



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ”

FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

TESIS PRESENTADA EN OPCIÓN AL GRADO DE
MASTER EN ELECTROMECAÁNICA

*“Procedimiento para el diseño de un sistema de
compensación reactiva de una red eléctrica basado en
búsquedas exhaustivas. Caso IAAIM”*

Autor: Ing. FREDDY JOSÉ FRANCO MAMBEL
Departamento de Mantenimiento de Equipos Eléctricos
Instituto Universitario de Tecnología del Oeste
“Mariscal Sucre”. IUTOMS

Tutores Dr. C. Arístides Alejandro Legrá Lobaina
Departamento de Matemática
Dr. Secundino Marrero Ramírez
Departamento de Eléctrica
Facultad de Metalurgia y Electromecánica, ISMM de Moa

Caracas, 2009

Resumen

La presencia de armónicos y el bajo factor de potencia en los sistemas eléctricos de distribución constituyen los problemas principales relacionados con la calidad de la energía que se distribuye. La manera usual de eliminar las corrientes armónicas es la instalación de filtros, procedimiento que lleva implícito un riguroso diseño de los mismos debido a que debe considerarse la posibilidad de que ocurran fenómenos de resonancia y ciertos aportes de potencia reactiva que alteran el valor del factor de potencia. Entre los métodos que se conocen para definir un sistema de compensación de potencias reactivas, el uso de los bancos de condensadores sigue siendo la mejor opción. Sin embargo, al diseñar los bancos de condensadores, deben tenerse en cuenta los factores económicos y la estabilidad de la tensión, de manera que se logre un factor de potencia adecuado a un costo mínimo y manteniendo la tensión en rangos aceptables. Para determinar el emplazamiento y parámetros de los bancos de condensadores se han estudiado variados métodos y entre ellos se tiene el Procedimiento de Búsqueda Exhaustiva que es eficaz pero presenta poca eficiencia cuando el sistema eléctrico tiene muchos nodos. En este trabajo se presentan los procedimientos para diseñar filtros para componentes armónicos de corriente y de banco de condensadores para una red de distribución eléctrica. Asimismo se establece una metodología para evaluar la mejor opción económica para la instalación de bancos de condensadores, maximizando el Valor Actual Neto (VAN). Finalmente se propone una variante eficiente, por fases, del Procedimiento algorítmico de Búsqueda Exhaustiva. A partir de mediciones, se realizó un estudio de la situación de armónicos y del factor de potencias de la Terminal Internacional del Instituto Autónomo del Aeropuerto Internacional de Maiquetía. A partir de los problemas detectados se proponen la solución más económica basada en filtros y bancos de condensadores.

Abstracts

The presence of harmonic and the low factor of power in the electrical systems of distribution they constitute the principal problems related to the quality of the energy that is distributed. The usual way of eliminating the harmonic currents is the installation of filters, procedure that takes implicitly a rigorous design of the same ones due to the fact that it must be considered to be the possibility that there should happen phenomena of resonance and certain contributions of power reactivates that they alter the value of the factor of power. Between the methods that are known to define a system of compensation of powers you reactivate, the use of the banks of condensers continues being the best option. Nevertheless, on having designed the banks of condensers, there must be born in mind the economic factors and the stability of the tension, so that there is achieved a factor of power adapted to a minimal cost and supporting the tension in acceptable ranges. To determine the emplacement and parameters of the banks of condensers varied methods have been studied and between (among) them there is had the Procedure of Exhaustive Search that is effective but presents few efficiency when the electrical system has many nodes. This work presents the procedures to design filters for harmonic components of current and of bank of condensers for nodes for an electrical network of distribution. Likewise a methodology is established to evaluate the best economic option for the installation of banks of condensers, maximizing the Net Present Value (NPV) and that allows the compensation of the factor of power guaranteeing the stability of the voltage. Finally one proposes an efficient variant, for phases, of the algorithmic Procedure of Exhaustive Search. From measurements, a study of the situation was realized of harmonic and of the factor of powers of the International Terminus of the Autonomous Institute of Maiquetía's International Airport. From detected problems they propose the most economic solution based on filters and banks of condensers.

Agradecimientos

Al Dr. Arístides Legrá Lobaina por sus sabios consejos y constante preocupación durante todo el proceso de elaboración de este trabajo así como por sus inteligentes sugerencias. Al Dr. Secundino Marrero por orientar el curso de esta investigación. A todos los profesores de la Maestría por sus valiosos aportes científicos. Al personal técnico del departamento de mantenimiento eléctrico del IAAIM por su irrestricto apoyo en el proceso de experimentación realizado. A las autoridades del IUTOMS y del ISMM, por haberme dado la oportunidad de cursar esta maestría. Finalmente y con todo cariño a mi esposa e hijos por su incondicional y solidario respaldo... a todos muchas gracias.

INDICE GENERAL

	<u>Páginas</u>
Resumen	i
Abstract	ii
Agradecimientos	iii
Índice general	iv
Introducción General	1
Capítulo I: Contextos y principios teóricos de la investigación.....	9
1.1. Introducción.....	9
1.2. Cuestiones generales sobre las redes eléctricas.....	10
1.3. Diseño de redes eléctricas bajo el criterio de calidad de energía.....	12
1.4. Factor de potencia y voltaje como criterios de calidad de energía en una red eléctrica	17
1.5. Métodos para calcular flujos de potencias	18
1.6. Cuestiones generales sobre los armónicos. Soluciones.....	28
1.7. Análisis crítico de los métodos de solución para la compensación de la potencia reactiva.....	31
1.8. Análisis crítico de los métodos para el diseño de un sistema de compensación basado en condensadores.....	38
1.9. Conclusiones.....	44
Capítulo II: Metodología para el diseño de un sistema de compensación en redes eléctricas.....	45
2.1. Introducción.....	45
2.2. Procedimiento para el diseño de un banco de condensadores en un nodo	46
2.3. Metodología para la evaluación económica del sistema de compensación mediante bancos de condensadores en una red eléctrica.....	47
2.4. Planteamiento del problema de optimización relacionado con el diseño de un sistema de compensación reactiva en una red eléctrica compleja.....	48

2.5.	Algoritmo exhaustivo para el diseño de un sistema de compensación reactiva en una red eléctrica compleja.....	49
2.6.	Implementación computacional del algoritmo.....	51
2.7.	Conclusiones.....	58
	Capítulo III: Caso de estudio: IAAIM.....	59
3.1.	Introducción.....	59
3.2.	Descripción de la red eléctrica del IAAIM.....	59
3.3.	Mediciones de la red.....	62
3.4.	Cálculo del tiempo equivalente.....	77
3.5.	Cálculo de flujos de potencias y análisis crítico de la calidad de energía en la red eléctrica del IAAIM.....	79
3.6.	Solución de los problemas de armónicos.....	82
3.7.	Determinación de soluciones óptimas a partir de las variantes para diferentes demandas de carga.....	89
3.8.	Valoración social y ambiental de estos resultados	93
3.9.	Conclusiones.....	94
	Conclusiones Generales.....	96
	Recomendaciones.....	97
	Referencias bibliográficas.....	98
	Anexos	102

INTRODUCCIÓN

Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc. Este carácter reactivo obliga que, junto al consumo de potencia activa, se sume el de la potencia reactiva, que en su conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias. Al ser suministradas por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución.

Estas cargas industriales necesitan de corrientes reactivas para su operación. La potencia reactiva es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros similares. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable, los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución importante del factor de potencia. Cargas puramente resistivas, tales como alumbrado incandescente, resistencias de calentamiento, etc. no causan este tipo de problema ya que no necesitan de la corriente reactiva.

El hecho de que exista un bajo factor de potencia en los sistemas de distribución eléctrica produce, entre otros, los siguientes inconvenientes para el usuario: aumento de la intensidad de corriente, pérdidas en los conductores y fuertes caídas de tensión, incrementos de potencia de las plantas generadoras, mayores exigencias para los transformadores y disminución de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores, la temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento, aumentos en las facturas por consumo de electricidad. Adicionalmente crea inconvenientes a la empresa distribuidora de energía,

por cuanto deberá realizar una mayor inversión en los equipos de generación, ya que la capacidad de la potencia aparente debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional, mayor capacidad en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva, elevadas caídas de tensión y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica.

En las últimas décadas, ha sido muy importante la incorporación de cargas no lineales, tales como rectificadores y muy especialmente sistemas de comando electrónicos que emplean control de fase para gobernar las diferentes cargas. Generalmente los fabricantes y usuarios de estos dispositivos se concentran en la exactitud del comando, su alta confiabilidad y el empleo de componentes cada vez más complejos que hacen más simples las funciones de control. Sin embargo se presta poca atención a los efectos que estos dispositivos tienen sobre la red de alimentación o más aún sobre las perturbaciones en otras cargas vecinas.

Con el incremento del uso de comandos con tiristores para pequeños y grandes proyectos, fuentes conmutadas usadas, por ejemplo, en computadoras personales, lámparas de descarga, expansión en los procesos electrolíticos y elevación de la potencia de hornos de arco; los porcentajes de corrientes armónicas que fluyen en los sistemas de potencia se ha ido elevando mucho más que los incrementos de carga efectiva.

Es por ello que las empresas prestatarias del servicio eléctrico exigen, no solo la condición de un alto factor de potencia sino también, en algunos casos, no sobrepasar un cierto contenido armónico en la forma de onda de la corriente, de modo que por efecto de la caída de tensión deformada, la distorsión en la tensión no supere límites normalizados preestablecidos.

Las deformaciones en la tensión alterna de la red pueden tener efectos sumamente perjudiciales en los equipos de control, regulación y computación; con defectos bastante difíciles de descubrir, y producir pérdidas adicionales en máquinas rotativas con sobrecalentamientos por encima de los valores nominales.

