comparativa de resultados con los distintos métodos y se determinará el tipo de banco propuesto para el presente estudio de caso.

### 3.4.2 Método de compensación con la demanda máxima

A diferencia del método de compensación de la demanda media, este método no utilizará el factor de carga  $FC$ , calculará la potencia reactiva de compensación del banco de capacitores  $Q_C$  para cada valor del periodo de facturación, utilizando principalmente la demanda máxima  $D_{max}$ .

Sea

$$P = D_{max} \text{ [kW]} \quad (15)$$

Llevando a cabo los cálculos y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando las ecuaciones (13) y (15) se desarrolla el método de la Demanda Máxima y se calculan los valores discretos de la potencia reactiva capacitiva  $Q_c$  para cada periodo, en la Tabla 4 se muestran los resultados.

Tabla 4. Cálculo de  $Q_c$  con el método de la Demanda Máxima.

METODO: DEMANDA MAXIMA CON BASE EN LOS RECIBOS DE LUZ						
FP2=		0.9999				
A	B	C	D	E	F	G
Mes	Dem. Máx. (kW)	Consumo total (kWh)	FP1	FC (%)	Qc kVAr@480V	Qc kVAr@440V
ago-20	187	86,817	0.8295	62	123.26	146.69
sep-20	224	102,022	0.83	63	147.36	175.37
oct-20	0	33,515	0.8309	31	0.00	0.00
nov-20	0	31,866	0.8289	37	0.00	0.00
dic-20	0	32,553	0.8305	36	0.00	0.00
ene-21	266	91,480	0.8309	46	174.37	207.51
feb-21	269	91,209	0.8313	50	176.05	209.52
mar-21	263	116,097	0.8301	59	172.95	205.82
abr-21	263	104,141	0.8318	61	171.79	204.44
may-21	264	124,404	0.836	63	169.55	201.78
jun-21	272	123,872	0.8381	63	173.20	206.12
jul-21	269	125,059	0.8342	62	174.02	207.10
ago-21	265	123,128	0.8355	62	170.54	202.95
Maximo						209.52

La columna G, de la Tabla 4, nos arroja los valores ajustados de  $Q_c$  al voltaje de operación real del sistema, para este caso los motores trabajan a 440 V. Como se puede observar en dicha columna se obtienen valores puntuales de acuerdo a la demanda máxima. Para tomar un criterio de selección para un valor de  $Q_c$ , obtenemos el valor máximo de los datos de la columna dando como resultado 209.52 kVAr.

El tipo de banco de capacitores que se implementa mediante el método de la demanda máxima debe ser automático, esto debido a que se toma el valor máximo que se presentó en el periodo, este valor no se va a repetir de forma constante, por tal motivo el banco debe ser

utilizado de acuerdo a las demandas que vaya requiriendo, por esta razón su constitución debe ser del tipo automático.

### **3.5 Métodos de compensación con la información de un monitor de calidad de la energía**

Cuando se necesita tener mayor precisión de los cálculos, los análisis se pueden llevar a cabo mediante un monitor de calidad de la energía, el cual nos va a realizar una grabación de registros cada 5 minutos, presentando el valor promedio obtenido en este lapso y la mínima duración para obtener una muestra representativa deberá ser de 7 días continuos conforme a lo estipulado por CFE para un estudio de este tipo.

Un monitor de calidad de la energía no solo nos arrojará datos básicos como voltajes, potencia activa y factores de potencia, sino que podremos obtener más provecho al registrar variables como potencias aparentes con el que podemos obtener perfiles de carga y porcentaje de utilización de los equipos, corrientes por fase donde podemos revisar desbalances, corrientes y voltajes armónicas, potencias reactivas, consumos de energía tanto activa como reactiva, entre muchos otros. Dependerá del ingeniero especialista el análisis de estos datos que, aunque no competen al alcance del presente trabajo, es importante mencionarlos.

Los siguientes métodos para calcular la potencia reactiva capacitiva  $Q_c$  se realizarán mediante un monitor de calidad de la energía portátil marca Metrel, clase A<sup>29</sup>, modelo MI2892 cumpliendo la recomendación mínima de CFE con medición de 7 días continuos, con punto de medición en el secundario del transformador con capacidad nominal de 500 kVA, 23000/480V ubicado en la subestación eléctrica de la estación de compresión.

Una parte importante del análisis a realizarse en los métodos mediante monitor de calidad de la energía corresponde a los valores de factor de potencia proyectados  $fp'$  que serán obtenidos con el fin de evaluar la sobrecompensación o sub-compensación que el

---

<sup>29</sup> En un monitor de calidad de la energía portátil, de acuerdo a la norma IEC61000-4-30 (International Electrotechnical Commission) define el método de medición, la precisión y los incrementos de tiempo para la evaluación de los parámetros de calidad de potencia donde la clase A de rendimiento debe cumplir con las más altas prestaciones y el nivel de precisión para obtener resultados fiables, repetibles y comparables.

sistema tendrá con el banco calculado. Así mismo  $fp'$  también estará en función de cada valor de potencia reactiva inductiva  $Q_L$  de la muestra y de la potencia reactiva capacitiva del banco  $Q_C$  calculada, es decir

$$fp' = f(Q_C, Q_{L1} \dots Q_{Ln}) \quad (16)$$

Y es calculado mediante la expresión:

$$fp' = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_L - Q_C)^2}} \quad (17)$$

Donde

$P$  toma cada uno de los valores de la muestra desde  $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$  en kW.

$Q_L$  toma cada uno de los valores de la muestra desde  $Q_{L1}, Q_{L2}, Q_{L3}, \dots, Q_n$  en kVAr.

$Q_C$  es el valor del banco de capacitores calculado en kVAr.

El valor de  $fp'$  obtenido nos indicara la sobre-compensación cuando el signo sea negativo (-), es decir  $Q_C > Q_L$  o si el banco tendrá efecto de sub-compensación cuando sea positivo (+) con  $Q_C < Q_L$ .

Tener un sistema de condensadores o capacitores del tipo fijo que esté sobre compensando significa que está aportando más potencia reactiva capacitiva al sistema.

El sobredimensionar un banco de capacitores sin hacer los análisis correspondientes puede llevar a la sobrecompensación continua de energía reactiva capacitiva en el sistema, lo que nos puede traer consecuencias técnicas adversas como el incremento de la potencia aparente del transformador, incremento de tensión y corriente en el sistema, entre otras. Para mostrar el fenómeno de la sobrecompensación y como ejemplo numérico ilustrativo, se presenta el siguiente caso hipotético:

Supongamos un sistema con las siguientes variables:

$$P = 150 \text{ [kW]}$$

$$Q_{carga} = Q_L = 30 \text{ [kVAr]}$$

Teniendo un sistema sobre compensado con  $Q_c = 75[\text{kVAr}]$  suministrando energía capacitiva de forma continua.

Calculamos  $Q = Q_L - Q_c$

$$Q = 30 - 75 = -45 \text{ [kVAr]}$$

Obteniendo la potencia total aparente  $S$  para este sistema sobre-compensado tenemos:

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

Calculando  $S = \sqrt{150^2 + (-45)^2} = 156.60 \text{ [kVA]}$

Suponiendo un sistema más balanceado  $Q_c \approx Q_L$

Con  $Q_c = 35[\text{kVAr}]$

Calculamos nuevamente  $Q = Q_L - Q_c$

$$Q = 30 - 35 = -5 \text{ [kVAr]}$$

Note que a pesar de que el signo sigue siendo negativo y el banco de capacitores está sobre compensando, el desbalance es mucho menor, es decir, la potencia capacitiva proporcionada por el banco es cercana a la potencia inductiva de la carga, por lo que calculando nuevamente la potencia aparente tenemos:

$$S = \sqrt{150^2 + (-5)^2} = 150.08 \text{ [kVA]}$$

Observe como un sistema inductivo-capacitivo desbalanceado, al inyectar continuamente carga capacitiva, incrementa la potencia aparente del transformador, de 150 kVA sube la utilización del transformador a 156 kVA, lo que nos representa aproximadamente un 5% de saturación. Así mismo incrementara la corriente eléctrica en el sistema, incrementara el efecto Joule, entre otros y en términos particulares, para el objeto del presente trabajo de tesis, estos fenómenos impactaran en el ahorro y uso eficiente de la energía del sistema.



Estos impactos se analizarán detalle y serán calculados puntualmente en el siguiente capítulo.

Con este ejercicio se denota la importancia de la proyección del factor de potencia  $fp'$ , el cual va a dar al ingeniero especialista el criterio técnico para determinar si está o no sobre compensando el sistema eléctrico con el banco de capacitores a instalar.

### 3.5.1 Método de los valores medios (MVM)

Similar al método de la demanda media se desarrollará el cálculo del banco de capacitores  $Q_C$  mediante los valores obtenidos por el monitor de calidad de la energía, a diferencia de los 12 valores discretos que nos arroja el recibo, los datos a analizar serán los 250 valores del periodo de medición.

Las variables a extraer serán la potencia activa  $P$ , el voltaje entre líneas  $V$ , el factor de potencia actual  $fp1$  y la potencia reactiva inductiva  $Q_L$ . Debido a que el instrumento nos emite los valores mínimos, promedio  $rms$  y máximo registrados en cada lapso de 5 minutos, para los análisis se toman los que indican  $rms$ .

Con dichos valores se calcula el promedio aritmético de la muestra de los 250 valores, y se obtienen  $\bar{P}$ ,  $\bar{V}$  y  $\overline{fp1}$ . Posteriormente con la ecuación (17) se calculan los valores de  $fp'$  para cada dato de la muestra.

Llevando a cabo los cálculos y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando la ecuación fundamental (13), en la Tabla 5 se desarrolla el Método de los Valores Medios y se calcula el valor de potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  del banco de capacitores:

Tabla 5. Valores de  $P$ ,  $V_{L-L}$ ,  $fp_1$  y  $Q_L$  extraídos del monitor calidad de la energía y cálculo de  $fp'$

<b>METODO DE LOS VALORES MEDIOS (MVM) CON MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGIA</b>					
<b>ESTACION ENCO GNV BALBUENA, CIUDAD DE MEXICO</b>					
<b>TRANSFORMADOR 500 kVA, 23000/480V</b>					
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>
Hora [UTC]	V <sub>L-L</sub> [V]	P [kW]	fp <sub>1</sub>	Q <sub>L</sub> [kVAr]	fp' MVM
20:00.0	461.1	173.55	0.789	119.285	0.99998175
25:00.0	468.8	213.786	0.831	130.493	0.99836063
30:00.0	468.9	192.414	0.809	124.146	0.99952871
35:00.0	469.3	196.368	0.814	125.241	0.99936442
40:00.0	468.7	207.688	0.826	128.389	0.99880734
45:00.0	461	161.24	0.777	115.72	-0.99987823
50:00.0	460	179.913	0.796	120.928	0.99988812
55:00.0	468.9	211.924	0.829	129.872	0.99849617
00:00.0	469.6	181.944	0.8	121.155	0.99987137
05:00.0	468.1	221.494	0.839	132.594	0.9979057
10:00.0	462.6	102.563	0.715	99.314	-0.98340308
15:00.0	466.1	195.709	0.815	125.184	0.9993705
20:00.0	467.9	235.185	0.853	136.517	0.99699278
25:00.0	466.8	251.844	0.871	140.949	0.99595799
30:00.0	468	213.601	0.831	130.119	0.99845626
35:00.0	467.5	211.99	0.832	129.146	0.99867844
40:00.0	467.3	210.894	0.83	128.828	0.99874126
45:00.0	467.1	223.214	0.842	132.414	0.99798899
50:00.0	466.4	229.796	0.849	134.075	0.99763316
55:00.0	467.9	202.666	0.821	126.624	0.9991447
00:00.0	467.4	214.026	0.833	129.74	0.99855869
05:00.0	467.1	206.349	0.827	127.532	0.9989869
10:00.0	466.2	191.86	0.81	123.764	0.99958525
15:00.0	465.1	214.729	0.833	130.194	0.9984531
20:00.0	463.2	213	0.834	129.254	0.99866492
25:00.0	464.6	166.897	0.785	116.566	-0.99994991
30:00.0	465.5	182.753	0.801	120.911	0.99989293
35:00.0	464.2	219.161	0.838	131.273	0.99823553
40:00.0	464.1	201.911	0.821	126.312	0.99920114

Con fines didácticos se presenta un extracto de 30 valores de una muestra total de 250 mediciones. La columna F de la Tabla 5 es el cálculo que el especialista realiza para obtener

el factor de potencia proyectado  $fp'$  para cada valor de las mediciones para evaluar sub o sobrecompensaciones que el banco calculado tendrá en el sistema eléctrico.

Tabla 6. Cálculo del banco de capacitores  $Q_c$  con el Método de los Valores Medios

METODO DE LOS VALORES PROMEDIOS (MVM)			Correccion de $Q_c$ por diferencia de voltaje			
$fp_2$	0.9999		$Q_c \text{ oper} = Q_c \cdot (V_{nom}/V_{L-L \text{ prom}})$	$V_{L-L \text{ prom}}$	466	[V]
$P_{prom}$	158.35	[Kw]		$V_{nom}$	480	[V]
$fp_1 \text{ prom}$	0.7958					
$Q_c$	118.24	[kVAr]	$Q_c \text{ oper} =$	121.74	[kVAr]	

Como podemos observar, en la Tabla 6, con este método obtenemos un dimensionamiento de potencia reactiva capacitiva para el banco de capacitores de 121.74 kVAr.

De acuerdo a lo mencionado en la Figura 3.3, el perfil de carga del sistema eléctrico será determinante para la elección del tipo de banco de capacitores a instalar, ya que este análisis, análogo al que se realiza con variables discretas de recibos, será para implementar sistemas del tipo fijo.