En nuestro ámbito de investigación, el cual abordará el sistema eléctrico de distribución del Instituto Autónomo Aeropuerto Internacional de Maiquetía (IAAIM) se puede

observar en los informes técnicos elaborados por empresas consultoras que trabajaron en fechas recientes (INTELYP, C.A., 2002 y PROICOM, C.A., 2002) para el restablecimiento de la información del sistema eléctrico del aeropuerto, consideraciones como las siguientes, en lo que respecta al factor de potencia y al contenido armónico:

- *“Con respecto la información necesaria para evaluar la calidad de la energía del sistema de distribución se hicieron las mediciones correspondientes en los alimentadores de las Sub-Estaciones: Sala de Compresores, Centro de Distribución “A”, Edificio Sede, terminal Internacional, Terminal Nacional y Rampa 4 y Sub-Estación Auxiliar cuyos resultados se presentan tanto en las conclusiones como en las recomendaciones del caso. De acuerdo a los valores obtenidos para los armónicos podemos mencionar en forma específica la tendencia desfavorable que se observa en el Terminal Nacional al registrar valores del orden del 8% en armónicas de 3º y 5º orden. Estos valores ameritan un seguimiento por parte de la División de Electricidad y Electrónica para corregir este parámetro, mediante la ubicación de la fuente generadora de esos armónicos y aplicando los correctivos para la eliminación de los mismos. Los valores registrados de armónicas en otros alimentadores se encuentran en cifras que se consideran normales, no mayores del 3%, pero que ameritan un seguimiento como plan de trabajo por parte del personal de mantenimiento...”*
- *“...la demanda máxima leída con instrumento de precisión para el conjunto de cargas alimentadas arrojó el valor de 1,08 MVA y un factor de potencia promedio de 0,87”.*
- *“... En referencia a los disturbios de alta frecuencia y su protección, pudimos observar que las instalaciones en general adolecen de este tipo de equipos, que son de estricta necesidad equipos para proteger de forma adecuada a las cargas no lineales...”*
- *“... habiendo observado en nuestro análisis descrito ... que el servicio que recibe no cumple con lo antes expuesto en lo que concierne a la confiabilidad, continuidad y calidad de la energía necesarios.”*
- *“La gestión de la compensación de los reactivos, con la instalación de capacitores a fin de elevar el factor de potencia a un valor de 0,97, redundaría en un menor requerimiento de energía a una capacidad de 6,08 MVA representando un ahorro de 1,14 MVA (18,66%) ...”*

Esta problemática conduce la elección del tema de investigación planteado en el presente trabajo, y a la búsqueda de las mejores y más económicas soluciones sobre el tema de la compensación de potencia reactiva en estos sistemas eléctricos de distribución, tomando en cuenta las perturbaciones de la calidad de la energía utilizada.

Los métodos para mejorar el factor de potencia se basan en el uso de los generadores, filtros, motores sincrónicos sobreexcitados y, fundamentalmente, de banco de

condensadores. El diseño de estos últimos es un tema de actualidad porque solo teniendo en cuenta los factores técnicos y económicos, puede obtenerse un diseño adecuado y factible. Como se verá más adelante, esta solución debe contemplar una visión sistémica de la red eléctrica.

Sin embargo, el principal problema técnico que se presenta hoy en día está en la búsqueda eficaz y eficiente de soluciones globales óptimas al problema de la compensación reactiva del sistema eléctrico, de manera que se tengan en cuenta las variables técnicas y económicas. Varios métodos de optimización¹, que generalmente toman como principio la no exhaustividad, han sido aplicados, los cuales presentan diversos grados de:

- Eficacia (en el sentido de obtener la solución buscada).
- Eficiencia (en el sentido de obtener la solución usando recursos apropiados, de cómputo y de tiempo, para cualesquiera sean las dimensiones de la red eléctrica)

Esto constituye una dificultad significativa para quienes tienen que decidir cuál de estos métodos aplicar ya que algunos de ellos no siempre convergen (o sea, no son eficaces). Como alternativa se presentan los algoritmos exhaustivos que partiendo de una adecuada discretización del problema evalúan todas las combinaciones posibles mediante el uso de modernas técnicas de cálculo; la dificultad de los métodos exhaustivos es que para los grandes sistemas de distribución no son eficientes pero aún en estos casos pueden obtenerse variantes del método que logren una eficiencia aceptable para tareas de diseño.

¹ La Optimización de una Función Objetivo sujeta a restricciones consiste en encontrar un conjunto de soluciones factibles (o sea, cumplen con las restricciones) y entre estas soluciones factibles se selecciona una o más de una que maximicen la función objetivo o que al menos estén por encima de cierta cota predefinida para la función objetivo.

DISEÑO DE LA INVESTIGACION

Problema Científico

No se cuenta con un procedimiento exhaustivo, eficaz y eficiente, que permita diseñar el sistema más económico de corrección del factor de potencia tal que mantenga la estabilidad del voltaje en redes eléctricas de distribución.

Tema de Investigación

Corrección del factor de potencia en redes eléctricas de distribución.

Objeto de Investigación.

Las redes eléctricas de distribución.

Objetivo General de Investigación

Establecer un procedimiento exhaustivo eficiente que permita determinar la mejor combinación, en el sentido económico, de bancos de condensadores para corregir el factor de potencia en las redes de distribución, considerando la estabilidad del voltaje.

Campo de Acción

La calidad de la energía en una red eléctrica vista a través del factor de potencia y de la estabilidad del voltaje.

Hipótesis Científica

Dado el modelo matemático de una red eléctrica de distribución y un procedimiento de búsqueda exhaustivo, puede ser diseñado eficaz y eficientemente, el sistema de compensación más económico, que permita mejorar el factor de potencia (garantizando la estabilidad del voltaje) en cada uno de los nodos de la red eléctrica.

Para cumplir el objetivo trazado fueron formulados los siguientes:

Objetivos específicos

- A. Obtener y sistematizar la información referente a la evaluación de las pérdidas de calidad de la energía, referidas al factor de potencia
- B. Caracterizar la red eléctrica del IAAIM.
- C. Evaluar la calidad de energía en el IAAIM y proponer soluciones para las deficiencias e insuficiencias detectadas
- D. Diseñar un algoritmo para diseñar un banco de condensadores que permita ajustar el factor de potencia en un nodo de una red eléctrica y evaluar económicamente el resultado.
- E. Diseñar un procedimiento de búsqueda exhaustiva para determinar las soluciones óptimas técnico-económicas de la compensación reactiva de una red eléctrica
- F. Aplicando el procedimiento anterior, obtener las soluciones óptimas para resolver los problemas de factor de potencia en la red eléctrica del IAAM

Para lograr el cumplimiento del objetivo propuesto, se plantean las siguientes:

Tareas de la Investigación

- A.1. Revisar fuentes de información actualizadas sobre sistemas eléctricos de distribución, cálculo de flujos de potencias, factor de potencia y armónicos.
- A.2. Sistematizar la información anterior señalando las insuficiencias y deficiencias detectadas.
- B.1. Recolección de la más actualizada información y datos reales relacionados con el comportamiento de los armónicos y demandas de carga del objeto de la investigación.
- B.2. Realizar un levantamiento de los indicadores técnicos-económicos en el ámbito de la institución donde se desarrollará esta investigación.
- B.3. Actualizar el diagrama unifilar de la red de distribución de energía eléctrica de la subestación eléctrica bajo estudio, especificando las características de todas las cargas conectadas, con énfasis en las cargas no lineales, así como las de los conductores eléctricos y dispositivos de protección y control.

- C.1. Caracterizar la naturaleza de las distintas variables eléctrica (**P**, **Q**, **V**, **I**, $\cos\phi$, **THD_i**, **THD_v**, etc.) así como su comportamiento y realizar un plan de mediciones en cada nodo de la red, utilizando un Analizador de Redes.
- C.2. Realizar corridas de flujo de potencia, utilizando un software validado por los estándares internacionales, a partir de los datos obtenidos de las mediciones, y elaborar un informe con el análisis de los resultados para caracterizar las pérdidas.
- D.1. Diseñar un procedimiento para diseñar un banco de condensadores que permita ajustar el factor de potencia en un nodo de una red eléctrica.
- D.2. Establecer un procedimiento para evaluar económicamente el resultado de aplicar el algoritmo anterior.
- E.1. Diseñar un procedimiento de búsqueda exhaustiva para determinar las soluciones óptimas técnico-económicas de la compensación reactiva de una red eléctrica.
- F.1. Aplicando el algoritmo anterior, obtener soluciones óptimas para resolver los problemas de factor de potencia en la red eléctrica del IAAM

Resultados esperados

- Metodología de cálculo que caracteriza la compensación de la energía reactiva en el área de la sub-estación que alimenta el Terminal Internacional del Instituto Autónomo Aeropuerto Internacional de Maiquetía (IAAIM).
- Herramienta para el diseño de bancos de condensadores que optimicen el factor de potencia de un sistema eléctrico de distribución

Métodos de Investigación

Se utilizaron Técnicas de Revisión Bibliográfica y además los siguientes métodos científicos:

1. Método Sistémico para el tratamiento de la información documentada y para enfocar el estudio de las redes eléctricas de distribución.
2. Métodos teóricos de Abstracción, Identificación y Clasificación de los elementos que conforman la red eléctrica objeto de estudio, así como su Modelación Matemática.

3. Métodos de Modelación Matemática del funcionamiento de la red eléctrica y su Simulación
4. Método experimental para la realización de mediciones con el equipo analizador de redes.

Estructura de la tesis

La concreción de los objetivos detallados anteriormente, han resultado en tres capítulos:

Capítulo 1: *“Contextos y principios teóricos de la investigación”*. Aquí se detallan las cuestiones generales y de diseño de las redes eléctricas bajo el criterio de calidad de energía, así como los métodos para calcular los flujos de potencia y el análisis crítico de los métodos utilizados para corregir los problemas relacionados con el factor de potencia.

Capítulo 2: *“Metodología para el diseño de un sistema de compensación en redes eléctricas”*. Se desarrolla una metodología, para diseñar un sistema óptimo de compensación reactiva en una red eléctrica de distribución, a través de un procedimiento de búsqueda exhaustiva.

Capítulo 3: *“Caso de estudio: IAAIM”*. Utilizando el programa DYCSSE, se corren los flujos de potencia y análisis crítico de la calidad de energía en la red eléctrica del IAAIM a fin de determinar soluciones óptimas basado en el procedimiento exhaustivo logrado, a partir de las variantes para diferentes demandas de carga.

Capítulo I

Contextos y principios teóricos de la investigación

1.1. Introducción

Para cuantificar el contenido reactivo de una carga se recurre al concepto de factor de potencia, que es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente consumida. La corrección del factor de potencia se realiza suministrando carga reactiva al sistema eléctrico a través de diversos métodos o equipos, sin embargo, para determinar el punto adecuado de la instalación de estos equipos primero deben medirse las cargas en los nodos de la red eléctrica y dimensionar la distribución de la carga reactiva necesaria para que el factor de potencia se tenga a un nivel adecuado.

Corregir el factor de potencia produce, entre otros, los siguientes beneficios:

- Se disminuyen las pérdidas por calentamiento en conductores, transformadores y motores.
- Se libera capacidad en los transformadores, alimentadores y protecciones.
- Se obtiene una mejor regulación de voltaje en la red, y
- Se reduce el monto del recibo de facturación eléctrica.

Aunado a esto y con base en los estudios de calidad de la energía, se tiene que los niveles de armónicas fuera de los valores recomendados son un problema que además de perjudicar a los equipos sensibles, también disminuyen la vida útil de los bancos de condensadores por lo que se hace necesario proteger estos bancos y garantizar una operación adecuada, por medio de filtros de armónicas.

El objetivo del presente capítulo es establecer el estado del arte sobre las bases teórica y prácticas para diseñar los sistemas de compensación de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos de distribución.

1.2. Cuestiones generales sobre las redes eléctricas

El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, de transmisión o de distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente. En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red, flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas, las pérdidas en los transformadores, entre otros. Estudios de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes, como en la planificación de nuevos sistemas.

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que la diferencian de las de transmisión. Entre éstas (Céspedes, 1990) se distinguen las siguientes:

- Topologías radiales
- Múltiples tipos de conexiones
- Cargas de distinta naturaleza
- Líneas de resistencia comparable a la reactancia y
- Líneas sin transposiciones

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace sólo de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación se reduce el voltaje del nivel de alta tensión, al de media tensión. Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de media tensión un transformador con cambiador de derivaciones o en su defecto un banco de condensadores. El cambiador automático de derivaciones en transformadores de poder Alta tensión/Media tensión de sistemas de distribución permite efectuar el cambio de derivaciones con carga conectada. Dependiendo del fabricante, el cambio de derivaciones con carga conectada se encuentra en el lado de alta tensión o en el lado de tensión media del transformador. La tensión en barras de media tensión de la subestación oscila normalmente entre 1 y 1.5 en pu (valores por unidad), por efecto del compensador debido a la caída de línea que posee el sistema de control del cambio de derivaciones con carga conectada. En las horas de mayor demanda fluye mayor corriente por las líneas lo que provoca una mayor caída de tensión en las mismas. Este problema se atenúa en parte con el compensador de caída de línea que eleva la tensión en barras de la subestación de poder en las horas de alta demanda.

La distribución se hace después en el nivel de media tensión o en baja tensión. Los usuarios residenciales o comerciales se alimentan en baja tensión. Los usuarios industriales se alimentan en media tensión o en baja tensión, según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

En estos sistemas se pueden encontrar muchos tipos de conexiones: trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto que en tensión media predominan las redes trifásicas es frecuente encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. Sin embargo, es en baja tensión en donde se encuentran las más variadas conexiones, consecuencia de una mayoría de cargas de naturaleza monofásicas. Los desequilibrios que se generan en baja tensión tratan de amortiguarse repartiendo equitativamente las cargas en las tres fases.

Otro aspecto que llama la atención en distribución es la presencia de cargas de distintas naturaleza. En efecto, los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales y agro-industriales. Cada una de estos tipos se caracteriza por tener un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de tensión y temperatura.

Contrariamente a lo que sucede en sistemas de transmisión, en las redes de distribución la resistencia de las líneas es comparable a su reactancia. Generalmente la relación X/R tiene un amplio rango de variación, pudiendo llegar a ser bastante menor que uno.

Finalmente, en distribución no existen transposiciones. La causa es que aquí las líneas son cortas. Esto motiva que las caídas de tensión debido a los acoplamientos entre las fases sean desequilibradas. Por esta causa, la más exacta modelación de las líneas es a través de una matriz simétrica llena de 3×3 .

Por otra parte, la naturaleza desbalanceada de impedancias y cargas de estos sistemas no hace atractiva la transformación a componentes simétricas. En efecto, la imposibilidad de desacoplar y modelar el sistema como una red en una secuencia, hace más complejo el análisis de flujo de potencia.

1.3. Diseño de redes eléctricas bajo el criterio de calidad de energía

La calidad de la energía se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario. Además le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, es importante contar con una buena calidad de esta energía. La energía eléctrica además se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas y en la operación de los servicios que utilizamos. Por consiguiente los disturbios y variaciones de voltaje que se producen en la red eléctrica afectan directamente al usuario.

Las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento en el equipo de procesamiento de datos ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Los disturbios no sólo afectan al equipo de los consumidores, sino que también perjudica la operación de la red de suministro y causan problemas como los que se citan a continuación (IEEE Standard 399, 1977):

- a) Operación incorrecta de controles remotos.
- b) Sobrecalentamiento de cables.
- c) Incremento de las pérdidas reactivas de los transformadores y motores.
- d) Errores en medición.
- e) operación incorrecta de sistemas de protección. entre otros

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún transitorio que rebase su nivel de aislamiento. También, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio arriba de cierto nivel. Podemos decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el

lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

El problema de la calidad de la energía puede ser visto desde tres perspectivas diferentes:

- La primera de ellas, es la que corresponde al lado de los consumidores después del medidor, y es el impacto de los disturbios en los equipos.
- La segunda, también del lado de los consumidores, es que los fabricantes de equipos deben conocer los niveles de éstos disturbios y la frecuencia con que ocurren, para así determinar una tolerancia razonable para sus equipos.
- La tercera que concierne a ambos lados del medidor, es cómo los disturbios ocasionados por un consumidor afectan a otros consumidores que están conectados a la misma red de suministro.

La compañía de suministro no puede suponer que siempre provee una excelente calidad de energía, ya que algunos de los disturbios quedan fuera del control de la empresa.

Los fabricantes deben diseñar y construir equipos que puedan resistir niveles razonables de disturbios. Los usuarios de equipo sensible a los disturbios pueden escoger entre dos opciones para eliminarlos, o al menos reducirlos: una es hacer un buen diseño del circuito de distribución y otra es utilizar equipo de acondicionamiento.

Descripción de disturbios

Los términos usados para describir los disturbios frecuentemente tienen diferente significado para diferentes usuarios. Pero muchos atributos de calidad de energía son comúnmente reconocidos. A continuación se da una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes (Alves, SIEP-CTE-USB).

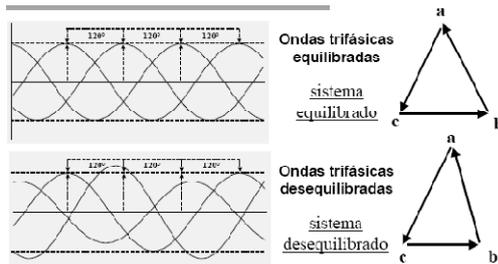


Figura 1.1. Ondas equilibradas y desequilibradas

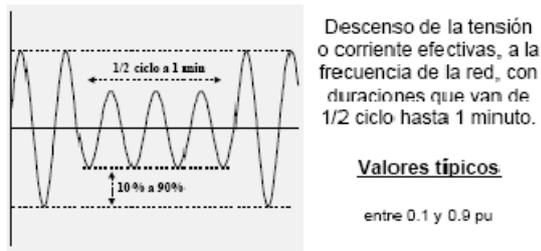


Figura 1.2. Depresión de tensión o intensidad: sags

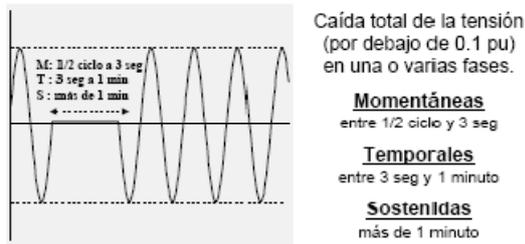


Figura 1.3. Interrupciones: momentáneas, temporales y sostenidas

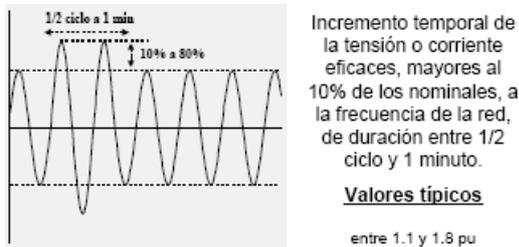
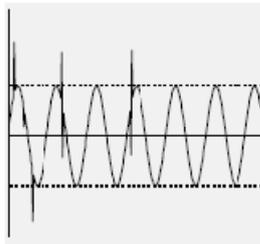
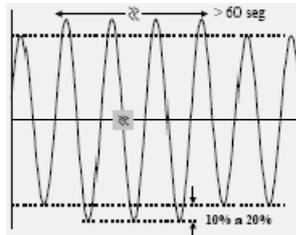


Figura 1.4. Elevaciones pasajeras de tensión o corriente: swells



Fenómeno de corta duración, que se presenta cuando se pasa de un régimen estacionario a otro. La onda puede ser unidireccional, con polaridad positiva o negativa o presentarse como oscilación amortiguada con un primer pico de polaridad cualquiera.