En caso de que el modelo se adapte a un banco de capacitores fijo, es importante conocer el método de registro de consumo de potencia reactiva que la compañía suministradora realiza, ya que esta tomara el promedio de los valores de su medidor en un periodo de 30 días, es por esta razón que los métodos de la demanda media (mediante recibos) y de los valores medios (con monitor de calidad de la energía) se pueden acoplar a la forma de registro de CFE siempre y cuando el perfil de carga sea plano o constante en el tiempo.

Durante el periodo de 30 días puede haber lapsos en donde la demanda puede ser menor o mayor dependiendo la operación del sistema, se puede dar el caso en que la actividad de la empresa pueda tener incrementos de producción, la temporalidad de abrir turnos extra o factores que afecten ya sea en un incremento como en una disminución del consumo de potencia reactiva, finalmente el valor de registro plasmado en el recibo será un promedio del periodo.

Una vez que CFE obtiene la sumatoria de energía activa consumida (kWh) en los periodos base, intermedio y punta, así como la energía reactiva promedio (kVArh), se procede a calcular el factor de potencia al que llamamos  $fp$  mediante la siguiente expresión<sup>30</sup>:

$$fp = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVArh^2}} \quad (18)$$

Para este caso, revisando la columna F de la Tabla 5, podemos determinar que, a pesar de que arrojen algunos valores negativos en el intervalo de la muestra, no es una cantidad significativa por lo que el banco calculado con el método de los valores medios no sobre compensará el sistema.

Una de las ventajas de este modelo es que, aunque se produzcan sub y sobre compensaciones durante el tiempo del proceso productivo, al final del periodo de facturación, se va a alcanzar el factor de potencia objetivo.

### 3.5.2 Método de la potencia activa máxima (MPAM)

El método de la potencia activa máxima, análogo al de la demanda máxima (con recibos) su metodología se basa en encontrar dentro del rango de datos de estudio, el valor de potencia activa máxima  $P_{max}$  y su correspondiente factor de potencia actual  $fp1$ , con estos valores se calculará la potencia reactiva del banco de capacitores en su punto máximo de demanda.

Llevando a cabo los cálculos y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando las ecuaciones (13) y (18), en la Tabla 7 se desarrolla el Método de la Potencia Activa Máxima y se calcula el valor de potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  del banco de capacitores.

---

<sup>30</sup> Fuente: Comisión Federal de Electricidad, [www.cfe.mx](http://www.cfe.mx)

Tabla 7. Valores de  $P$ ,  $V_{L-L}$ ,  $fp_1$  y  $Q_L$  extraídos del monitor calidad de la energía y cálculo de  $fp'$

METODO DE LA POTENCIA ACTIVA MAXIMA (MPAM) CON MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGIA						
ESTACION ENCO GNV BALBUENA, CIUDAD DE MEXICO						
TRANSFORMADOR 500 kVA, 23000/480V						
A	B	C	D	E	G	
Hora [UTC]	VL-L [V]	P [kW]	fp1	QL [kVAr]	fp' MPAM	
20:00.0	461.1	173.55	0.789	119.285	-0.99393324	
25:00.0	468.8	213.786	0.831	130.493	-0.99930121	
30:00.0	468.9	192.414	0.809	124.146	-0.99723308	
35:00.0	469.3	196.368	0.814	125.241	-0.99773182	
40:00.0	468.7	207.688	0.826	128.389	-0.99881953	
45:00.0	461	161.24	0.777	115.72	-0.99017593	
50:00.0	460	179.913	0.796	120.928	-0.99526986	
55:00.0	468.9	211.924	0.829	129.872	-0.99917429	
00:00.0	469.6	181.944	0.8	121.155	-0.99549216	
05:00.0	468.1	221.494	0.839	132.594	-0.99964597	
10:00.0	462.6	102.563	0.715	99.314	-0.93417285	
15:00.0	466.1	195.709	0.815	125.184	-0.99769695	
20:00.0	467.9	235.185	0.853	136.517	-0.99996483	
25:00.0	466.8	Pmax 251.844	0.871	140.949	0.99995231	
30:00.0	468	213.601	0.831	130.119	-0.99923307	
35:00.0	467.5	211.99	0.832	129.146	-0.99903012	
40:00.0	467.3	210.894	0.83	128.828	-0.99895229	
45:00.0	467.1	223.214	0.842	132.414	-0.9996298	
50:00.0	466.4	229.796	0.849	134.075	-0.99981554	
55:00.0	467.9	202.666	0.8210	126.624	-0.99829054	
00:00.0	467.4	214.026	0.833	129.74	-0.99916545	
05:00.0	467.1	206.349	0.827	127.532	-0.9985931	
10:00.0	466.2	191.86	0.81	123.764	-0.9970676	
15:00.0	465.1	214.729	0.833	130.194	-0.99925462	
20:00.0	463.2	213	0.834	129.254	-0.99906133	
25:00.0	464.6	166.897	0.785	116.566	-0.99148248	
30:00.0	465.5	182.753	0.801	120.911	-0.99540591	
35:00.0	464.2	219.161	0.838	131.273	-0.99945833	
40:00.0	464.1	201.911	0.821	126.312	-0.99818625	

Los resultados obtenidos para el cálculo de  $Q_C$  se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Cálculo del banco de capacitores  $Q_C$  con el Método de la Potencia Activa Máxima

METODO DE LA POTENCIA ACTIVA MAXIMA (MPAM)			Correccion de Qc por diferencia de voltaje		
fp2	0.9999		Qc oper = Qc*(Vnom/VL-L prom)	VL-L prom	466 [V]
Pmax	251.844	[Kw]		Vnom	480 [V]
fp1 con Pmax	0.8710				
Qc	138.49	[kVAr]	QC oper =	142.59	[kVAr]

Con este método, se obtiene un dimensionamiento de 142.59 kVAr para un banco de capacitores del tipo automático, cubriendo la condición más crítica que es la demanda máxima, así como las variaciones a lo largo del periodo, con una filosofía de operación de arranque y paro conforme a la demanda del proceso.

Analizando la columna G de la Tabla 7 la cual determina la proyección del factor de potencia  $fp'$  en función al valor de  $Q_C$  calculado con el método, se encuentran en su mayoría valores negativos, indicando que existe una sobrecompensación “relativa”, es decir, debido a que se está tomando el valor máximo como referencia, todos los demás valores del rango están por debajo de este, lo que resulta matemáticamente en una sobrecompensación capacitiva. Es un escenario de sobrecompensación relativa ya que el banco al ser del tipo automático, solo suministrará la potencia reactiva que demande el bloque de carga inductiva de ese momento, por lo tanto, en términos reales no habrá sobrecompensación.

### 3.5.3 Método de los valores críticos (MVC)

En el método de la potencia activa máxima se contempla una variable crítica que es la potencia activa máxima del rango  $P_{max}$  y su correspondiente factor de potencia actual  $fp_1$ . La metodología para dimensionar la cantidad de potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  para el método de los valores críticos adiciona una variable más al modelo, que es el factor de potencia actual mínimo  $fp_{1min}$  con su correspondiente valor de potencia activa  $P$ . Esto significa que se consideran los valores críticos del modelo, tanto en la demanda en su punto máximo como el factor de potencia mínimo registrado.

Con las dos variables críticas, se lleva a cabo el cálculo de  $Q_C$  para cada uno de ellos y se elige el mayor, es decir

$$Q_C = \max (Q_{C_{Pmax}}, Q_{C_{fp1mi}} ) \quad (19)$$

Llevando a cabo los cálculos y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando las ecuaciones (13), (18) y (19) se presenta en la Tabla 9 el desarrollo del Método de los Valores Críticos y se calcula el valor de potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  del banco de capacitores.

Tabla 9. Valores de  $P, V_{L-L}, fp_1$  y  $Q_L$  extraídos del monitor calidad de la energía y cálculo de  $fp'$

METODO DE LOS VALORES CRITICOS (MVC) CON MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGIA						
ESTACION ENCO GNV BALBUENA, CIUDAD DE MEXICO						
TRANSFORMADOR 500 kVA, 23000/480V						
A	B	C	D	E	G	
Hora [UTC]	VL-L [V]	P [kW]	fp1	QL [kVAr]	fp'' MPAM	
20:00.0	461.1	173.55	0.789	119.285	-0.99393324	
25:00.0	468.8	213.786	0.831	130.493	-0.99930121	
30:00.0	468.9	192.414	0.809	124.146	-0.99723308	
35:00.0	469.3	196.368	0.814	125.241	-0.99773182	
40:00.0	468.7	207.688	0.826	128.389	-0.99881953	
45:00.0	461	161.24	0.777	115.72	-0.99017593	
50:00.0	460	179.913	0.796	120.928	-0.99526986	
55:00.0	468.9	211.924	0.829	129.872	-0.99917429	
00:00.0	469.6	181.944	0.8	121.155	-0.99549216	
05:00.0	468.1	221.494	0.839	132.594	-0.99964597	
10:00.0	462.6	102.563	0.715	99.314	-0.93417285	
15:00.0	466.1	195.709	0.815	125.184	-0.99769695	
20:00.0	467.9	235.185	0.853	136.517	-0.99996483	
25:00.0	466.8	251.844	0.871	140.949	0.99995231	
30:00.0	468	213.601	0.831	130.119	-0.99923307	
35:00.0	467.5	211.99	0.832	129.146	-0.99903012	
40:00.0	467.3	210.894	0.83	128.828	-0.99895229	
45:00.0	467.1	223.214	0.842	132.414	-0.9996298	
50:00.0	466.4	229.796	0.849	134.075	-0.99981554	
55:00.0	467.9	202.666	0.8210	126.624	-0.99829054	
00:00.0	467.4	214.026	0.833	129.74	-0.99916545	
05:00.0	467.1	206.349	0.827	127.532	-0.9985931	
10:00.0	466.2	191.86	0.81	123.764	-0.9970676	
15:00.0	465.1	214.729	0.833	130.194	-0.99925462	
20:00.0	463.2	213	0.834	129.254	-0.99906133	
25:00.0	464.6	166.897	0.785	116.566	-0.99148248	
30:00.0	465.5	182.753	0.801	120.911	-0.99540591	
35:00.0	464.2	219.161	0.838	131.273	-0.99945833	
40:00.0	464.1	201.911	0.821	126.312	-0.99818625	

Los resultados obtenidos para el cálculo de  $Q_C$  se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Cálculo del banco de capacitores  $Q_C$  con el Método de los Valores Críticos

METODO DE LOS VALORES CRITICOS (MVC)							
	fp2	0.9999					
	Pmax	251.844	[kW]				
	fp1 con Pmax	0.8710					
	Qc1	138.49	[kVAr]				
	fp1 min	0.7150		Correccion de Qc por diferencia de voltaje			
	P con fp1min	53.97	[kW]	Qc oper = Qc*(Vnom/VL-L prom)	VL-L prom	466	[V]
	Qc2	52.01	[kVAr]		Vnom	480	[V]
	Qc=max(Qc1,Qc2)	138.49	[kVAr]	Qc oper =	142.59	[kVAr]	

Note que el resultado de 142.59 kVAr es el mismo al obtenido con el método de la demanda máxima, ya que, para las variables críticas, siempre se elegirá el mayor valor de  $Q_C$  para el dimensionamiento del banco de capacitores por este método.

### 3.5.4 Método de los requerimientos puntuales de compensación (MRPC)

Este método aborda el cálculo de potencia reactiva  $Q_C$  haciendo un cálculo “puntual” para cada valor de la muestra, al que llamaremos  $Q_{Ci}$ , en el que se selecciona el máximo valor para el dimensionamiento del banco. La base de la metodología la podemos expresar con las siguientes ecuaciones:

$$Q_{C\ total} = \max(Q_{Ci}, i = 1,2,3, \dots, n) \quad (20)$$

Determinando la parte fija del banco de capacitores con

$$Q_{C\ fija} = \min(Q_{Ci}, i = 1,2,3, \dots, n) \quad (21)$$

Y la parte automática con la expresión:

$$Q_{C\ auto} = Q_{C\ total} - Q_{C\ fija} \quad (22)$$

Las ecuaciones (21) y (22) nos indican que la constitución del banco de capacitores será del tipo híbrido, el cual tendrá una parte fija y otra automática.



Evaluando la corrida técnica y considerando  $fp2 > fp1$ , con rango de valores entre  $0.9500 < fp2 < 0.9999$  y considerando las ecuaciones (13), (18) y (20) en la Tabla 11 se desarrolla el Método de los Requerimientos Puntuales de Compensación y se calcula el valor de potencia reactiva capacitiva  $Q_C$  del banco de capacitores.

Tabla 11. Valores de  $P, V_{L-L}, fp_1$  y  $Q_L$  extraídos del monitor calidad de la energía, cálculo de  $fp'$  y  $Q_{Ci}$

METODO DE LOS REQUERIMIENTOS PUNTALES DE COMPENSACION (MRPC) CON MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGIA							
ESTACION ENCO GNV BALBUENA, CIUDAD DE MEXICO							
TRANSFORMADOR 500 kVA, 23000/480V							
A	B	C	D	E		H	I
Hora [UTC]	VL-L [V]	P [kW]	fp1	QL [kVAr]		Qci [kVAr]	fp''
20:00.0	461.1	173.55	0.789	119.285		132.69	-0.992561223
25:00.0	468.8	213.786	0.831	130.493		140.08	-0.998890409
30:00.0	468.9	192.414	0.809	124.146		137.08	-0.996375744
35:00.0	469.3	196.368	0.814	125.241		137.35	-0.996965998
40:00.0	468.7	207.688	0.826	128.389		138.79	-0.998283793
45:00.0	461	161.24	0.777	115.72		128.35	-0.988328998
50:00.0	460	179.913	0.796	120.928		134.27	-0.994091693
55:00.0	468.9	211.924	0.829	129.872		139.97	-0.998727712
00:00.0	469.6	181.944	0.8	121.155		133.88	-0.994353375
05:00.0	468.1	221.494	0.839	132.594		140.52	-0.99935187
10:00.0	462.6	102.563	0.715	99.314	Qci min	98.84	-0.927747317
15:00.0	466.1	195.709	0.815	125.184		136.38	-0.996922976
20:00.0	467.9	235.185	0.853	136.517	Qci max	140.57	-0.99985136
25:00.0	466.8	251.844	0.871	140.949		138.49	0.999998882
30:00.0	468	213.601	0.831	130.119		139.96	-0.998804624
35:00.0	467.5	211.99	0.832	129.146		138.36	-0.998550501
40:00.0	467.3	210.894	0.83	128.828		138.74	-0.998452968
45:00.0	467.1	223.214	0.842	132.414		139.86	-0.999332719
50:00.0	466.4	229.796	0.849	134.075		139.77	-0.999600504
55:00.0	467.9	202.666	0.8210	126.624		138.07	-0.997639949
00:00.0	467.4	214.026	0.833	129.74		139.13	-0.998721626
05:00.0	467.1	206.349	0.827	127.532		137.36	-0.998009084
10:00.0	466.2	191.86	0.81	123.764		136.19	-0.996184373
15:00.0	465.1	214.729	0.833	130.194		139.58	-0.99883401
20:00.0	463.2	213	0.834	129.254		137.91	-0.998591142
25:00.0	464.6	166.897	0.785	116.566		129.35	-0.989812837
30:00.0	465.5	182.753	0.801	120.911		134.00	-0.994262503
35:00.0	464.2	219.161	0.838	131.273		139.61	-0.999100972
40:00.0	464.1	201.911	0.821	126.312		137.55	-0.997515172

La columna H de la Tabla 11 presenta los valores calculados de  $Q_{Ci}$  para cada valor de la potencia activa  $P$  y factor de potencia objetivo  $fp_1$  de la muestra, posteriormente se seleccionan los máximos y mínimos del rango y se hace el ajuste por corrección de voltaje presentados en la Tabla 12.

Tabla 12 Cálculo del banco de capacitores  $Q_c$  con el Método de los Requerimientos Puntuales de Compensación.

METODO DE LOS REQUERIMIENTOS PUNTUALES DE COMPENSACION (MRPC)						
	fp2	0.9999		Correccion de Qc por diferencia de voltaje		
	Qc max	140.57	[kVAr]	Qc oper = Qc*(Vnom/VL-L prom)	466	[V]
	Qc min	98.84	[kVAr]		480	[V]
	Qtotal	140.57	[kVAr]	QC oper =	144.74	[kVAr]
				Qfijo	101.76	[kVAr]
				Qauto	42.97	[kVAr]

Como resultado se obtiene una potencia reactiva capacitiva total de 144.74 kVAr, siendo ésta la que se da con el valor máximo  $Q_{cimax}$  de acuerdo con este método. Para este banco híbrido propuesto la cantidad fija se determina con el valor  $Q_{cimin}$  que para este caso es de 101.76 kVAr y la parte automática la diferencia con la capacidad total, es decir, 42.97 kVAr.

El análisis del factor de potencia de proyección  $fp'$  es similar al de los demás métodos y en general presenta un perfil del tipo capacitivo, pero debido a que el banco tendrá una parte fija y otra automática, la inyección de potencia capacitiva será conforme a la demanda del proceso.

### 3.5.5 Corrección empírica al modelo de los valores medios y de la potencia activa

#### máxima

Un análisis empírico importante a considerar como punto de reflexión, el cual se encuentra durante la elaboración del presente trabajo, fue el haber implementado un sistema de compensación de potencia reactiva mediante un banco de capacitores fijo para otra empresa diferente a la del estudio de caso.

Para determinar la capacidad del sistema se llevaron a cabo mediciones con un monitor de calidad de la energía durante 7 días de medición continua. Con las muestras recolectadas se desarrollaron 3 de los 4 métodos plasmados en este capítulo, además de que se tomaron en cuenta diversos factores como el perfil de carga, el tipo de carga inductiva, la operación y en términos generales la naturaleza del sistema eléctrico en su conjunto.

Con base en estas características, los resultados del análisis de la muestra, llevando a cabo los métodos de los Valores Medios (MVM), de la Potencia Activa Máxima (MPAM) y de los Requerimiento Puntuales de Compensación (MRPC); y considerando una potencia activa promedio, un factor de potencia promedio inicial de 0.7712, un factor de potencia objetivo de 0.9999 y su corrección por voltaje, los cálculos de  $Q_C$  se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados de  $Q_C$  mediante los métodos MVM, MPAM y MRPC para demostración de corrección empírica.

MVM	MPAM	MRPC
40.23 [kVAr]	88.24 [kVAr]	88.70[kVAr]

Debido a las consideraciones descritas y perfil de operación del sistema, se seleccionó la solución de los valores medios, con la siguiente capacidad comercial de equipo:

1 banco de capacitores tipo fijo

Capacidad nominal: 40 [kVAr]

Voltaje nominal: 480 [V]

Instalación: Delta (3 fases y 1 tierra física)

Una vez implementado el sistema de compensación con dicho banco y con el registro de 5 meses consecutivos posteriores a la instalación del banco, se lleva a cabo la evaluación correspondiente, alcanzando una corrección promedio de 0.9579 (datos del recibo de CFE proporcionado por la empresa).

Como se puede observar, a pesar de que el cálculo se realizó considerando un factor de potencia objetivo  $fp_2$  de 0.9999, este no se alcanzó con el banco propuesto operando ya en las condiciones reales del sistema, llegando solamente al valor de 0.9579. Por esta razón es el que el especialista decide presentar una corrección a dichos modelos.

Con base en esto, se realizó un replanteamiento del modelo ya instalado, para revisar posibles áreas de mejora en los métodos de dimensionamiento y formular una corrección al modelo que nos permita alcanzar un factor de potencia objetivo real de 0.99.

Haciendo una iteración a la ecuación (13) con los valores de factor de potencia objetivo  $fp_2$  desde 0.95 hasta 0.99 para obtener los valores de potencia reactiva acumulados en ese intervalo e inferir una estimación de la cantidad de potencia reactiva faltante.

Aplicando la ecuación fundamental (13) donde  $Q_c = P \left[ \sqrt{\frac{1-fp_1^2}{fp_1}} - \sqrt{\frac{1-fp_2^2}{fp_2}} \right]$ , se presenta la Tabla 14.

Tabla 14. Potencia reactiva faltante para alcanzar un factor de potencia objetivo de 0.99 en los diferentes métodos de compensación

P =	53.24 [kW]					
fp1 =	0.77					
	MVM	Diferencia	MPAM= MVC	Diferencia	MRPC	Diferencia
fp2	Q calc	[kVAr]	Q calc	[kVAr]	Q calc	[kVAr]
0.95	29.26		66.42		69.15	
0.96	31.44	2.18	70.76	4.3400	73.05	3.9
0.97	33.86	2.42	75.57	4.8100	77.3700	4.32
0.98	36.66	2.8	81.15	5.5800	82.3900	5.02
0.99	40.23	3.57	88.24	7.0900	88.7700	6.38
Acumulado 0.95-0.99		<b>10.97 [kVAr]</b>		<b>21.82 [kVAr]</b>		<b>19.62 [kVAr]</b>

Como se puede observar en la Tabla 14, las diferencias acumuladas para el rango de factor de potencia objetivo  $fp_2$  desde 0.95 a 0.99 por los diferentes métodos, oscila entre 10.97 kVAr y 21.82 kVAr faltantes al modelo real ya instalado.

Para comprobar este dato de reactivos faltantes se procede a realizar el promedio de los resultados que se obtuvieron con los métodos, tanto de recibos como con monitor de calidad de la energía, y se saca la diferencia con el valor del Método de Valores Medios, arrojando en la Tabla 15 los resultados de potencia reactiva faltante estimada con respecto al modelo real.

Tabla 15. Potencia reactiva faltante estimada con respecto al modelo real

Resultados de $Q_c$ con métodos mediante recibos de energía				Diferencia tomando como referencia el valor de MVM
MDemMed	30.66	Promedio MDmed-MDmax	65.4	65.4 - 40.23 = 25.17 kVAr
MDemMax	100.24			
Resultados de $Q_c$ con métodos mediante monitor de calidad de la energía				
MVM	40.23			
MPAM	80.24	Promedio MVM-MPAM	60.23	60.23 - 40.23 = 20 kVAr
MRPC	88.70	Promedio MVM-MRPC	64.46	64.46 - 40.23 = 24.23 kVAr

Se puede ver que la diferencia que se presenta en la última columna de la Tabla 15, es la diferencia del valor promedio de los métodos con respecto al valor del Método de Valores Medios (este último fue el implementado en el caso real donde no se alcanzó el factor de potencia objetivo de 0.99) es de alrededor 20kVar es decir, haría falta esta cantidad de potencia reactiva para alcanzar el factor de potencia objetivo real de 0.99.

Por lo que podemos determinar que para proponer la capacidad de un banco del tipo fijo utilizando los métodos de valores medios tanto en recibos como con analizador de energía, podemos hacer una corrección al valor final de  $Q_c$  del método teórico, mediante el promedio del valor resultante del método de los valores medios y los demás métodos, y se puede expresar la siguiente ecuación

$$Q_{c \text{ real MVM}} = \frac{Q_{c \text{ MVM}} + Q_{c \text{ MPAM}}}{2} \quad \text{con} \quad 0.9900 < fp_2 < 0.9999 \quad (23)$$

Finalmente, de acuerdo a los puntos anteriores se determina que si adicionamos 20 kVAr al sistema de compensación actual o si se sustituye el banco de capacitores actual (de

40kVAr de capacidad) por uno de 60 kVAr de capacidad nominal, podemos llegar al objetivo de mantener un factor de potencia objetivo de 0.99 y sin el riesgo de sobre compensar el sistema eléctrico.

## Capítulo 4. Cuantificación de pérdidas energéticas

### 4.1 Cuantificación en la reducción de la corriente

Como objetivo principal de este trabajo de tesina se busca demostrar que incrementar el factor de potencia de un sistema no solo es sinónimo de reducir la penalización económica en la tarifa eléctrica, sino que trae consigo una serie de beneficios técnicos, entre los más importantes son la reducción de las pérdidas eléctricas en conductores, la disminución de corriente que circula por equipos e infraestructura, una menor caída de tensión en el sistema, así como la liberación de la potencia aparente en transformadores, entre otros factores que mejoran la eficiencia energética en un sistema eléctrico debido al incremento del factor de potencia.

La eficiencia energética la podemos cuantificar en función de las pérdidas energéticas, que repercuten en un mayor consumo y menor ahorro de energía, entre menos pérdidas tenga un sistema o proceso mejor funcionamiento tendrá, en otras palabras, la cantidad de pérdidas energéticas son inversamente proporcionales al ahorro de energía alcanzado.

La corriente es una variable fundamental en la onda sinusoidal de cualquier sistema eléctrico de potencia y está correlacionada con la temperatura del sistema, a mayor corriente que circule, mayor temperatura y, por lo tanto, menor vida útil de sus componentes. Un bajo factor de potencia incrementa la corriente, a continuación, se presenta la evaluación del porcentaje de la reducción de corriente para este estudio de caso.

Debido a que la corriente es un vector, sería un error calcular la diferencia de corrientes de forma escalar o aritmética, lo correcto es calcularla vectorialmente,

Sea

$$r_I = \left| \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}{\vec{I}_1} \right| \quad [\%] \quad (19)$$

donde  $r_I$  es la reducción de corriente al mejorar el factor de potencia y está dada en porcentaje,  $\vec{I}_1$  es la corriente en estado actual e  $\vec{I}_2$  es la corriente corregida, las cuales se pueden obtener a partir de:

$$\vec{I}_1 = I_1 \angle \cos^{-1}(fp_1) \quad (20)$$

$$\vec{I}_2 = I_2 \angle \cos^{-1}(fp_2) \quad (21)$$

donde  $fp_1$  es el factor de potencia actual y  $fp_2$  es el factor de potencia objetivo.

De la información del monitor de calidad de la energía, en Tabla 16, obtenemos el promedio de los valores de la muestra para las variables de potencia activa promedio  $P$ , voltaje entre líneas  $V_{L-L}$  y el factor de potencia actual  $fp_1$  para posteriormente calcular los valores puntuales escalares  $I_1$  e  $I_2$ , presentando un extracto de la muestra se tiene:

Tabla 16. Cálculo de valores promedio de  $P$ ,  $V_{L-L}$  y  $fp_1$  con datos de monitor de calidad de la energía.