Figura 1.5. Sobretensiones transitorias (transients)

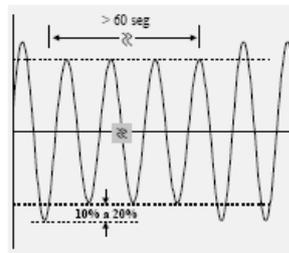


Tipo específico de sobretensión caracterizada por tener un valor más alto que la tensión nominal durante **más de 1 minuto**.

Valores típicos

entre 1.1 y 1.2 pu

Figura 1.6. Sobretensión (overvoltage)

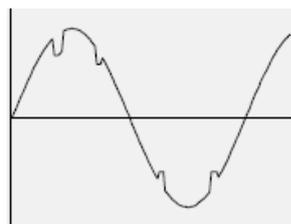


Tensiones con valor inferior a la tensión nominal (menores de 0.9 pu) durante **más de 1 minuto**.

Valores típicos

entre 0.8 y 0.9 pu

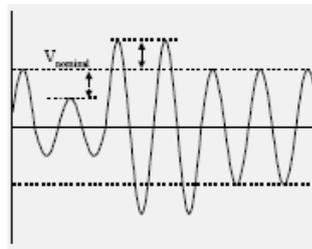
Figura 1.7. Sub-tensión (undervoltage)



Perturbaciones de la tensión, de corta duración y periódicas.

Son producidos principalmente por la conmutación en los dispositivos electrónicos de potencia (ocasionan armónicos de altas frecuencias).

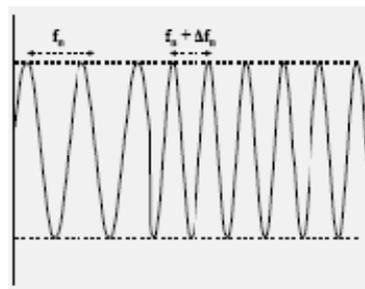
Figura 1.8. Muestras o notches



Variaciones sistemáticas de la envolvente de la amplitud de la tensión, dentro del intervalo 0.9 - 1.1 pu.

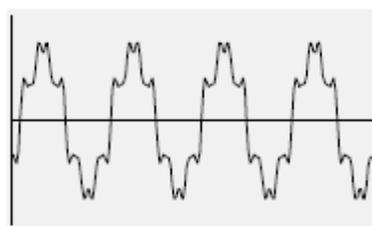
El término flicker se deriva del impacto visible de las fluctuaciones de tensión sobre las lámparas (parpadeo). Los hornos de arco son los más comunes causantes de flickers.

Figura 1.9. Fluctuaciones de tensión (flickers)



Cambios permanentes o semi-permanentes de la frecuencia de operación del sistema.

Figura 1.10. Desviaciones de frecuencia



Tensiones o corrientes no sinusoidales, que pueden descomponerse en la suma de la onda de frecuencia fundamental y de los armónicos.

$$\text{En general } \Rightarrow f(t) \approx F_0 + \sum_{k=1}^n \sqrt{2} F_k \cos(k\omega t - \phi_k) = F_0 + \sqrt{2} F_1 \cos(\omega t - \phi_1) + \dots + \sqrt{2} F_n \cos(n\omega t - \phi_n)$$

Figura 1.11. Distorsión armónica

1.4. Factor de potencia y voltaje como criterios de calidad de energía en una red eléctrica

Factor de Potencia (FP)

El factor de potencia indica cual es la porción de potencia útil en la carga. Este concepto quiere decir que de toda la energía entregada a una carga eléctrica, sólo una parte es convertida en trabajo mecánico (movimiento, elevación de la temperatura, etc.) y el resto es devuelto a la fuente de energía. El factor de potencia mide esta relación, es decir es el cociente entre energía útil (potencia activa) y la energía entregada (potencia aparente). La potencia es el producto matemático de la tensión y la corriente y como la tensión la podemos considerar como una constante, se puede decir que existe una corriente entregada y otra aprovechada. A la corriente entregada se la llama aparente y a la aprovechada activa. Cuando las ondas de voltaje y de corriente son senoidales en cargas que se consideran lineales tales como las resistencias, al factor de potencia se le llama *Factor de Potencia de Desplazamiento* (DPF por sus siglas en inglés) (Wildi, Navarro y Ortega, 2007). Sin embargo, los sistemas eléctricos modernos cuentan con una gran cantidad de cargas pulsantes o no lineales, como son los equipos electrónicos, y en ellos, la potencia aparente excede a la potencia activa en gran medida. Esta forma de factor de potencia es denominada *Factor de Potencia de Distorsión*, y está definido como la razón de la corriente de la frecuencia fundamental a la corriente real efectiva (*rms*) y, el producto del factor de potencia de desplazamiento con el de distorsión nos da el *Factor de Potencia Total* (FP).

Con cargas lineales, las mediciones para determinar el DPF se pueden hacer con instrumentos manuales que midan potencia activa y potencia aparente. Cuando existen corrientes armónicas en el circuito, los instrumentos deben tener capacidad de medir la corriente verdadera para determinar el factor de potencia total. Cuando en la medición se considera la corriente total, incluyendo todas las armónicas, el FP (total) es igual al valor de potencia activa dividido entre la potencia aparente. En un sistema eléctrico, las corrientes armónicas provocadas por cargas no lineales, pueden causar un FP muy bajo (entre 0,6 y 0,7), mientras que el DPF puede estar relativamente alto (entre 0,90 y 0,95). Debido a la gran abundancia de cargas no lineales que en la actualidad son

conectadas en cualquier sistema eléctrico, el factor de potencia a considerarse debe ser el total (FP).

Determinación de la Potencia Reactiva Capacitiva de Compensación

Para determinar la Potencia Capacitiva Faltante (Q faltante) para compensar el Factor de Potencia a valores requeridos por la Distribuidora, se debe proceder de la siguiente manera (Schneider Electric, Manual teórico-práctico):

- Medir el $\cos\varphi$ instantáneo.
- Medir la corriente por fase del circuito.
- Calcular la máxima potencia activa del suministro (P).
- Calcular la $tg\varphi$ actual (se calcula con el valor de $tg\varphi$ instantáneo medido).
- Calcular la Potencia Capacitiva necesaria o faltante. [kVAr]

$$Q_{faltante} = (tg\varphi_{actual} - tg\varphi_{deseada}) * P$$

1.5. Métodos para calcular flujos de potencias

Los estudios de flujo de potencia, también llamados estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control, y la planificación para expansiones futuras. Un estudio de flujo de potencia define principalmente las potencias activa y reactiva y el vector de tensión en cada nodo en el sistema. Los estudios del flujo de potencia relativo a un sistema de potencia real sólo se pueden llevar a cabo con el apoyo de un computador digital.

Entonces la necesidad sistemática de cálculos numéricos requiere que se ejecuten por medio de un procedimiento iterativo. En las últimas décadas y aprovechando la gran disponibilidad de recursos computacionales se ha perfeccionado cada vez más la simulación de sistemas eléctricos mediante técnicas numéricas. Los últimos desarrollos en este sentido apuntan a ser cada vez más rápidos estos algoritmos. Estos algoritmos están basados fundamentalmente en los siguientes métodos: Gauss-Seidel Indirecto (matriz admitancia de nodos), Gauss-Seidel Directo (matriz impedancia de nodos), Newton-Raphson Completo y versiones desacopladas (desacoplado y desacoplado rápido), etc. (Xia D y Heydt G., 1982)

Métodos de solución del flujo de potencia empleado

El flujo de potencia se refiere a la distribución, a lo largo del sistema de transmisión hasta las cargas, de la potencia eléctrica producida en los centros de generación. En general, calcular el flujo de potencia es obtener la solución eléctrica en condiciones de régimen permanente para poder determinar bajo ciertas condiciones de generación carga, las tensiones y las corrientes en aquellas partes de interés del sistema. Se precisa resolver en el campo de los números complejos un sistema que no es lineal ya que los valores de potencia proceden de dos factores, tensión e intensidad, y solo se conoce el producto

Los pasos a seguir son (Wood, 1984):

Matriz de la admitancia de cada nodo:

Cada admitancia Y_{ii} ($i = 1, 2, \dots$) se llama admitancia propia del nodo i y es igual a la suma algebraica de todas las admitancias que terminan en el nodo i .

Cada término (número complejo) de la matriz triangular Y_{ik} ($i, k = 1, 2, \dots$) se llama la admitancia mutua (o admitancia de transferencia) entre nodos i y k y es igual a la suma cambiada de signo de todas las admitancias $Y = G + jB$ conectadas directamente entre esos nodos.

Para una red general con N nodos la ley de intensidades de Kirchhoff en cuanto a las tensiones de nodo se escribe como:

$$I = Y_{ij}V$$

Se llama la matriz del bus de la admitancia, y V e I son respectivamente el vector complejo del voltaje de nodo y el vector complejo de corriente del nodo.