	P	$V_{L-L}$	$fp_1$
	[kW]	[V]	
	173.55	461.1	0.7890
	213.79	468.8	0.8310
	192.41	468.9	0.8090
	196.37	469.3	0.8140
	207.69	468.7	0.8260
	161.24	461.0	0.7770
	179.91	460.0	0.7960
	211.92	468.9	0.8290
	181.94	469.6	0.8000
	221.49	468.1	0.8390
	102.56	462.6	0.7150
	195.71	466.1	0.8150
	235.19	467.9	0.8530
	251.84	466.8	0.8710
	213.60	468.0	0.8310
	211.99	467.5	0.8320
	210.89	467.3	0.8210
	223.21	467.1	0.8140
	229.80	466.4	0.7970
Promedio	158.35	466.53	0.7958

Por lo que

$$P = 158.35[\text{kW}]$$

$$V = 466.53 [\text{V}]$$



$$fp_1 = 0.7958$$

Calcularemos  $I_1$  e  $I_2$  mediante la ecuación universal de la ley de Ohm:

$$P = K V I fp \text{ [W]} \quad (22)$$

Despejando

$$I_1 = \frac{P}{K V fp_1} \quad \text{e} \quad I_2 = \frac{P}{K V fp_2}$$

Considerando  $K = \sqrt{3}$  para un sistema trifásico y  $fp_2 = 0.9999$  como factor de potencia objetivo tenemos:

$$I_1 = \frac{158.35 (1000)}{\sqrt{3}(466.53)(0.7958)} = 246.54 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{158.35 (1000)}{\sqrt{3}(466.53)(0.9999)} = 196.21 \text{ A}$$

Llevando a cabo los cálculos vectoriales para  $\vec{I}_1$  e  $\vec{I}_2$  de las ecuaciones (20) y (21):

$$\vec{I}_1 = I_1 \angle \cos^{-1}(fp_1)$$

$$\vec{I}_1 = 246.54 \angle \cos^{-1}(0.7958)$$

$$\vec{I}_1 = 246.54 \angle -37.26^\circ$$

$$\vec{I}_2 = 196.21 \angle \cos^{-1}(0.9999)$$

$$\vec{I}_2 = 196.21 \angle -2.56^\circ$$

Note que el signo negativo (-) del ángulo es debido a que corresponde un atraso por ser un factor de potencia inductivo.

Calculando la diferencia de  $\vec{I}_1 - \vec{I}_2$  tenemos:

$$\begin{aligned} \vec{I}_1 - \vec{I}_2 &= (246.54 \angle -37.26^\circ) - (196.21 \angle -2.56^\circ) \\ &= [246.54 \cos(-37.26^\circ) - 196.21 \cos(-2.56^\circ)] + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& j[246.54 \operatorname{sen}(-37.26^\circ) - 196.21 \operatorname{sen}(-2.56^\circ)] \\
&= (196.2202 - 196.0141) + j(-149.26 + 8.76) \\
&= 0.2061 - j140.5
\end{aligned}$$

Si tenemos los números complejos  $a + bj$  haciendo la conversión a su forma polar

$$r = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (23)$$

$$r = \sqrt{0.2061^2 + (-140.5)^2} = 140.5$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{b}{a} \quad (24)$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{-140.5}{0.2061} = -89.91^\circ$$

Por lo que la diferencia en su forma polar queda como:

$$\vec{I}_1 - \vec{I}_2 = 140.5 \angle -89.91^\circ [A] \quad (25)$$

Es importante hacer la comparativa al evaluar técnicamente una mejora o incremento en el factor de potencia y poder resaltar la diferencia entre un valor escalar y un cálculo correcto del tipo vectorial. Si únicamente hubiéramos hecho la diferencia escalar o resta aritmética entre los valores  $I_1$  e  $I_2$  el resultado sería  $246.54 - 196.21 = 50.54 [A]$ , pero considerando un resultado vectorial que es como realmente se comporta físicamente la corriente eléctrica en la naturaleza, hay un resultado de  $140.5[A]$  con un ángulo fasorial de casi  $90^\circ$ , es decir hay una diferencia significativa real, que se traducirá en un mayor consumo de energía en el sistema.

Calculamos el porcentaje de reducción de corriente con la ecuación (19) mediante los valores absolutos

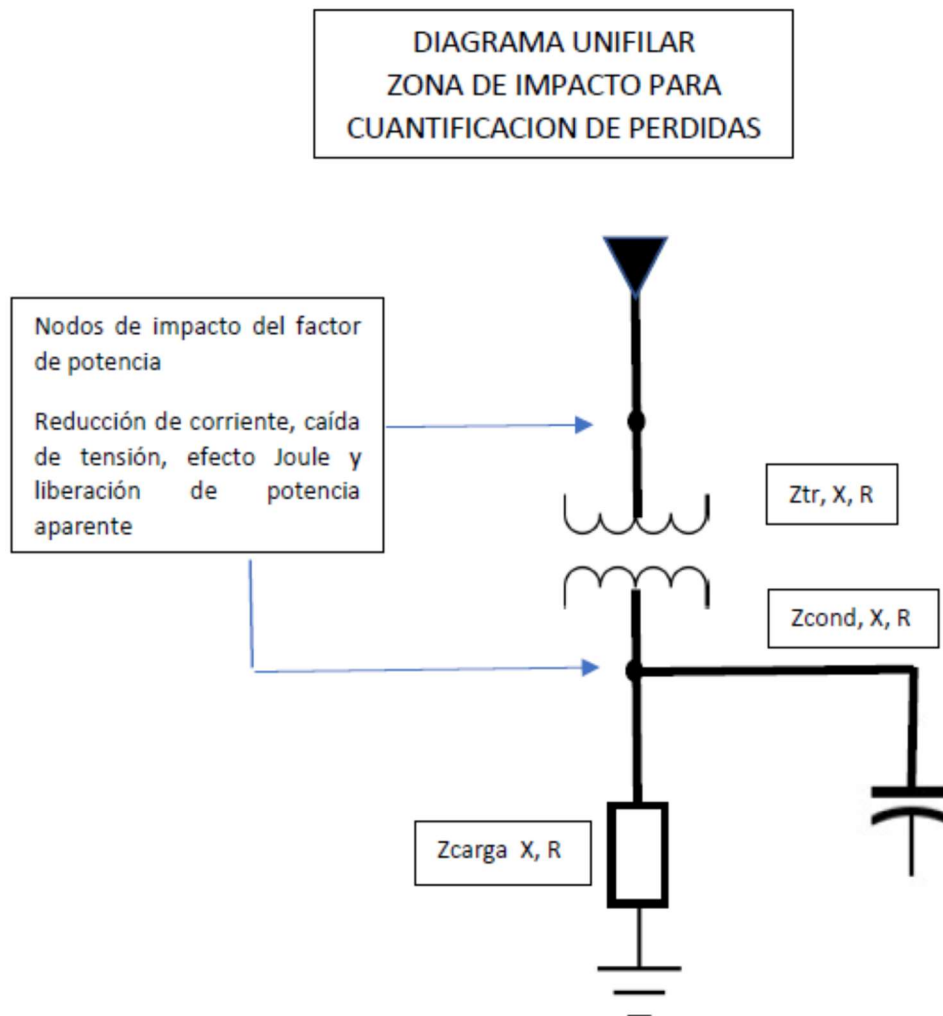
$$\begin{aligned}
r_I &= \left| \frac{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}{\vec{I}_1} \right| \\
r_I &= \left| \frac{140.5 \angle -89.91^\circ}{246.54 \angle -37.26^\circ} \right|
\end{aligned}$$

$$r_I = \frac{140.5}{246.54} = 0.5698 = 56.98 \%$$

Como se puede observar es un porcentaje significativo, el cual indica que, al tener un factor de potencia cercano a la unidad, podemos reducir un 56.98% la corriente que circula a través del sistema.

Es importante precisar los nodos donde se está dando esta reducción, y la podemos presentar en la figura 4 la cual muestra el diagrama unifilar eléctrico de la parte del sistema donde se tiene el impacto de reducción de corriente y con el cual se puede cuantificar en términos de potencia y energía.

Figura 4. Diagrama unifilar para cuantificación de pérdidas



Para poder determinar cuál es la pérdida, para los 140.5 A de corriente en términos de potencia y energía, analizamos el diagrama unifilar de la Figura 4 y obtenemos la impedancia equivalente del conductor y del transformador con la siguiente ecuación

$$Z_{Eq} = Z_{Tr} + Z_{Cond} \quad (26)$$

Obteniendo  $Z_{Tr}$  de tablas y placa de datos del transformador

Relación de reactancia con respecto a la resistencia de los devanados  $\frac{X_L}{R} = 3$  (datos de tablas).

Reactancia por unidad (datos de placa)  $X_{pu} = Z_{pu} = 0.05$

De acuerdo al diagrama de impedancias, Figura 4 se tiene

$$\frac{X_L}{R} = \tan\theta \quad (27)$$

De la relación de reactancia-resistencia tenemos

$$\frac{X_L}{R} = \tan\theta = 3 \quad (28)$$

$$\theta = \tan^{-1}(3) = 71.56^\circ$$

Obteniendo la resistencia R

$$Z_{pu} = \frac{R}{\cos\theta} \rightarrow R = Z_{pu}\cos\theta$$

$$R = 0.05 \cos(71.56^\circ)$$

$$R = 0.03979 [\Omega]$$

Sustituyendo R en la ecuación (28) para obtener  $X_L$  se tiene:

$$X_L = 3R = 3(0.03979)$$

$$X_L = 0.1193 [\Omega]$$

Obteniendo la Impedancia del transformador  $Z_{tr}$

$$Z_{tr} = \sqrt{R^2 + X_L^2} \quad (29)$$

$$Z_{tr} = \sqrt{0.03979^2 + 0.1193^2}$$

$$Z_{tr} = 0.1257[\Omega] \quad (30)$$

Para obtener la impedancia del conductor  $Z_{cond}$  se obtienen de tablas su resistencia y reactancia correspondiente.

Cable: 250 MCM Awg, cobre

$$R = 0.0529 [\Omega]$$

$$X = 0.0342 [\Omega]$$

Por lo que

$$Z_{Cond} = \sqrt{R^2 + X_L^2}$$

$$Z_{Cond} = \sqrt{0.0529^2 + 0.0342^2}$$

$$Z_{Cond} = 0.062[\Omega] \quad (31)$$

Con las impedancias del transformador (30) y del conductor (31) se calcula la impedancia equivalente de la ecuación (26)

$$Z_{Eq} = Z_{Tr} + Z_{Cond}$$

$$Z_{Eq} = 0.1257 + 0.062$$

$$Z_{Eq} = 0.1877[\Omega]$$

Con los valores de impedancia equivalente, la reducción de corriente y el factor de potencia inicial, dentro de la ecuación universal de la ley de Ohm obtenemos la cuantificación de pérdida de dicha reducción en términos de potencia y posteriormente en energía.

$$P = \sqrt{3} I V f p_1$$

$$\text{Si } V = ZI = Z_{Eq}I$$

Entonces

$$P = \sqrt{3} I (Z_{Eq} I) f_{p1} = \sqrt{3} I^2 Z_{Eq} f_{p1} \text{ [W]} \quad (32)$$

$$P = \sqrt{3}(140.5^2)(0.1877)(0.7958)$$

$$P = 5101.13 \text{ [W]}$$

## 4.2 Cuantificación de pérdidas eléctricas por Efecto Joule

Haciendo referencia a la sección 2.8.4, donde mencionan las pérdidas eléctricas generadas por efecto Joule, a continuación, procedemos a evaluarlas mediante las siguientes ecuaciones

$$P_{fp1} = K I_{fp1}^2 Z_1 \quad (32)$$

$$P_{fp2} = K I_{fp2}^2 Z_2 \quad (33)$$

Con  $K = 3$  por ser un sistema trifásico,  $P_{fp1}$  las pérdidas evaluadas para un factor de potencia inicial,  $P_{fp2}$  las pérdidas evaluadas con un factor de potencia corregido,  $I_{fp1}^2$  la corriente que circula por el sistema con un factor de potencia inicial,  $I_{fp2}^2$  la corriente que circula por el sistema con un factor de potencia corregido y  $Z$  como la impedancia del material conductor, en este caso cobre.

Para poder calcular las pérdidas eléctricas es necesaria la siguiente ecuación:

$$R = \rho \left( \frac{L}{A} \right) \quad (34)$$

donde  $\rho$  es la resistividad eléctrica del cobre [ $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ ],  $L$  es la longitud del conductor [m] y  $A$  es el área de la sección transversal del cable [ $\text{mm}^2$ ], así se tiene que  $\rho = 0.0172 \left[ \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right] = 1.72 \times 10^{-8} [\Omega \cdot \text{m}]$  y  $l = 150 [\text{m}]$  que es la distancia estimada del cableado de la instalación.

Otra forma de obtener la resistencia del conductor es mediante tablas, donde muestra los valores de resistencia y reactancia de cable de cobre a 75°C de temperatura, 600V en la sección de canalización en tubo conduit sin interferencia de campo magnético.

Para considerar el área transversal del cable  $A$  es importante considerar la capacidad del banco seleccionado y la distancia del tablero de distribución principal al cual se conectará el banco de capacitores, para este caso el banco de capacitores estará ubicado en el mismo cuarto eléctrico, por lo que la distancia será menor a 5 metros, por consiguiente, la caída de tensión de diseño es despreciable.

El otro punto importante es la capacidad seleccionada para el banco de capacitores, en el cual nos adelantaremos un poco a las conclusiones de la sección. De acuerdo al apartado 3.5.5 que refiere a la corrección empírica del dimensionamiento de un banco de capacitores tipo fijo tenemos la ecuación (23):

$$Q_{C \text{ real MVM}} = \frac{Q_{CMVM} + Q_{CMPAM}}{2} \quad \text{con} \quad 0.9900 < fp_2 < 0.9999$$

Por lo que de acuerdo a los resultados de los Métodos de los Valores Medios y de la Demanda Máxima (potencia activa máxima) mediante la información de un monitor de calidad de la energía tenemos:

$$Q_{C \text{ real MVM}} = \frac{121.74 + 142.59}{2}$$

$$Q_{C \text{ real MVM}} = 132.16 \text{ [kVAr]}$$

Por lo que el banco de capacitores de capacidad comercial será de 125[kVAr] del tipo fijo.