El primer subíndice en cada Y indica el nodo al que la intensidad está expresado, y el segundo subíndice indica el nodo cuyo voltaje es responsable por un componente particular de la intensidad. Más allá, las admitancias a lo largo de los diagonales son las admitancias propias, y las admitancias del triangular son las admitancias mutuas. Se deduce que la intensidad que entra en un nodo k es:

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n$$

Entre los métodos señalados anteriormente, fue seleccionado el Método de Gauss-Seidel, dado su simplicidad y eficacia, que produce una convergencia y tiempo de computador satisfactorios para el sistema eléctrico estudiado.

Método de Gauss-Seidel. Es el más sencillo de todos los métodos de flujo de potencia; la cantidad de operaciones aritméticas que se realizan en el proceso iterativo es relativamente pequeña (la aritmética es basada en variables complejas); aunque este realiza cada iteración en menos tiempo, su convergencia es lenta (requiere de muchas iteraciones) y es proporcional al número de barras; un factor de aceleración apropiado ayuda en la convergencia reduciendo el número de iteraciones hasta a un 75% (Stevenson, 1996). Una de las ventajas de éste método es que los requerimientos de memoria no son tan exigentes como en los otros métodos. Este método consiste (Brown, 1975), en calcular los voltajes en las barras del sistema a partir de los valores estimados de voltaje en las otras barras, y de las potencias P_i y Q_i totales inyectadas a través de la barra i . Luego se repite este procedimiento.

La ecuación de voltaje en las barras del sistema es:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right]$$

Para minimizar los tiempos de ejecución, de la ecuación anterior se calcula y almacena previamente al proceso iterativo en un vector, los siguientes términos:

$$A_i = \frac{P_i - jQ_i}{Y_{ii}}$$

El elemento Y_{ii} corresponde al elemento de la columna i y fila i de la matriz de admitancia de barra. Esto se ha implementado ya que los valores almacenados en el vector A se calculan una sola vez y antes del proceso iterativo, a excepción cuando i corresponde a la barra compensación, o a una barra de control. El vector A se actualiza sistemáticamente para las barras de control ya que Q debe ser actualizada para estas barras a través de la siguiente ecuación:

$$Q_i = -Im \left(V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)$$

Para acelerar la convergencia del método de Gauss-Seidel, lo que se hace es que a la solución actual de voltajes $\vec{A}^{(k)}$, se le aplica factor de aceleración α de la siguiente manera:

$$V_{i \text{ acelerado}}^{(k)} = V_i^{(k-1)} + \alpha \left(V_{i \text{ no acelerado}}^{(k)} - V_i^{(k-1)} \right)$$

Donde $\vec{A}^{(k-1)}$ es el vector de solución de voltajes de la iteración anterior. Si $\alpha = 1$ entonces que no hay aceleración alguna. El criterio empleado para la convergencia es: al final de cada iteración, se almacena en una variable de tipo real *DeltaVmax*, la mayor diferencia que existe entre la solución actual acelerada y la anterior. Dicha diferencia se compara con la precisión establecida por el usuario y cuando es menor, la solución ha sido alcanzada. Un conteo de las iteraciones es llevado con la finalidad de abortar el proceso iterativo cuando la solución no converge o no logra alcanzar la precisión requerida; el número máximo de iteraciones lo establece el usuario.

El diagrama de flujo correspondiente (Wood, 1984) puede ser visto en la figura 1.12. Solo queda establecer los modelos matemáticos correspondientes a cada elemento del sistema eléctrico que permitan determinar la matriz de admitancia y los vectores P y Q. Los modelos que se muestran a continuación (Anderson, 2003) aportan la información necesaria para estos fines:

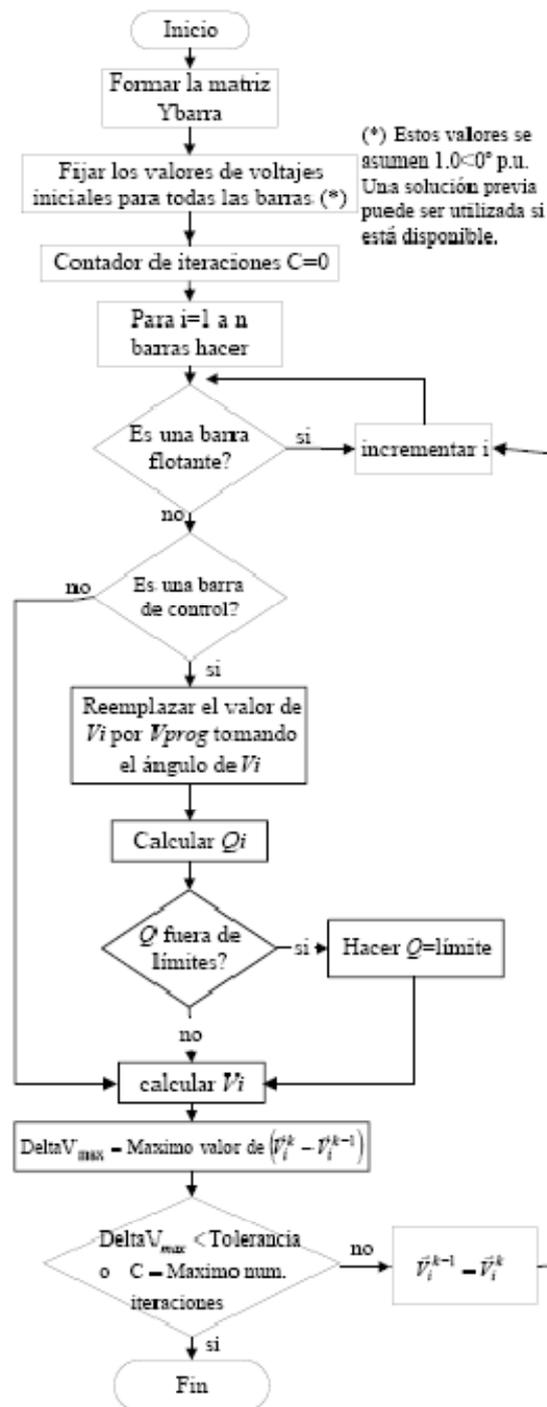


Figura 1.12. Diagrama de flujo del método de Gauss-Seidel

Modelos matemáticos para los elementos de las barras

A. CONVERTIDORES

<u>Datos</u>		<u>Se calcula:</u>
Tensión:	U (kV)	$P = P_c$
Delta k:	$(1, 0, -1)$	$Q = Q_c$
Angulo de conmutación:	a_c	
Intervalo de conmutación:	I_c	
Angulo de disparo:	a_D	
Reactancia:	X (Ω)	
Resistencia:	R (Ω)	
Potencia activa:	P_c (kW)	
Potencia reactiva:	Q_c (kVAr)	

B. CARGAS NO LINEALES

<u>Datos</u>		<u>Se calcula:</u>
Tensión:	U (kV)	$P = P_c$
Potencia activa:	P_c (kW)	$Q = Q_c$
Potencia reactiva:	Q_c (kVAr)	

C. SUB-ESTACIONES

<u>Datos</u>		<u>Se calcula:</u>
Tensión:	$U(kV)$	$P = P_S$
Potencia activa:	$P_S (kW)$	$Q = Q_S$
Potencia reactiva:	$Q_S(kVAr)$	

D. CAPACITORES

<u>Datos</u>		<u>Se calcula:</u>
Tensión:	$U(kV)$	$P = P_S$
Potencia activa:	$P_S (kW)$	$Q = Q_S$
Potencia reactiva:	$Q_S (kVAr)$	

E. CARGAS

<u>Datos</u>		<u>Se calcula:</u>
Coefficiente de utilización:	$0 \leq C_U \leq 1$ (adimensional)	$\cos\varphi = \frac{P_C}{\sqrt{P_C^2 + Q_C^2}}$
Potencia activa:	$P_C (kW)$	$P = P_C * C_U$
Potencia reactiva:	$Q_C (kVAr)$	$Q = P * \tan(\arccos(\cos\varphi))$

F. FILTROS

Datos

Tensión $U(kV)$

Frecuencia: $f (Hz)$

Reactancia Inductiva: $X_L (\Omega)$

Resistencia: $R (\Omega)$

Reactancia Capacitiva: $X_C (\Omega)$

Se calcula:

$$\omega = 2 * \pi * f \text{ (rad/s)}$$

$$v = \omega * l \text{ (m/s)}$$

$$Q = \frac{U^2}{v}$$

G. GENERADORES

Datos

Tensión: $U(kV)$

Potencia activa: $P_G (kW)$

Potencia reactiva: $Q_G (kVAr)$

Se calcula:

$$P = -P_G$$

$$Q = -Q_G$$

H. SISTEMAS

Datos

Tensión: $U(kV)$

Potencia activa: $P_S (kW)$

Potencia reactiva: $Q_S (kVAr)$

Se calcula:

$$P_S = \infty$$

$$Q_S = 0$$

Modelos Matemáticos para conexiones entre barras

A. LINEAS

Datos

Tensión:	U (kV)
Reactancia:	X_l (Ω)
Resistencia:	R_l (Ω)
Longitud:	l (m)
Sección:	s (mm ²)
Factor de corrección de Z:	FCZ (adimensional)

Se calcula:

$$Z_l = \frac{P_{BASE}}{\sqrt{3} * U^2} \quad (\Omega)$$

$$R = R_l * l * FCZ * Z_l \quad (p.u.)$$

$$X = X_l * l * FCZ * Z_l \quad (p.u.)$$

B. REACTOR

Datos

Tensión	U (kV)
Corriente:	I (kA)
Resistencia:	R_R (%)
Reactancia:	X_R (%)