Teniendo la capacidad nominal del banco de capacitores y con base en la norma NOM001-SEDE-2018, Artículo 460-8 indica que la ampacidad de los conductores de un circuito de capacitores no debe ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor.

Para la corriente nominal, tomaremos los valores absolutos de las corrientes vectoriales obtenidas en las ecuaciones (20) y (21) tenemos que

$$I_1 = 246.54 \text{ [A]}$$

$$I_2 = 196.21 \text{ [A]}$$

Obteniendo de la NOM001 refiriendo a la Tabla 310-15(b)(16), cable de cobre considerando una temperatura máxima de aislamiento de 75°C se obtienen los valores de la sección transversal  $A_1$  y  $A_2$  de acuerdo a sus ampacidades correspondientes.

$A_1$ : Cable calibre 250 MCM de 127 mm<sup>2</sup>

$A_2$ : Cable calibre 3/0 Awg de 85 mm<sup>2</sup>

Obteniendo de tablas<sup>31</sup> los valores de  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $X_1$  y  $X_2$  tenemos

$$R_1 = 0.0529 \text{ } \Omega$$

$$X_1 = 0.0342 \text{ } [\Omega]$$

$$Z_1 = \sqrt{0.0529^2 + 0.0342^2} = 0.062 \text{ } [\Omega]$$

$$R_2 = 0.0775 \text{ } \Omega$$

$$X_2 = 0.0348 \text{ } [\Omega]$$

$$Z_2 = \sqrt{0.0775^2 + 0.0348^2} = 0.0849 \text{ } [\Omega]$$

Obteniendo  $P_{fp}$  y  $P_{fp2}$  sustituyendo en las ecuaciones (32) y (33)

$$P_{fp1} = K I_{fp1}^2 Z_1 = 3(246.54^2)(0.062) = 11,305 \text{ [W]}$$

---

<sup>31</sup> Short Circuit Current Calculations for Industrial and Commercial Power, Tabla de valores de resistencia y reactancias del cable de cobre Documento GET3550F, General Electric Company, USA, 1989.



$$P_{fp2} = K I_{fp2}^2 Z_2 = 3(196.21^2)(0.0849) = 9,805[\text{W}]$$

Por lo que las pérdidas por efecto Joule son

$$P_{joule} = P_{fp} - P_{fp2} \quad (35)$$

$$P_{joule} = 11,305 - 9,805 = 1,500 [\text{W}]$$

Así mismo, se pueden evaluar las pérdidas eléctricas cuando se presenta el fenómeno de distorsión armónica, mediante la ecuación:

$$P_e = R \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 = R I_1^2 [1 + (THDi)^2] \quad (46)$$

donde  $I_n$  como la corriente de la  $n$  enésima armónica,  $I_1$  es la corriente de la componente fundamental y  $THDi$  es la distorsión armónica total de la corriente.

De acuerdo a los datos obtenidos mediante el monitor de calidad de la energía, se registra un 4.5% de la distorsión armónica total de la corriente, por lo que llevando a cabo los cálculos tenemos:

$$P_1 = Z_1 I_1^2 [1 + (THDi)^2] = 0.062(246.54^2)[1 + (0.045^2)]$$

$$P_1 = 3,776.11 [\text{W}]$$

$$P_2 = Z_2 I_2^2 [1 + (THDi)^2] = 0.0849(196.21^2)[1 + (0.045^2)]$$

$$P_2 = 3,275.12 [\text{W}]$$

Por lo que las pérdidas totales por efecto Joule con distorsión armónica son

$$P_{jouleDTHi} = P_{DTHi} - P_{PDTH} \quad (36)$$

$$P_{jouleDTHi} = 3776.11 - 3275.12 = 500.99 [\text{W}]$$

Por lo que las pérdidas totales por efecto Joule son

$$P_{TJoule} = P_{joule} + P_{jouleDTHi} \quad (37)$$

$$P_{TJoule} = 1500 + 500.99 = 2,001[\text{W}]$$

Como podemos observar, las pérdidas por efecto Joule a pesar de que no son muy altas, se tienen que considerar. La longitud de una instalación, la disminución en el calibre del cable y la presencia de corrientes armónicas impactan significativamente y al mejorar el factor de potencia son elementos que contribuyen a incrementar o disminuir estas pérdidas eléctricas. Debido a esto, el ahorro en este rubro se entendería desde el punto de vista económico, al instalar cable de menor calibre, tuberías, ductos, charolas, interruptores e infraestructura eléctrica en general.

### **4.3 Cuantificación de pérdidas por caída de tensión**

Similar al vector corriente analizado en la sección 4.1, la onda sinusoidal del vector tensión también sufre los efectos de tener un bajo factor de potencia, impactando directamente en una “caída de tensión”. De acuerdo al estándar 141 de la IEEE, en su Capítulo 3, menciona que “el voltaje nominal de una infraestructura eléctrica, debe trabajar muy cercano al nivel de voltaje al cual el sistema opera en condiciones normales, para permitir contingencias de operación con un rango máximo de entre 5% - 10% del voltaje”, apegándonos a esta definición, una diferencia de potencial entre 2 puntos del circuito fuera de este rango se considerara una caída de tensión

La caída de tensión depende de algunas variables importantes que están directamente relacionadas y asociadas a un bajo factor de potencia:

- 1) La caída de tensión de un circuito está en proporción directa a la resistencia del conductor y la magnitud de la corriente, como se vio en la sección 4.2 con las pérdidas por efecto joule.
- 2) Si se aumenta la longitud de un conductor, aumenta su resistencia eléctrica y por lo tanto aumenta su caída de voltaje, visto en sección 4.2, por lo tanto, largas distancias producen caídas de tensión importantes. La NOM001, en su artículo 215-22 en la nota 2 “Capacidad y tamaños mínimos de un conductor”, menciona que el porcentaje máximo de caída permisible deberá de ser del 5% desde la fuente principal de abastecimiento (transformador o acometida) y el punto más lejano de la instalación.

- 3) Si aumenta la corriente, aumenta la caída de tensión del conductor. Un efecto de tener un bajo factor de potencia fue el incremento de corriente, visto en la sección 4.1.
- 4) De acuerdo a la IEEE-Std141-1993, en su Capítulo 3 “Consideraciones de Voltaje”, sección 3.5.10 “Capacitores”, una caída del 10% de la tensión suministrada al sistema, reduce la potencia reactiva de salida del banco de capacitores aproximadamente un 20%, es decir, el usuario necesitaría considerar complementar esta potencia reactiva faltante con mayor inversión.
- 5) Para el presente estudio de caso, se evalúa dicho efecto al calcular la cantidad de caída de tensión generada por presentar un bajo factor de potencia.

La caída de tensión afecta directamente en la eficiencia energética para el funcionamiento de equipos, motores, iluminación y componentes que integran el sistema eléctrico en su conjunto.

Llevando a cabo el cálculo de caída tensión en el conductor y en el transformador para el estudio de caso y aplicando las ecuaciones (28) y (29), Capítulo 2, sección 2.8.2 tenemos:

$$\bar{V}_Z = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \Delta \bar{V} \quad (28)$$

$$\bar{V}_1 - \bar{V}_2 = R \vec{I} \cos\theta + X \vec{I} \sin\theta \quad [\text{V}] \quad (29)$$

Cálculo de caída de tensión de los conductores:

Poniendo la resistencia  $R$  y reactancia  $X$  de los conductores en función de la longitud del conductor, de la ecuación (34) se tiene

$$R = \rho \left( \frac{L}{A} \right) [\Omega]$$

Y

$$X = x L [\Omega] \quad (38)$$

Donde  $\rho$  es la resistividad eléctrica del cobre  $\left[ \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right]$ ,  $x$  como la reactancia inductiva en  $\left[ \frac{\Omega}{\text{m}} \right]$ ,  $L$  es la longitud del conductor en [m] y  $A$  es el área de la sección transversal del cable en  $[\text{mm}^2]$

Sustituyendo las ecuaciones (34) y (38) en (29), se tiene

$$\begin{aligned}\Delta\bar{V}_{Cable} &= \sqrt{3} \left( \frac{\rho L}{A} \vec{I} \cos\theta + xL \vec{I} \sin\theta \right) \\ \Delta\bar{V}_{Cable} &= \sqrt{3} \vec{I} L \left( \frac{\rho}{A} \cos\theta + x \sin\theta \right) \text{ [V]}\end{aligned}\quad (39)$$

Llevando a cabo los cálculos para los factores de potencia original  $fp_1$  y objetivo  $fp_2$  con los siguientes datos

$$fp_1 = \cos\theta = 0.7958$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.7958 = 37.26^\circ$$

$$\vec{I}_1 = 246.54 \text{ [A]}$$

$$A_1 = 127 \text{ [mm}^2\text{]}$$

$$x_1 = 1.35 \times 10^{-4} \left[ \frac{\Omega}{\text{m}} \right]$$

$$\rho = 0.0172 \left[ \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right]$$

$$L = 150 \text{ [m]}$$

Aplicando los valores en la ecuación (39)

$$\begin{aligned}\Delta\bar{V}_{Cable\ fp_1} &= \sqrt{3} (246.54)(150) \left( \frac{0.0172}{127} \cos 37.26 + 1.35 \times 10^{-4} \sin 37.26 \right) \\ \Delta\bar{V}_{Cable\ fp_1} &= 12.13 \text{ [V]}\end{aligned}$$

Calculando para  $\Delta\bar{V}_{fp_2}$  se tiene

$$fp_2 = \cos\theta = 1.0$$

$$\theta = \cos^{-1}(1) = 0^\circ$$

$$\vec{I}_2 = 196.21 \text{ [A]}$$

$A_1 = 127 \text{ [mm}^2\text{]}$  Note que este valor es el mismo, debido a que no se considera cambio de cableado

$$x_1 = 1.35 \times 10^{-4} \left[ \frac{\Omega}{\text{m}} \right]$$

$$\rho = 0.0172 \left[ \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right]$$

$$L = 150 \text{ [m]}$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{cablefp2}} = \sqrt{3} (196.21)(150) \left( \frac{0.0172}{127} \cos 0 + 1.35 \times 10^{-4} \sin 0 \right)$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{Cablefp2}} = 6.90 \text{ [V]}$$

Por lo que la caída de tensión total por concepto de cableado  $\Delta \bar{V}_{\text{TotCable}}$  es:

$$\Delta \bar{V}_{\text{TotCable}} = \Delta \bar{V}_{\text{Cablefp1}} - \Delta \bar{V}_{\text{Cablefp2}} \quad (40)$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{TotCable}} = 12.13 - 6.90$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{TotCable}} = 5.23 \text{ [V]} \quad (41)$$

Así también, siguiendo la Figura 4 y con la expresión (29) para la caída de tensión en el transformador  $\Delta \bar{V}_{\text{Transf}}$  para lo cual, con sus valores de resistencia y reactancia, ya calculados previamente en las ecuaciones (27) y (28) de la sección 4.1, tenemos lo siguiente:

$$fp_1 = \cos \theta = 0.7958$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.7958 = 37.26^\circ$$

$$\vec{I}_1 = 246.54 \text{ [A]}$$

$$R = 0.03979 \text{ [\Omega]}$$

$$X_L = 0.1193 \text{ [\Omega]}$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{Transf fp1}} = \sqrt{3} \vec{I} (R \cos \theta + X_L \sin \theta) \text{ [V]}$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{Transf fp1}} = \sqrt{3} (246.54) [0.03979 \cos (37.26) + 0.1193 \sin (37.26)]$$

$$\Delta \bar{V}_{\text{Transf fp1}} = 44.26 \text{ [V]}$$

Calculando la caída de tensión para  $fp_2$

$$fp_2 = \cos \theta = 1.0$$

$$\theta = \cos^{-1}(1) = 0^\circ$$

$$\vec{I}_2 = 196.21 \text{ [A]}$$

$$R = 0.03979 \text{ [\Omega]}$$

$$X_L = 0.1193 \text{ [\Omega]}$$

$$\Delta \bar{V}_{Transf\ fp2} = \sqrt{3}(196.21)[0.03979\cos(0) + 0.1193\sin(0)]$$

$$\Delta \bar{V}_{Transf\ fp2} = 13.52 \text{ [V]}$$

Por lo que la caída de tensión total en los devanados del transformador  $\Delta \bar{V}_{TotTransf}$  es

$$\Delta \bar{V}_{TotTransf} = \Delta \bar{V}_{Transffp} - \Delta \bar{V}_{Transffp} \text{ [V]} \quad (42)$$

$$\Delta \bar{V}_{TotTransf} = 44.26 - 13.52$$

$$\Delta \bar{V}_{TotTransf} = 30.74 \text{ [V]} \quad (43)$$

Ahora se procede a calcular la caída de tensión por ambos conceptos, cableado y devanados del transformador, esta se calcula mediante la suma de las ecuaciones (41) y (43) y se tiene la siguiente expresión:

$$\Delta \bar{V}_{Total} = \Delta \bar{V}_{TotCable} + \Delta \bar{V}_{TotTransf} \text{ [V]} \quad (44)$$

$$\Delta \bar{V}_{Total} = 5.23 + 30.74$$

$$\Delta \bar{V}_{Total} = 35.97 \text{ [V]}$$

Es importante dimensionar si esta cantidad de voltaje es considerable, por lo que se puede comparar con el voltaje nominal del sistema eléctrico, para este caso es de 480V y se puede calcular la tasa en porcentaje de la caída de tensión por bajo factor de potencia.

$$\% \Delta V_{bajo\ fp} = \frac{\Delta \bar{V}_{Total}}{V_{nom}} \quad (45)$$

$$\% \Delta V_{bajo\ fp} = \frac{35.97 \text{ [V]}}{480 \text{ [V]}} \times 100$$

$$\% \Delta V_{bajo\ fp} = 7.5\%$$

De acuerdo a la norma mexicana de instalaciones eléctricas, NOM001, el porcentaje de variación de tensión permitida debe oscilar en  $\pm 5\%$ , el tener bajo factor de potencia, para este caso, hace que la tensión se encuentre fuera del rango permitido.