Se calcula:

$$Z_l = \frac{P_{BASE}}{\sqrt{3} * U^2} \quad (\Omega)$$

$$R = \frac{R_R * Z_L}{100} \quad (\Omega)$$

$$X = \frac{X_R * Z_L}{100} \quad (p.u.)$$

C. INTERRUPTOR

Datos

Tensión $U(kV)$

Reactancia: $X_i (\Omega)$

Resistencia: $R_i (\Omega)$

Se calcula:

$$Z_l = \frac{P_{BASE}}{\sqrt{3} * U^2} (\Omega)$$

$$R = R_i * Z_l (p.u.)$$

$$X = X_i * Z_l (p.u.)$$

D. TRANSFORMADORES (2D)

Datos

Tensión alta: $U_A (kV)$

Tensión media: $U_M (kV)$

Impedancia: $Z (\%)$

$\tan\phi$ $\frac{X_T/R_T}{(adimensional)}$

Potencia del primario $S_1 (MVA)$

Potencia del secundario $S_2 (MVA)$

Se calcula:

$$Z_{l1} = \frac{P_{BASE}}{S_1} \text{ (para el primario)}$$

$$Z_{l2} = \frac{P_{BASE}}{S_2} \text{ (en el secundario)}$$

$$R = \frac{Z}{\sqrt{\left(\frac{X_T}{R_T}\right)^2 + 1}} * Z_l$$

$$X = \frac{X_T}{R_T} * R * Z_l (\Omega)$$

E. TRANSFORMADORES (3D)

Datos

Se calcula:

Tensión alta:	U_A (kV)	$Z_1 = \frac{P_{BASE}}{S_1}$	$Z_2 = \frac{P_{BASE}}{S_2}$	$Z_3 = \frac{P_{BASE}}{S_3}$
Tensión media:	U_M (kV)	$Z_{12} = R_{am} * Z_1 ; Z_{13} = R_{ab} * Z_2 ; Z_{23} = R_{mb} * Z_3$		
Tensión baja:	U_B (kV)	$R_{11} = \frac{Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}}{200}$ $R_{22} = \frac{Z_{12} + Z_{23} - Z_{13}}{200}$ $R_{33} = \frac{Z_{13} + Z_{23} - Z_{12}}{200}$		
Potencias:	S_1, S_2, S_3 (%)			
Resistencias:	R_{am}, R_{ab}, R_{mb} (%)	$Z_{12} = X_{am} * Z_1 ; Z_{13} = X_{ab} * Z_2 ; Z_{23} = X_{mb} * Z_3$		
Reactancias:	X_{am}, X_{ab}, X_{mb} (%)	$X_{11} = \frac{Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}}{200}$ $X_{22} = \frac{Z_{12} + Z_{23} - Z_{13}}{200}$ $X_{33} = \frac{Z_{13} + Z_{23} - Z_{12}}{200}$		

1.6. Cuestiones generales sobre los armónicos. Soluciones

Generalmente, la forma de corregir el bajo factor de potencia en los circuitos industriales se realiza a través de bancos de condensadores, que la mayoría de las veces son conectados en paralelo a los conductores de alimentación. Este tipo de corrección funciona adecuadamente en los circuitos que tienen cargas lineales, es decir, que la corriente que circula siempre es proporcional a la tensión aplicada. En

estos circuitos las impedancias se consideran constantes e independientes de la tensión o corriente.

Pero la mayoría de los circuitos actuales tienen cada vez más elementos o cargas no lineales, en que la corriente que toman no siempre es proporcional al voltaje de la fuente. Estos elementos principalmente son del tipo electrónico, como diodos, transistores, tiristores, etc., instalados en controladores ajustables para motores. Por otro lado, también se tienen muchos elementos del tipo electromagnético, como transformadores, motores, generadores, entre otros, que al estar trabajando en el límite de saturación magnética su respuesta no es lineal.

Este tipo de cargas manifiesta una deformación en la forma de onda de la corriente, es decir que no es senoidal pura. Tener una forma de onda no senoidal es equivalente a tener una onda senoidal de la frecuencia fundamental más otras superpuestas de frecuencias múltiplos impares de la fundamental, llamadas armónicas.

Las corrientes armónicas, generadas por cargas existentes en una instalación eléctrica, circularán por toda la red, causando (Valcarcel, 1991):

- Aumento de las pérdidas en cables y equipamientos.
- Incrementos de temperaturas que comprometen rendimientos.
- Mayores exigencias para los aislamientos y reducción de vida útil.
- Funcionamiento incorrecto de dispositivos que dependan de las formas de onda de la tensión y de la corriente.
- Mayores exigencias de tensión y corriente sobre los condensadores y por lo tanto mayor disipación de potencia sobre los mismos. Esto disminuye mucho su vida útil e incrementa el riesgo de cortocircuito de los mismos.
- Riesgo de resonancia en el sistema eléctrico. Etc.

En un sistema de ondas senosoidales simétricas, es decir, con igual amplitud en la porción positiva que en la negativa, las armónicas pares se cancelan mutuamente. En los sistemas eléctricos de potencia, se tienen tres fases iguales y simétricas, desfasadas 120 grados, por lo que en términos generales no se tienen armónicas pares. Sólo consideraremos los efectos de las armónicas impares, como pudieran ser

la 3a, 5a, 7a, 9a, etc. Las armónicas en un sistema de corriente alterna de 60 Hz, son aquellas ondas que son múltiplos de la fundamental. Como ejemplos tenemos: la 5a. armónica tiene una frecuencia de 300 Hz y la 11a. de 660 Hz.

Las armónicas, si no se toman en cuenta, pueden causar serios problemas. Las redes eléctricas deben inspeccionarse regularmente por cambios en el contenido armónico, lo que indicaría un aviso de problemas potenciales. Las mediciones se vuelven particularmente importantes cuando se instalan cargas muy grandes o cuando se añaden nuevas fuentes no lineales. Es importante planificar alimentadores para separar las cargas no lineales, lo que ahorrará en el futuro recursos económicos y problemas técnicos.

El uso de transformadores trifásicos con conexión adecuada, también ayuda a reducir los armónicos. Un transformador con conexión delta-estrella atrapa las armónicas múltiplos de 3 (3a, 6a, 9a, etc.), mientras que los de conexión estrella-estrella no. Las armónicas 5a, 7a, 11a, 13a, etc. pasarán a través de cualquier transformador, aunque serán atenuadas por la impedancia del transformador.

Para mitigar las armónicas, se pueden utilizar filtros armónicos. Primero, se debe encontrar el orden y magnitud de cada armónica. Segundo, se deben revisar las condiciones de resonancia. Con esa información se puede diseñar una combinación de filtros, cada uno para armónicas específicas, controlados independientemente para evitar problemas de resonancia con los filtros de las frecuencias altas.

Se utilizan dos tipos de conexiones de filtros: En paralelo y en serie.

El filtro en paralelo aparece como en una impedancia muy baja para las ondas de frecuencias armónicas, y una gran impedancia a la frecuencia fundamental de 60 Hz.

El filtro en serie con la carga trabaja de manera opuesta. Presenta una impedancia alta a la corriente armónica y una baja impedancia en 60 Hz. Una desventaja de los filtros en serie es que deben estar fabricados para la corriente total de línea, incluyendo las armónicas, y eso los hace más caros que los otros. Pero, los filtros en serie a veces se utilizan para regular el voltaje como ventaja adicional.

Los filtros en paralelos son frecuentemente producidos a una frecuencia ligeramente abajo de la armónica, así que cualquier desajuste en sus componentes no creará una resonancia nueva. Igualmente, cuando se instalan filtros en un sistema eléctrico que ya

tiene condensadores de corrección del factor de potencia, se debe tener cuidado en no crear resonancia.

Frecuentemente, se tiene un sistema eléctrico con armónicas al mínimo y con condensadores puros para mantener un alto factor de potencia. Entonces, le son instaladas cargas que producen armónicos. Cuando esto ocurre, tratando de mantener los costos bajos, se añaden reactores en serie en una configuración de filtro. De esta manera opera satisfactoriamente, pero también puede generar otros problemas. Los condensadores están diseñados para operar dentro de un $\pm 10\%$ del voltaje nominal. Cuando una inductancia se añade en serie, aparece un aumento de voltaje en el condensador que puede causar una falla prematura del mismo. Es por esa razón que, los condensadores se fabrican con un voltaje nominal más alto.

1.7. Análisis crítico de los métodos de solución para la compensación de la potencia reactiva

Como ya se ha señalado anteriormente, mejorar desde nuestras instalaciones el factor de potencia a través de la compensación de potencia reactiva, resulta sumamente necesario si queremos operar una red eléctrica con buen funcionamiento desde el punto de vista técnico y económico. Para lograr dicho objetivo, por lo general se emplean los siguientes recursos: con el uso de generadores, con la utilización de filtros, por medio de motores sincrónicos y mediante bancos de condensadores.

A continuación se detallarán algunos aspectos importantes de cada uno de ellos:

A. Filtros.

Actualmente se ha generalizado en la industria el uso de diversos equipos que son fuentes de corrientes que tienen composición de armónicas más o menos importantes (hornos de inducción o de arco, lámparas de descarga, variadores de velocidad, rectificadores para distintos procesos industriales, etc.). Para mejorar el factor de potencia de instalaciones en las que parte de la carga está constituida por tales equipos, se emplean usualmente bancos automáticos de condensadores provistos de reactores antirresonantes o filtros.

A continuación se muestra el desarrollo del cálculo del filtro para un armónico "a" determinado donde se asume de antemano un valor aproximado de la potencia reactiva " Q_{fR} " que aporta el filtro.