Si analizamos los 35.97 V en términos de potencia, esta se encuentra asociada con el incremento de corriente, en términos de ingeniería y eficiencia, la caída de tensión la podemos considerar una pérdida técnica, cuantificable con el incremento de corriente.

Para determinar la corriente eléctrica como fuerza para mover esta caída de 35.97V, y con los 158 kW que consume el sistema, mediante la ley de Ohm se tiene

$$P = V I \rightarrow I = \frac{P}{V}$$

$$I = \frac{158}{35.97} = 4.39 [A]$$

Debido a que uno de los efectos de caída de voltaje ocasiona calentamiento o incremento de temperatura, este se modela con la ecuación (32) por efecto Joule, utilizando la impedancia equivalente de la ecuación (26)

$$P = \sqrt{3} I_{fp}^2 Z_{Eq}$$

$$P = \sqrt{3}(4.39^2)(0.1877)$$

$$P = 6.25 [W]$$

Se puede observar que las pérdidas por caída de tensión en términos de potencia, si se observa de forma puntual, es un valor bajo, pero si se integra a través del tiempo, la energía ya podría ser considerable, como se verá en el siguiente capítulo de análisis de resultados.

#### **4.4 Cuantificación de pérdidas por cambios en la potencia aparente**

De acuerdo al capítulo 2.8.2 “Cambios en la Potencia Aparente” se estudia la liberación de potencia que presenta el sistema al mejorar el factor de potencia, para nuestro estudio de caso, se desarrollan los siguientes cálculos.

De la medición tenemos:

$$P = 158.35 \text{ [kW]}$$

$$fp_1 = 0.7958$$

$$fp_2 = 0.9999$$

Para el caso de  $fp_1$

$$S_1 = \frac{P}{fp_1} = \frac{158.35}{0.7958} = 198.98 \text{ [kVA]}$$

Para el caso de  $fp_2$

$$S_2 = \frac{P}{fp_2} = \frac{158.35}{0.9999} = 158.36 \text{ [kVA]}$$

Como podemos observar, al tener el factor de potencia cercano a la unidad, la potencia aparente  $S$  es casi la misma que la potencia activa  $P$ , esto significa que hay una mejor utilización de la energía en el transformador o sistema al estar aprovechando en su mayoría la potencia reactiva derivada del incremento del factor de potencia.

En términos generales, si aplicamos la ecuación (31) para conocer la potencia que se libera a la red tenemos:

$$|\bar{S}_1 - \bar{S}_2| = |Q_C|$$

$$|\bar{S}_1 - \bar{S}_2| = 198.98 - 158.36$$

$$|\bar{S}_1 - \bar{S}_2| = 40.62 \text{ [kVA]}$$

La potencia de 40.62[kVA] tiene dos interpretaciones, la primera es la potencia que se libera a la red y es equivalente a la magnitud de potencia reactiva que se suministra con el banco de capacitores  $Q_C$ .

La segunda interpretación, desde el punto de vista de eficiencia energética, es que la potencia aparente  $S$  disminuye considerablemente al incrementar el factor de potencia y por consiguiente, se deja de sobrecargar el transformador del usuario, así como la infraestructura



de la compañía suministradora. Esto trae efectos positivos ya vistos en este capítulo como la reducción de corriente y menor calentamiento de conductores disminución del efecto Joule, menor caída de tensión y mejor desempeño de componentes y equipos del sistema eléctrico

#### 4.5 Perdidas en el núcleo del transformador

Como se describió en el capítulo 2 las pérdidas magnéticas generadas en el núcleo del transformador están conformadas por dos componentes, i) las pérdidas por el ciclo de histéresis y ii) las pérdidas por corrientes parásitas o de eddy<sup>32</sup>.

Las pérdidas por histéresis son generadas en el área bajo la curva del ciclo y representan las pérdidas de energía magnética del núcleo transformador. Además, la curva de histéresis B-H es una guía de referencia para comparar las propiedades magnéticas de los materiales que conforman los núcleos de los transformadores.

Las pérdidas en el núcleo están en función de las propiedades magnéticas del material, el espesor de las capas de laminación que componen el núcleo, la permeabilidad del material, la frecuencia, la temperatura, la corriente de excitación o magnetización, así como la densidad del flujo magnético.

Para el presente caso de estudio, al tener el sistema un bajo factor de potencia, su corriente de excitación incrementa, el flujo magnético por consiguiente también incrementa y satura el núcleo, convirtiéndose en una corriente de excitación no lineal, esto genera corrientes del tipo armónicas en el sistema.

De la ecuación (48) del capítulo 2 tenemos

$$P_h = K_h(f)(B_{max})^n \left[ \frac{W}{Kg} \right] \quad (48)$$

Con

$K_h = 0.0386$  valor de tablas

---

<sup>32</sup> Colonel Wm T. Mc Lyman, Transformer and Inductor Design Handbook, 3ª Ed, USA, 2004

$B_{max} = 1.8$  [T] valor de tablas

$f = 60$  [Hz]

Como  $B_{max} > 1$  Tesla,  $n = 2$

Calculando

$$P_h = 0.0386(60)(1.8^2) = 7.5 \left[ \frac{W}{Kg} \right]$$

Obteniendo el peso del núcleo mediante los datos de placa del transformador,  $m = 525$  [Kg]

$$P_h = 7.5 \left[ \frac{W}{Kg} \right] \times 525 \text{ [Kg]}$$

$$P_h = 4,125 \text{ [W]}$$

Cuando existe un bajo factor de potencia, este contribuye a saturar con mayor rapidez el núcleo durante el ciclo de histéresis, por lo que en los 4,125W hay una proporción correspondiente al bajo factor de potencia. Debido a que el flujo magnético máximo  $B_{max}$  esta en función de la corriente de magnetización máxima  $Imag_{max}$ , se tiene

$$B_{max} \approx K_h(Imag_{max}) \quad (46)$$

Para poder evaluar las perdidas correspondientes por bajo factor de potencia dentro del ciclo de histéresis, se pueden estimar asociando la corriente de magnetización con la reducción vectorial de corriente que se da con la disminución e incremento del factor de potencia

$$I_{mag} \approx \vec{I}_1 - \vec{I}_2 \quad (47)$$

Sustituyendo las expresiones (46) y (47) en la ecuación (48)

$$Ph_{fp} = K_h(f)(K_h \vec{I}_1 - \vec{I}_2)^n$$

$$Ph_{fp} = K_h^{n+1}(f)(\vec{I}_1 - \vec{I}_2)^n \quad (49A)$$

$$Ph_{fp} = 0.0386^3(60)(140.5^2)$$

$$Ph_{fp} = 68.11 \text{ [W]}$$

Los 68.11W son las pérdidas estimadas que se dan en el ciclo de histéresis del núcleo del transformador cuando existe bajo factor de potencia.

### **Perdidas por corrientes de eddy**

Las perdidas por corrientes parasitas o también conocidas como perdidas de eddy son causadas cuando las líneas de flujo magnético pasan a través del núcleo del transformador y se inducen corrientes eléctricas en él, produciendo calor en el núcleo. Si la resistencia eléctrica del núcleo es alta, la corriente que pase a través de él será baja y viceversa, por lo que son muy importantes los materiales magnéticos utilizados en la fabricación de los núcleos de los transformadores, materiales con bajas resistencias presentaran niveles más altos de corrientes parasitas, lo que ocasionaran sobrecalentamiento que resultara en daño al aislamiento de devanados así como disminución en la vida útil de los elementos mecánicos de fijación interna del núcleo.

Por tal motivo es muy importante que el material con el que está construido el núcleo del transformador tenga una resistividad eléctrica adecuada, el espesor de las capas de laminación sea el correcto y estén perfectamente ensambladas, así como un buen aislamiento o recubrimiento en ellas, nos ayudaran a que las corrientes de eddy se mantengan en niveles aceptables.

De la ecuación (49) del capítulo 2 se tiene

$$Pe = k_1 f_1^2 B^2 \left[ \frac{\text{W}}{\text{Kg}} \right] \quad (49)$$

Con

$$k_1 = k_h = 0.0386 \text{ valor de tablas}$$

$$f_1 = 60[\text{Hz}]$$

Como se desea obtener las pérdidas de eddy en función de la corriente, se expresa al flujo magnético  $B$  en función de la corriente, de la ecuación (51) capitulo 2 se tiene

$$B = \frac{N \cdot l}{\mu} I = k_g I \quad (51)$$

Con  $k_g$  como la constante geométrica de la laminación del núcleo del transformador

Mediante el fabricante del transformador no fue posible obtener la información para el valor de la constante geométrica  $k_g$ , se procede a inferir su valor,

$$k_g = \frac{I}{B}$$

$B_{max} = 1.8$  [T] valor de tablas

$I = 246.54$  [A] es la corriente de carga que fluye por el transformador

$$k_g = \frac{246.54}{1.8} = 0.01369$$

Para verificar este valor, se revisó el valor de  $k_g$  en tablas<sup>33</sup> de transformadores similares y se encontraron valores semejantes al inferido.

$$Pe = k_1 f_1^2 (k_g I)^2$$

Calculando las pérdidas de eddy totales

$$Pe = 0.0386 (60^2)(0.01369^2)(240.54^2)$$

$$Pe = 1506.85 \text{ [W]}$$

Como el objetivo es evaluar las pérdidas de eddy cuando existe bajo factor de potencia, utilizaremos la diferencia vectorial de corriente cuando el factor de potencia incrementa, por lo que

$$I \approx \vec{I}_1 - \vec{I}_2$$

Por lo que la ecuación (49) queda mediante la siguiente expresión

---

<sup>33</sup> Tablas de valores de constante de geometría  $k_g$ , Colonel Wm T. Mc Lyman, Transformer and Inductor Design Handbook, 3ª Ed, USA, 2004

$$P_{eddy/ftp} = k_1 f_1^2 k_g^2 (\vec{I}_1 - \vec{I}_2)^2 \quad (49B)$$

$$P_{eddy/ftp} = 0.0386 (60^2)(0.01369^2) (140.5^2)$$

$$P_{eddy/ftp} = 514.10 \text{ [W]}$$

Las pérdidas por corrientes parasitas o de eddy originadas por el flujo magnético que corre a través de las laminaciones del núcleo y elementos mecánicos internos del transformador correspondientes a un bajo factor de potencia se estiman en 514.10W.

#### **4.6 Ahorro y uso eficiente de la energía por reducción de pérdidas con el incremento del factor de potencia**

El objetivo principal de este trabajo es plantear técnicamente el ahorro y uso eficiente de la energía debido al incremento del factor de potencia en el sistema eléctrico. El total de pérdida de potencia calculada en los puntos anteriores suma la cantidad de 7,686W misma que se evaluara en forma de consumo de energía eléctrica y económica.

Es importante considerar que los ahorros de energía y la eficiencia energética de un sistema se estudia no solo desde el punto de vista eléctrico, sino que involucran aspectos de la energía térmica, magnética, mecánica, dieléctrica y química, entre otras, nos proporciona una visión global de que el ahorro de energía es una integración de sistemas que al trabajar de forma racional y balanceada generan ahorros significativos tanto técnicos como económicos.

Por alcance de esta tesis, se presentan algunas variables importantes como corriente eléctrica, voltaje y potencia activa, pero inmersas en ellas hay presencia de las demás formas de energía. Por ejemplo, en el efecto Joule, el incremento de corriente es directamente proporcional con el aumento de temperatura y la pérdida que representa es una manifestación de energía térmica.

Otro ejemplo es la caída de voltaje, la cual impacta de forma significativa no solo en la eficiencia eléctrica sino también su eficiencia mecánica de los equipos, que para el presente estudio de caso, el motocompresor se compone de un motor eléctrico de 300 Hp que con la

caída de tensión que presenta por bajo factor de potencia, se ve afectado con el calentamiento de sus devanados; el motor mueve un compresor mecánico de capacidad similar, su desempeño se ve afectado en el desgaste de sus componentes internos, ya que el equipo tiene que trabajar de forma “adicional” o forzada para suplir el voltaje necesario para el que fue diseñado y fabricado.

Las pérdidas dieléctricas que, aunque no se calcularon, se ven reflejadas en la cantidad de energía disipada en forma de calor, dicha pérdida e incremento de temperatura ocasiona problemas en el aislamiento líquido (ya que el transformador con el que se lleva a cabo el estudio tiene aislamiento en aceite), como el sólido presentado en el aislamiento de conductores.

Se calcularon las pérdidas de energía magnética correspondientes al núcleo del transformador, durante el ciclo de histéresis y por corrientes de eddy, ambas evaluadas desde un enfoque de pérdidas por bajo factor de potencia y que derivan en energía térmica disipada en forma de calor además de que afectan directamente la eficiencia de la máquina.

Y por último ejemplo es la potencia reactiva, la cual deriva de la magnetización en los devanados de las máquinas principales que son el transformador y el motor, cuando tenemos un sistema con bajo factor de potencia, su núcleo y devanados internos se saturan de energía reactiva inductiva o energía de magnetización, dicha energía se encuentra implícita en casi cualquier sistema eléctrico y si se mantiene en sus niveles normales, el equipo funcionara de forma eficiente.

Los ejemplos mencionados, están estrechamente relacionados unos con otros y como se puede analizar, si el factor de potencia se mantiene en valores óptimos, en su conjunto forman un sistema energéticamente eficiente.

## Capítulo 5 Análisis de resultados

### 5.1 Análisis de resultados de las pérdidas energéticas

Derivado de los resultados obtenidos en el Capítulo 4, se presentan en la Tabla 17, la cual muestra los beneficios cuantitativos, así como los beneficios técnicos cualitativos en términos de ahorro de energía por incrementar el factor de potencia en el sistema eléctrico.

El ahorro de energía también se puede analizar técnicamente desde el punto de vista de pérdidas eléctricas y es importante recordar que, dentro de estas pérdidas eléctricas, vienen implícitas las demás manifestaciones de energía.

Para tener un modelo cuantificable se presentan en la 4ª columna de la Tabla 17 las pérdidas en términos de energía.

Tabla 17. Cuantificación de pérdidas de energía por bajo factor de potencia

Tipo de Pérdida	Cantidad	Pérdidas de Potencia	Pérdidas de Energía (Mensual)*	Beneficio técnico energético al incrementar el <i>fp</i>
Reducción de corriente $\vec{I}_1 - \vec{I}_2$	140.5 [A]	5,101.13 [W]	2,754.61 [kWh]	Menor calentamiento de conductores, devanados, se prolonga la vida útil de aislamientos de transformador (aceite, papel, laminado y boquillas) aislamientos de conductores, incrementa la eficiencia general y vida útil de equipos.
Pérdidas por efecto Joule $P_{joule}$	1,500[W]	1,500 [W]	810 [kWh]	Menor calentamiento de conductores, devanados incrementa la eficiencia general y vida útil de aislamientos y equipo.
Pérdidas por efecto Joule	501 [W]	501 [W]	270.54 [kWh]	Menor calentamiento de conductores, devanados, disminuyen activación de protecciones como

debido a distorsión armónica $P_{jouleDTHi}$				fusibles, interruptores, evita o disminuye resonancias entre capacitores y transformador incrementa la eficiencia general y vida útil de aislamientos y equipos.
Reducción de caída de tensión $\Delta\bar{V}$	35.97 [V]	6.25 [W]	3.37 [kWh]	Menor calentamiento, existe un balance de energía de magnetización, mejora el balanceo eléctrico de fases, disminuye el desgaste de componentes mecánicos de equipos principales, mejora la eficiencia eléctrica y mecánica de equipos secundarios alimentados por el voltaje.
Reducción de caída de tensión en porcentaje $\% \Delta\bar{V}$	7.5%			Mismos presentados en la reducción de caída de tensión.
Pérdidas magnéticas por histéresis $Ph_{fp}$		68.11 [W]	36.77 [kWh]	Inherente en el material de construcción del núcleo del transformador, menor calentamiento en devanados, mejora la eficiencia eléctrica del transformador, se prolonga su vida útil.
Pérdidas magnéticas por corrientes parasitas $P_{eddy/fp}$		514.10 [W]	277.54 [kWh]	Menor calentamiento en devanados, laminaciones y componentes mecánicos internos, disminuyen las corrientes armónicas, mejora la



				eficiencia eléctrica del transformador, se prolonga vida útil de aislamientos y equipo.
Liberación de potencia aparente $ \bar{S}_1 - \bar{S}_2 $	40.62 [kVA]			Se libera la capacidad del transformador, su energía de magnetización se balancea evitando enviar potencia reactiva a la infraestructura de la compañía suministradora y demás usuarios interconectados a la red, disminuye la saturación del núcleo, mejora la eficiencia del transformador.
Emisiones de CO <sub>2</sub> <sup>34</sup>	19.81 [tCO <sub>2</sub> ]			Calentamiento global, deshielo de casquetes polares, alteración de ecosistemas, cambio climático.
	Total	7,686.63 [W]	4,150.78 [kWh]	

\*Para el cálculo de la energía se considera una tasa de utilización 18 [hrs/día], durante 30 días.

Para cuantificar en términos económicos el conjunto de pérdidas de energía por bajo factor de potencia, la empresa se encuentra con una tarifa GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria) con un costo promedio de \$2.5/kWh

Por lo que, para 1 año de operación, se tiene la siguiente expresión:

$$\text{Costo anual por pérdidas técnicas} = \text{Pérdidas técnicas anual} \times \text{Costo por kWh}[\$] \quad (45)$$

<sup>34</sup> Para el cálculo de toneladas de CO<sub>2</sub> se toma en cuenta el factor de emisión de gases de efecto invernadero que la Comisión Reguladora de Energía emite al Sistema Eléctrico Nacional para el año 2021, se consideran las emisiones de las pérdidas eléctricas en un periodo anual.

$$\text{Costo mensual por pérdidas técnicas} = 4,150.78[\text{kWh}](2.5)[\$/\text{kWh}] = \$10,376.95 \quad (46)$$

$$\text{Costo anual por pérdidas técnicas} = \$10,376.95(12) = \$124,523.40 \quad (47)$$

Es importante conocer el porcentaje que representan las pérdidas conforme al consumo real del cliente, una forma de compararlo es mediante la expresión

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de energía mensual}}{\text{Consumo total mensual}} \times 100 \quad (48)$$

Las pérdidas de energía son las obtenidas en la Tabla 17 matriz de pérdidas en kWh y el consumo total del mes lo podemos obtener del recibo de CFE considerando el periodo base, intermedio y punta, para este caso se tiene

$$\text{Pérdidas de energía mensual} = 4,150.78 [\text{kWh}]$$

$$\text{Consumo total mensual} = 123,028 [\text{kWh}]$$

Por lo que

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{4,150.78}{123,028} \times 100 = 3.37\%$$

El 3.37% es un valor estimado muy cercano al porcentaje de pérdidas reales y nos da una referencia importante de la magnitud de pérdidas con respecto al consumo de energía del sistema para un periodo determinado.

Como se puede observar, tener un bajo factor de potencia, en primera instancia las pérdidas parecen relativamente despreciables, pero si se analizan con mayor profundidad, las podemos dividir en tres grandes rubros.

El primero son las pérdidas técnicas de energía que en conjunto generan un impacto considerable en el funcionamiento, eficiencia eléctrica, magnética y vida útil del sistema. Como ejemplo se tiene que las pérdidas derivan en su mayoría del incremento de temperatura y disipación de calor; tan solo el incremento de 6 °C en la temperatura de aislamiento de los

devanados de un transformador, este disminuirá su vida útil en un 50%<sup>35</sup>, es decir si la vida en condiciones normales de operación es de 22.5 años, esta será de solo 11.25 años

El segundo rubro y no menos importante es el económico, donde las pérdidas de energía estimadas las podemos cuantificar y para este caso hay un costo de \$124,523 anual. A este costo se le tiene que agregar la penalización que la compañía suministradora emite en el recibo por tener un bajo factor de potencia.

El tercer aspecto el cual las empresas o industrias no consideran y que se da por bajo factor de potencia es el costo de mantenimiento correctivo por paros de equipos, los que a su vez generan retrasos en la producción, en las entregas, penalizaciones, libranzas, mano de obra de contratistas y personal de mantenimiento de planta; dichos costos en muchos casos no se toman en cuenta, pero también son representativos.

En la siguiente sección se contemplarán los tres rubros para la evaluación del proyecto de inversión.

## **5.2 Evaluación del proyecto de inversión**

Con base en los modelos obtenidos en el Capítulo 3 y de acuerdo a los métodos para bancos del tipo automático que fueron el Método de los Valores Críticos (MVC) y el Método de los Requerimientos Puntuales de Compensación (MRPC), tomando en cuenta la carga a compensar y la filosofía de operación del ciclo productivo, se seleccionara un banco de capacitores automático con capacidad nominal de 150 kVAr, voltaje de 480V y con un reactor de rechazo de corrientes armónicas, a proponer en el proyecto.

En la Tabla 18 se presenta la matriz de datos con todos los puntos a considerar para llevar a cabo la evaluación de retorno de inversión para el estudio de caso, así como su complemento presentado en la Tabla 18.1 el cual muestra la amortización de inversión mensual y conocer el punto de equilibrio donde el proyecto se pagará

---

<sup>35</sup> Manual de operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas, Oropeza Ingenieros, México, 2022

Tabla 18. Matriz de datos para evaluación de proyecto de inversión

<b>ANALISIS DE INVERSION</b>		
<b>BANCO DE CAPACITORES DE 150 kVAr/480V</b>		
<b>ESTACION BALBUENA</b>		
<b>Matriz de Datos</b>	<b>Cts</b>	<b>Unidad</b>
Costo del proyecto con instalacion (sin iva)	\$ 290,000.00	MXN
Penalizacion mensual por bajo Fp	0.835	4.7%
Bonificacion por correccion al Fp	1	2.50%
Ahorro tecnico de energia*	3.37%	3.37%
Reparaciones/mantto mayor motores y transf**	1.50%	1.50%
Promedio de facturacion mensual	\$ 308,574.00	MXN
Promedio en recibo (Cargo fijo + Energia)***	\$ 295,003.00	MXN
Retorno de inversion	9	Meses
Ahorro acumulado en la vida util del BC	\$2,605,047.00	MXN

\*Se considera "ahorro técnico de energía" a la energía promedio ahorrada por los efectos favorables de corregir (incrementar) el factor de potencia y generar una mejor eficiencia en las instalaciones eléctricas del cliente, como son: disminución de caída de tensión, disminución de corriente en conductores y equipos, disminución de voltajes y corrientes armónicas, liberación de la capacidad del transformador, disminución de calentamiento en conductores, motores y maquinas por efecto Joule y disminución de perdidas magnéticas de energía, se sustenta con la ecuación (48) del presente capitulo.

\*\* Valor estimado presentado en la bitácora de mantenimiento de la estación, así como información proporcionada por el área de compras de la empresa.

\*\*\*Obtenido de datos del recibo de CFE.

Tabla 18.1 Amortización de la inversión

MES	PENALIZACION BAJO FP	BONIFICAC MENSUAL	AHORRO TECNICO	REPARAC MOTOR Y TRANSF	AHORRO Pen+Bon+Atec+Rep	AHORRO ACUMULADO
1	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 36,181
2	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 72,362
3	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 108,544
4	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 144,725
5	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 180,906
6	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 217,087
7	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 253,268
8	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 289,450
9	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 325,631
10	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 361,812
11	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 397,993
12	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 434,175
13	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 470,356
14	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 506,537
15	\$ 13,778.58	\$ 7,375	\$ 10,399	\$ 4,629	\$ 36,181	\$ 542,718
<b>Proyeccion a 5 y 6 años (Vida Util del Banco de Capacitores)</b>						
60						\$ 2,170,873
72						\$ 2,605,047

Con los datos obtenidos de las pérdidas de energía calculada, los datos del recibo de luz e información proporcionada por la empresa, obtenemos un modelo real de amortización de la inversión para un proyecto de corrección del factor de potencia mediante el suministro y la instalación de banco de capacitores.

La primera columna presenta el periodo mensual y la última columna proporciona el ahorro acumulado derivado de los ahorros técnicos, bonificaciones y penalizaciones que la empresa tendría. Con esto señalamos en la Tabla 18.1 las casillas en verde, donde indican que la inversión inicial de \$290,000 pesos quedarían cubierta entre los meses 8 y 9. Misma representación se puede observar en la Figura 5.1 la cual muestra el ahorro acumulado contra la inversión, en donde su intersección presenta el punto de retorno de inversión del proyecto.

Otro punto importante a señalar es la proyección de ahorro acumulado a través de la vida útil del activo de inversión, en este caso el banco de capacitores. De acuerdo con información del fabricante, datos empíricos obtenidos de equipos similares en diversas empresas, así como en estaciones de compresión de la misma empresa ubicada en otros lugares geográficos donde la filosofía de operación del sistema es similar, la expectativa de vida de un banco de capacitores es de 5 a 6 años. Con estos datos se alcanza una proyección de ahorro estimada de \$2.6 millones de pesos en este periodo de tiempo (véase Figura 5.1).

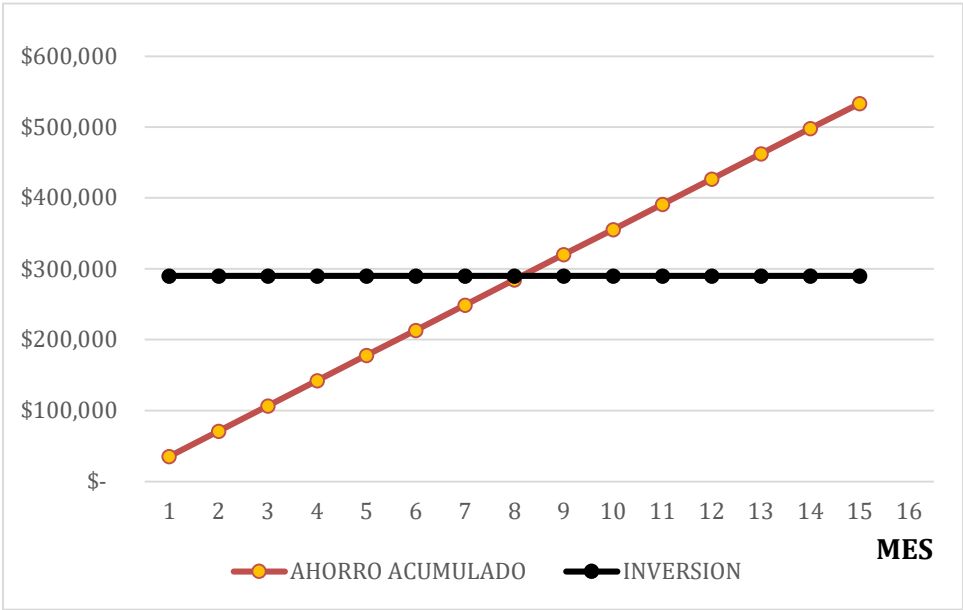


Figura 5.1 Retorno de Inversión

Debido a que el periodo de inversión es menor a un año, el proyecto se puede considerar rentable desde el punto de vista económico y técnico.