Las ecuaciones importantes son (Massey, 1995):

Diseño de un filtro en un nodo

DATOS:

Frecuencia base: f (Hz)

Tensión en el nodo: U (kV)

Armónico a filtrar: a

Corriente armónica: I_a (kA)

Reactancia en el
nodo: X_s (Ω)

CÁLCULOS:

$Q_{fR} = 3UI_a$ (MVar) *Potencia reactiva del armónico*

$X_c = \frac{U^2}{Q_{fR}}$ (Ω) *Reactancia capacitiva*

$X_l = \frac{X_c}{a^2}$ (Ω) *Reactancia inductiva*

$X_f = \frac{X_c(a^2 - 1)}{a^2}$ (Ω) *Reactancia armónica*

$Q_c = \frac{U^2}{X_f}$ (MVar) *Potencia reactiva
capacitiva del filtro*

$w = 2\pi af$ (rad/s) *Frecuencia del filtro*

$C = \frac{1}{wX_c}$ (F) *Capacitancia del filtro*

$L = \frac{X_l}{w}$ (H) *Inductancia del filtro*

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{Hz})$$

*Frecuencia de resonancia
ajustada al armónico*

EFFECTIVIDAD

$$C_{tal} = \frac{(aX_l - \frac{X_c}{a})}{(X_s + a(X_s - X_l) - \frac{X_c}{a})}$$

*Coficiente de traspaso
de corriente armónica al sistema*

$$I_R = (1 - C_{tal})I_a \quad \text{kA}$$

*Corriente armónica que
el filtro elimina*

$$I_{av} = 100 \frac{(I_a - I_R)}{I_a} \quad \text{kA}$$

*Corriente armónica que
va al sistema*

Como consecuencia se tiene que los filtros producen cierta cantidad de Q_c y cierta cantidad de $Q = \frac{U^2}{2\pi fL}$.

B. Generadores

Cuando se diseña un generador se hace de manera que el mismo cubra total y parcialmente las necesidades de potencia activa y potencia reactiva. El uso de generadores para producir Q aumenta los costos de generación de energía. Se recomienda (Wang y Wilsun, 2004) buscar entre fuentes alternativas de generación de reactivos que podrían de forma combinada, reducir los costos de la compensación.

En general, se determina la cantidad de reactivo mínimo requerido para una determinada carga instalada, dándose las vías para garantizar este reactivo desde el sistema generador.

C. Motores sincrónicos sobreexcitados

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

Los motores sincrónicos funcionan a una velocidad sincrónica fija proporcional a la frecuencia de la corriente alterna aplicada. Su construcción es semejante a la de los alternadores, cuando un motor sincrónico funciona a potencia constante y sobreexcitado, la corriente absorbida por éste presenta, respecto a la tensión aplicada un ángulo de desfase en avance que aumenta con la corriente de excitación. Esta propiedad es la que ha mantenido la utilización del motor sincrónico en el campo industrial, pese a ser el motor de inducción más simple, más económico y de cómodo arranque, ya que con un motor sincrónico se puede compensar un bajo factor de potencia en la instalación de la red eléctrica al suministrar corriente reactiva, de igual manera que lo hace un capacitor conectado a dicha red.

Este tipo de compensación se utiliza generalmente (Senner, 1994) cuando existen en la instalación motores sincrónicos de gran potencia que funcionan por largos períodos de tiempo.

D. Banco de condensadores

Los bancos de condensadores constituyen el método clásico para generar potencia reactiva pero esto también tiene un costo económico y cierta complejidad técnica. La introducción de cargas no-lineales en conjunto con la regulación de la calidad de potencia, ha hecho que la compensación de la potencia reactiva en presencia de armónicos, sea bien considerada (Massey, 1995).

Las consideraciones que se recomiendan para la instalación de bancos de capacitores establecen la incorporación de sus consecuencias y la inclusión de objetivos y directrices para su inserción en el diseño del sistema, con el propósito de cumplir normas y estándares globales.

El objetivo general de un sistema de compensación reactiva basado en bancos de condensadores es optimizar la utilización económica del control de la tensión, considerando la reducción de las pérdidas, la corrección del factor de potencia, la liberación de capacidad en los transformadores de la subestación y el mejoramiento de la capacidad de carga en los alimentadores es por esa razón que el banco de condensadores sigue siendo la mejor opción siempre que se hayan resuelto previamente los problemas de armónicos.

Al revisar la bibliografía en torno a lo concerniente con los **métodos de solución para la compensación de la potencia reactiva** se puede apreciar una gran diversidad en esta materia. Entre otras se pueden destacar aspectos como los que citan los siguientes autores y a los cuales se añaden algunos comentarios:

La calidad en el suministro eléctrico debe relacionarse con el fenómeno evaluar el nivel de distorsión referente a la calidad de potencia. En este sentido los índices de calidad generalmente se engloban en: los relacionados con las pérdidas de potencia activa teniendo en cuenta el Teorema de Parseval (el cual establece la relación entre la energía de una señal y el valor de la magnitud de su Transformada de Fourier); los que describen las pérdidas de la vida útil de componentes eléctricos y los que se relacionan con interferencias de la señal, ver Herraiz J. S. (2002).

Algunos autores refiriéndose a la calidad de energía, indistintamente hacen énfasis a los parámetros anteriormente mencionados, por ejemplo, Aquino (1994) a través de un estudio busca una solución para elevar la eficiencia en el sistema de suministro y al mismo tiempo la calidad de la energía considerando solamente la distorsión armónica de tensión y corriente, sin tener en cuenta otros parámetros que determinan la calidad de la energía.

Mazorra (1987) presenta una metodología para la minimización de las pérdidas de potencia reactiva con vista a la disminución del consumo de energía y pérdidas en el sistema. No hace referencia a ningún método específico que permita utilizar una optimización partiendo de parámetros de calidad de energía de la red.

Caicedo M. y Solano (1999), proponen una metodología para realizar la compensación de potencia reactiva en redes industriales con la utilización de convertidores estáticos y

la instalación de filtros para la reducción de armónicos. En ese caso la compensación se calcula utilizando también el Método Cuadrático Sucesivo, con la particularidad de que la utilización de estos dispositivos le aporta carácter continuo al problema de la compensación. En la actualidad, el costo de esos convertidores lo hacen de difícil acceso en la práctica para las empresas. En esa investigación se acentúa que el problema de la compensación de reactivo es multicriterial, por la diversidad de indicadores y parámetros de interés en la red que son afectados en el proceso de compensación.

Por otro lado Carrillo Caicedo G y Petit Suárez J. F., (2000), resuelven el problema de potencia magnetizante y potencia armónica generada al minimizar las pérdidas totales mediante un novedoso método de búsqueda heurística que selecciona el dimensionamiento y localización de filtros pasivos de sintonía simple en todo el alimentador.

Wang, Y. y Wilsun Xu (2004), analizan las ventajas e inconvenientes de la generación de potencia reactiva en un generador. Se propone un método para determinar la cantidad de reactivo mínimo requerido para una determinada carga instalada, dándose las vías para garantizar este reactivo desde el sistema, si el generador no pudiera garantizarlo. En este trabajo no se analizan otras fuentes de generación del reactivo que podrían de forma combinada, reducir los costos de la compensación.

Maliuk S. (1980), profundiza de forma muy acertada en la influencia del factor de potencia en la industria. Analiza la compensación del reactivo a través de capacitores y la utilización de los motores sincrónicos sobreexcitados para la entrega de reactivo, disminuyendo considerablemente las pérdidas en el sistema. En el mismo no se evalúan regímenes óptimos de explotación de la red ni se analiza el efecto de las cargas con características no lineales en el sistema.

Kasikci I. (2000), resuelve la compensación de la potencia de magnetización fundamental clásica mediante la instalación de bancos de condensadores. Posteriormente resuelve el problema de inyección armónica instalando filtros activos sin tener en cuenta la interdependencia de los dos problemas.

En el trabajo de Salam, Chickhani, Hackman (1994), presentan una nueva metodología basada en técnicas heurísticas para la reducción de pérdidas de potencia reactiva. La

metodología asigna potencia reactiva capacitiva en algunos nodos del sistema. Estos nodos son previamente seleccionados y se priorizan las ramas de mayores pérdidas. La capacidad del condensador es determinada por la diferencia de las pérdidas del sistema con respecto a la carga conectada a dicho nodo. Entonces se instala la capacidad adecuada logrando el máximo beneficio en ahorros económicos.

Hernández (2000), realiza la compensación de la potencia reactiva para una red industrial con la utilización de la programación lineal, utilizando en la función objetivo los costos de compensación y como restricciones la variación de la potencia y la cantidad de reactivo necesario a instalar en cada nodo. En este trabajo no se consideraron las cargas no lineales ni el carácter discreto del problema de compensación de potencia reactiva.

En el trabajo de González I, (1999), se establece un procedimiento para la compensación de la potencia reactiva, a través de un acomodo de carga en una red industrial, con un análisis de las principales medidas organizativas que pueden ser implementadas por etapas y solo después de ser valorado el efecto de las mismas, se procede a la introducción de medidas que conlleven a realización de inversiones en el sistema. Esta misma autora en otros trabajos (2004 y 2005), aborda la optimización de la potencia reactiva con el uso de la programación dinámica, utilizando en la función objetivo una función de gasto, donde analiza diferentes niveles de tensión y fuentes de energía reactiva a instalar. Esto permite hallar un intervalo óptimo de n soluciones para los nodos del sistema. Se formula la tarea de optimización y la ubicación de los dispositivos de compensación para un modelo en el que interviene un conjunto de ecuaciones diferenciales, considerándose el carácter dinámico del problema. Este planteamiento contrasta con los problemas de optimización estática, en los cuales se busca un punto óptimo en un espacio de n dimensiones, donde se maximiza o minimiza el valor de una función objetivo conocida. Este enfoque dinámico resulta poco aplicable para sistemas industriales con un considerable número de nodos, la presencia de contaminación armónica y varias fuentes de reactivo. En esa investigación se trabajó solamente con cargas de características lineales, lo que limita su utilización en sistemas industriales con fuentes generadoras de armónicos y no se consideró en su totalidad el carácter multicriterial del problema.