**5.3 Evaluación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía**

Como medidas de ahorro y uso eficiente de la energía son aquellas implementadas por el ingeniero especialista derivadas de un diagnóstico energético en un problema específico, que para el presente estudio de caso es el bajo factor de potencia.

Como se vio a lo largo de los capítulos, existen pérdidas de energías asociadas al factor de potencia en sus diversas manifestaciones como la energía mecánica, magnética, térmica y que fueron convertidas en su equivalente eléctrico con la finalidad de obtener una medida cuantificable de pérdida energética por mantener un bajo factor de potencia en una entidad industrial.

Como primera medida y más importante para la reducción de pérdidas energéticas será el suministro, la instalación de un banco de capacitores y su integración al sistema eléctrico.

Una segunda medida a establecer es una bitácora de mantenimiento preventivo y correctivo enfocado en el sistema energético global de la empresa, misma que ayudaran a tener un historial previo de problemas técnicos. Es importante conocer cuantas reparaciones se han realizado, cuantos paros de actividades por fallas técnicas, de que tipo, monitoreo de temperatura en equipos y conductores, disparos de interruptores y fusibles, cortos circuitos, caídas de tensión, incrementos anormales en el consumo de energía eléctrica, afectaciones por terceros como maniobras de CFE, entre otros.

Complemento de ésta y como tercera medida propuesta será establecer un programa de mantenimiento preventivo en equipos existentes como lo son el transformador, motor, tableros de distribución y equipos asociados a la administración de potencia de la estación de compresión, en las cuales se deberá tener reporte del alcance del mantenimiento realizado, resultados de pruebas eléctricas, tendencias o cambios bruscos en valores de pruebas de equipos como respecto de años anteriores.

Un ejemplo de este punto es la prueba de resistencia de aislamiento que se realiza en el transformador dentro de un mantenimiento preventivo y donde los resultados años con año su variación debe ser mínima, en caso de una caída el valor de resistencia puede ser el hallazgo de algún posible daño en el aislamiento propiciado por el incremento de temperatura (por diversas causas), humedad o contaminación. Estos daños ocasionan a su vez incremento en las perdidas magnéticas, eléctricas y en un caso extremo un corto circuito que detenga completamente el sistema.

Un cuarto punto que se recomienda es el monitoreo anual de calidad de la energía ya que es de suma importancia para visualizar fenómenos y perturbaciones eléctricas que no se pueden medir con instrumentos básicos. Un análisis a detalle para el diagnóstico de algún problema nos permitirá evaluar tanto la solución previa a la implementación como el comportamiento del sistema post instalación.

Para el estudio de caso se podrá tener una evaluación si el sistema de banco de capacitores implementado ha disminuido los efectos asociados al bajo factor de potencia, si la presencia de corrientes armónicas ha disminuido, si la tensión ha tenido caídas considerables, el desbalance entre fases y el monitoreo de potencia reactiva capacitiva proveniente del equipo implementado está operando correctamente, entre otros

La quinta medida es una rutina de revisión física general en equipos principales, la utilización de cámara termográfica es recomendable, actualmente la empresa cuenta con un instrumento de este tipo, la cual puede utilizar durante las inspecciones físicas y puede detectar hallazgos importantes de puntos calientes, así como prevenir fallas en el corto plazo. La detección de ruidos extraños o comportamientos mecánicos anómalos durante el funcionamiento de equipos (como desbalance de flechas en motores, ruidos en baleros, desgastes mecánicos prematuros), revisión de parámetros en instrumentación de equipos como lo son displays locales en tableros de distribución, termómetro integrado en transformadores o cualquier anomalía que se pudiera detectar visualmente o con alguno de los sentidos que el ser humano puede aportar en una inspección física.

Es importante como especialista, además de diagnosticar un problema en específico, recomendar medidas generales y particulares adyacentes que conduzcan a tener un ahorro y uso eficiente de la energía como por ejemplo el reemplazo de luminarias del tipo fluorescente por tecnología led, tanto en oficinas como en las techumbres de la estación. El reemplazo de motores de eficiencia estándar por motores eléctricos de alta eficiencia, esto principalmente en el sistema de compresión de aire el cual es accionado mediante motores eléctricos en las estaciones de compresión. Así como la detección y corrección de fugas de aire comprimido en tuberías, válvulas y conexiones ayuda en gran medida a la reducción de energía eléctrica y mecánica.



El buscar sistemas complementarios de ahorro y aprovechamiento de energía en algunas estaciones de servicio de la empresa donde existe motor de combustión interna acoplado al compresor, donde se puede implementar la calefacción de agua en baños utilizando la temperatura de los gases de escape del motor, en donde los gases de combustión salen aproximadamente a 500 °C y actualmente son enviados a la atmósfera.

La implementación gradual de estas medidas hará que el sistema en su conjunto se encuentre energéticamente balanceado, sea mejor aprovechada la energía que circula a través de él, exista una reducción real de costos operativos, de mantenimiento y finalmente para cerrar el ciclo energético se emitan menos contaminantes al planeta.

## Capítulo 6 Conclusiones

A través del presente estudio, fue posible demostrar que entender el bajo factor de potencia desde un solo enfoque resulta insuficiente, los cálculos llevados a cabo para entender las pérdidas de energía por bajo factor de potencia involucran a la energía desde varias aristas: (i) la energía térmica, mediante el incremento de temperatura, así como su transferencia y disipación en forma de calor por efecto Joule; (ii) la energía dieléctrica, presente en las pérdidas de los aislamientos sólidos en conductores, devanados y líquidos mediante el aceite que permea internamente en el transformador y hace la función de aislamiento y refrigerante iii) la energía mecánica que se genera en componentes internos de máquinas y motores al tener presentes caídas de tensión y iv) la energía magnética, que fluye a través del núcleo y que genera pérdidas por histéresis y corrientes de eddy que circulan en el hierro del transformador, son algunas que se presentan durante el incremento o disminución del factor de potencia.

Mediante un análisis de calidad de la energía se determinó, con una muestra representativa de las lecturas tomadas durante siete días, las variables más importantes como son potencia activa, tensión y factor de potencia en sus condiciones actuales, a partir de estas variables se desarrolla todo el cálculo para el análisis de pérdidas de energía en el sistema con bajo factor de potencia.

La corriente es una variable fundamental derivada de los cálculos en la obtención de un factor de potencia deseado, sus efectos representan un modelo directamente proporcional al incremento de temperatura, La reducción de corriente al mejorar el factor de potencia es uno de los elementos que derivan de los cálculos vectoriales que más aportan al ahorro de energía o disminución de pérdidas, en el estudio de caso se tiene 140 amperes de reducción real mismos que son muy importantes ya que representan 2,754 kWh de ahorro en un periodo mensual.

En el estudio de caso se tiene un 7.5% de caída de tensión, el cual es causante de desbalance de tensión y corriente, mismos que originan pérdidas al haber mayor consumo de corriente entre fases. La caída de tensión también ocasiona mayores desgastes en componentes mecánicos al requerir suplir el voltaje faltante e influye significativamente en

las eficiencias mecánicas y eléctricas de los equipos secundarios conectados a la red de alimentación.

Las pérdidas por efecto Joule fueron calculadas por bajo factor de potencia de desplazamiento y por distorsión armónica. Sus efectos físicos representaron para el estudio, pérdidas eléctricas de 1080 kWh mensuales a través del calentamiento en conductores y devanados disipados en forma de calor.

La liberación de la potencia aparente que un transformador tiene al incrementar el factor de potencia nos permite disponer de mayor capacidad eléctrica en la infraestructura no solo del usuario principal, también la del suministrador y de los usuarios interconectados en el mismo anillo. Los cálculos obtenidos indican que, al alcanzar el factor de potencia unitario, se liberan 40 kVA de potencia aparente, lo que significa que al tener el sistema un transformador de 500 kVA de capacidad nominal, la mejora se traduce en una disponibilidad casi del 10% de la capacidad instalada.

Las pérdidas magnéticas conformadas por los ciclos de histéresis y corrientes parasitas o de eddy fueron de 578W e influyen indirectamente en las pérdidas de energía que tiene un sistema con bajo factor de potencia. Al disminuir el factor de potencia, la corriente de magnetización aumenta, el flujo magnético también incrementa, se satura el núcleo del transformador y se inducen corrientes eléctricas a través de él, produciendo sobrecalentamiento en los laminados del núcleo, afectando su aislamiento y eficiencia eléctrica y magnética del transformador.

Se demostró que las emisiones de dióxido de carbono se reducen cuando se incrementa el factor de potencia debido a que la magnitud de la potencia activa es un vector que no cambia en el tiempo y el impacto que tienen las emisiones se encuentra por la disminución de todas las pérdidas calculadas en su conversión a energía eléctrica kWh, mismos ahorros que fueron estimados en 19.81 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales considerando una corrección en el factor de potencia del sistema.

El porcentaje de pérdidas globales por bajo factor de potencia es de 7,686 W y en términos de energía, con una operación de trabajo de 540 horas mensuales arrojan 4,150 kWh. Estos valores representan el 3.37% de pérdidas totales de energía en el sistema y su

cuantificación económica permite tener un proyecto con un periodo de retorno de inversión menor a un año.

Como primera implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía se tiene la adquisición e instalación de un banco de capacitores de 150kVAr de capacidad, los métodos de dimensionamiento de un banco de capacitores plasmados en el Capítulo 3 constituyen una herramienta como primera solución técnica, mas no la única, para la corrección del factor de potencia, así como los beneficios técnicos y económicos que trae consigo su implementación.

Otra medida es establecer programas de mantenimiento preventivo y predictivo, iniciar una bitácora de fallas o anomalías técnicas de la mano con rutinas periódicas de inspecciones generales en equipos principales y secundarios, realizar un monitoreo anual de calidad de la potencia eléctrica.

Buscar tecnologías complementarias en otros sectores energéticos que operan en la misma empresa como el vapor, agua caliente, aire comprimido, eficiencia en motores eléctricos, iluminación e incluso cogeneración son recomendaciones de gran importancia para dar el siguiente paso hacia una gestión integral de la energía.

## **Bibliografía**

Barcón, Santiago. Guerrero, Rafael. Martínez, Iván. (2012) Calidad de la Energía, Mc Graw Hill.

Campero Littlewood, Eduardo. Power Factor, Universidad Autónoma Metropolitana, Departamento de Energía

Cengel, Yunes, Boles (2012). Termodinámica, Séptima Edición, Editorial Mc Graw Hill, pág. 774

Colonel Wm T. Mc Lyman. (2004) Transformer and Inductor Design Handbook, Tercera Edición, USA.

Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (2015) Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, Paris.

Chapman, J. Stephen (2012). Maquinas Eléctricas, Quinta Edición, México, Editorial Mc Graw Hill.

Chávez, Carlos (2020). Apuntes de la materia “Diagnósticos Energéticos”, Especialidad en ahorro y uso eficiente de la energía, Universidad Nacional Autónoma de México.

Dugan, Roger C. Mc Granaghan, Mark F. Santoso, Surya. Beaty, H Wayne (2004). “Electrical Power systems Quality”, Tercera Edición, Editorial Mc Graw Hill.

Eaton (2014). Power Factor Correction: a guide for the plant engineer, technical data SA02607001E.

Fluke México. (2022) Seminario del ABC de Calidad de la Energía, México.

Galaz Yamazaqui Ruiz Urquiza S.C. (2019) Gas natural en México, oportunidades para su uso industrial y vehicular, Deloitte.

Garza Correa, Carlos Alberto. Et Al (2016) Análisis de Factibilidad Técnica y Económica de Corrección de Factor de Potencia con Bancos de Capacitores Distribuidos en Valeo Sistemas Electrónicos S de RL de CV.

General Electric Company. (1989). Short Circuit Current Calculations for Industrial and Commercial Power, Doc GET3550F, USA.

Oropeza Ingenieros SA de CV (2022). Manual de operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas, México.

Pimenta, Joao. (2017) Sistemas de Compensación para Líneas de Distribución, Seminario Técnico, ABB.

Sandoval, Gonzalo (2020-2021) Apuntes de la materia Calidad de la Energía, Especialidad en ahorro y uso eficiente de la energía, Universidad Nacional Autónoma de México.

Sandoval, Gonzalo (2004). Componentes Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Generación, Efectos y Medidas Correctivas. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.

Sandoval, Gonzalo. Chávez, Soria. (2004) A Primer on Power Factor Correction, Artículo de Investigación, Inelap, México.

Téllez Ramirez, Eugenio (2017). Documento Distorsión Armónica, Automatización, Productividad y Calidad SA de CV, Puebla

Secretaria de Energía (2016). Documento Prospectiva del Gas Natural 2016-2030.

Secretaria de Energía (2020). Balance Nacional de Energía 2019, México.

Secretaria del Medio Ambiente. (2022) Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional, México.

Westreicher, Guillermo. (2020). Ahorro energético. Economipedia.com

<https://www.cfe.mx/paese/ahorroenergia/Pages/default.aspx>

<http://www.effectio.com.mx/>

<https://www.iea.org/countries/mexico>

<https://petroquimex.com/PDF/JulAgo18/Graz-and-Grass.pdf>