1.8. Análisis crítico de los métodos para el diseño de un sistema de compensación basado en condensadores

Hasta hace poco tiempo, cuando los sistemas eléctricos tenían bajo factor de potencia, se añadían capacitancias "puras". Eso fue hecho siempre que la suma de las cargas era casi lineal. Ahora, en un sistema con cargas no lineales, el añadir capacitancia "pura" puede causar problemas debido a las corrientes armónicas.

Ya que la impedancia de los condensadores disminuye con la frecuencia, y las armónicas son múltiplos de la corriente de 60 Hz, los condensadores se vuelven una atracción de las corrientes de alta frecuencia causando sobrecalentamientos y fallas prematuras. Este problema se mejora al instalar filtros (una combinación de condensadores e inductores con un diseño específico) que atrapen las corrientes armónicas. Los filtros pueden mejorar el factor de potencia y además los inductores reducen el flujo de corrientes armónicas (Avelino, 2001).

Cuando un sistema tiene armónicas, los condensadores para mejorar el bajo factor de potencia crean otro problema. La capacitancia e inductancia de cualquier sistema forman un circuito sintonizado a una determinada frecuencia. Esta frecuencia es donde la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inductiva, en transformadores principalmente. Si el circuito es expuesto a una armónica cercana a la frecuencia de resonancia, el circuito comenzará a oscilar con corrientes considerablemente más altas que las consideradas normales, (fenómeno llamado RESONANCIA), lo que causará el disparo "inexplicable" de interruptores automáticos, la falla de transformadores, fusibles fundidos, y celdas de condensadores dañadas. Inclusive, daña los capacitores de los motores monofásicos. O bien solamente sobrecarga a los transformadores.

Añadiendo inductores se mejora la situación. La reactancia inductiva varía directamente con la frecuencia. Si la frecuencia aplicada sube, la impedancia del inductor también. Instalando inductores o reactancias de línea entre los condensadores de corrección del factor de potencia y las cargas no lineales, productoras de altas frecuencias armónicas, se disminuye la corriente excesiva cuando se conectan los condensadores. Esto es, porque se cambia la frecuencia de resonancia.

Una buena indicación de que existen armónicas en un grado considerable y resonancia es el incremento en el número de condensadores fuera de servicio por sobre-corriente. Cuando se desconecta un condensador, la frecuencia de resonancia cambia y el sistema se queda en una condición estable hasta que la condición se restablece y, la resonancia reaparece para volver a causar una sobre-corriente que eventualmente desconectará los condensadores nuevamente. Por esta razón se dice que la resonancia es un problema auto-correctible.

Cuando la resonancia es una posibilidad, hay algunas modificaciones que podemos considerar para disminuir o efectivamente eliminar el problema. La primera modificación es cambiar la frecuencia resonante para que no coincida con una armónica presente en el sistema. Esto puede lograrse cambiando la capacitancia, por adición o por eliminación de condensadores del banco; o, por relocalización del banco para cambiar la inductancia de los cables alimentadores. Otra solución, si el banco puede soportar un alto voltaje al servir como filtro armónico, es añadirle los reactores y resistencias apropiadas para formar el filtro con el que se reducirán las armónicas problemáticas. Sin embargo, se debe tener cuidado para no causar resonancia en otra frecuencia más baja.

Cuando se utilizan bancos automáticos de condensadores, es importante notar que los cambios en capacitancia introducen la posibilidad de causar una resonancia indeseable. Para evitar lo anterior, se debe investigar si existen armónicas en el sistema para determinar las características de los equipos.

Cuando se utiliza un analizador de redes, las mediciones de armónicos deben ir de mayor a menor; esto es, la quinta armónica debe tener mayor magnitud que la séptima y la séptima mayor que la novena, etc. En caso de ser anormalmente alta una armónica, es muy posible que se tenga resonancia.

La armónica de resonancia de cualquier sistema eléctrico puede estimarse fácilmente con la ecuación (Carnovale, 2003):

$$a = \sqrt{\frac{kVA_{SC}}{kVA_r}}$$

Donde:

a = No. de Armónica

kVA_{SC} = Capacidad de corto circuito en kVA en el nodo

kVA_r = Capacidad en kVAr del banco de condensadores

En caso de que el resultado arroje resonancia cerca de una armónica de orden impar, debe considerarse un cambio en la capacidad del banco de condensadores. Normalmente la resonancia cerca de las armónicas de orden 3a, 5a, 7a, 11a y 13a es la más problemática.

El colocar filtros por cada máquina para atenuar sus armónicas es costoso, pero es la mejor solución. Requiere un análisis del sistema eléctrico completo y de cada una de las máquinas. Dependiendo de la impedancia del transformador de distribución y de la adecuación del filtro a la carga, se puede esperar una reducción en la corriente armónica entre un 60% a 80%.

Los filtros son más efectivos cuando se añaden cerca de las cargas que producen las armónicas, y lejos de los transformadores.

La operación de los condensadores de un filtro armónico deben estar dentro de los límites de voltajes y de corrientes establecidos por el IEEE Standard 18-2002, *Standard for Shunt Power Capacitors*: La tensión *rms* medida debe ser hasta el 110% del voltaje de placa; la tensión de pico hasta el 120% de la tensión de placa; la corriente *rms* hasta el 180% de la corriente de placa; y, la potencia reactiva hasta el 135% de la nominal. Por ésta última recomendación se protegen los condensadores a 135% de su corriente de plena carga.

Es importante notar que los filtros disipan mucho calor. Por ello, es importante localizar los filtros en un área que permita la ventilación. Por lo general, los fabricantes no recomiendan el uso de condensadores para corregir el factor de potencia, en el lado de carga de los equipos electrónicos de variación de velocidad.

Cuando se conectan o desconectan condensadores en el primario de un transformador, se produce un efecto transitorio de tensión en el sistema eléctrico. Es común que este efecto transitorio se amplifique por resonancia (Avelino, 2001). Para resolver el problema, en sistemas muy grandes, se inserta una impedancia en serie con el banco de condensadores al momento de energizarlo, para que los transitorios tengan un nivel aceptable. En otros casos, se utilizan interruptores de vacío sincronizados para cerrar

en el momento en que la onda de voltaje cruza el cero. Otra solución es instalar inductores limitadores de corriente con los condensadores del banco y por último, supresores de picos de alta capacidad pueden ser utilizados para eliminar cualquier sobretensión del sistema.

Un punto de gran interés de los investigadores ha sido el concerniente al control de la potencia reactiva donde se analizan los beneficios de la instalación de bancos de capacitores. Adicionalmente, se considera que lo más trascendentes en la solución de los problemas de compensación basados en condensadores está relacionada con la búsqueda de la posición y parámetros óptimos de estos equipos dentro del sistema eléctrico.

Al revisar la bibliografía puede observarse la gran diversidad de los algoritmos de optimización propuestos. La búsqueda de la posición óptima de los condensadores en los sistemas eléctricos de distribución generalmente es planteado como un problema de planeación, (Willis H.L, 1997). Las recomendaciones generales para la instalación de bancos de capacitores contemplan la inclusión de sus efectos y el establecimiento de objetivos y políticas para su incorporación en el diseño del sistema, con el propósito de cumplir normas y estándares globales.

En Tsai, Chini, Lin y Su. (1996), la solución óptima al problema de localización y determinación de la capacidad de bancos de capacitores en sistemas de distribución se realiza a través de una aproximación desarrollada mediante lógica difusa, para lo cual se definen dos funciones de pertenencias, una para la tensión y otra para las pérdidas.

Grudin (1998), aborda la optimización de la potencia reactiva con la utilización del Método Cuadrático Sucesivo, donde propone un algoritmo para la formulación unificada de la potencia reactiva, teniendo en cuenta las pérdidas, las desviaciones de tensión y la selección de los taps de los transformadores para la conformación de la función objetivo. Una de las ventajas que presenta este trabajo es que se garantiza la convergencia del método cuadrático sucesivo con un mínimo de iteraciones, lo que reduce el tiempo de cálculo y garantiza la reducción de las pérdidas del sistema. Sin embargo, se trabaja con un modelo simplificado, sin tomar en consideración el cálculo de flujo de armónicos para evaluar los indicadores vinculados, ni el carácter discreto y multicriterial del problema de compensación.

Pérez A. I. (1994), presenta un procedimiento de optimización que permite considerar objetivos económicos para compensar el factor de potencia y liberar capacidad en el circuito industrial. Realiza un análisis para la distribución y operación de los bancos de condensadores en diferentes puntos posibles del esquema analizado. En este trabajo no se toma en consideración la influencia de las cargas no lineales y su incidencia en la red durante el proceso de ubicación de bancos de capacitores.

Pérez A. I., González Q. J. (2002 y 2003), presentan un trabajo encaminado a unificar el tratamiento de la compensación y la utilización de filtros pasivos con el objetivo de resolver el problema de la compensación y al mismo tiempo cumplir con las exigencias de distorsión armónica recomendada por la norma IEEE- 519. El método empleado obtiene la solución óptima a partir de un método de aproximación cuadrática. En la función objetivo sólo se incluye el VAN considerando en las restricciones del sistema los parámetros de distorsión armónica recomendado por la norma. La metodología propuesta permite resolver simultáneamente para valores fijos y variables los VAR de los capacitores, considerando una curva de variación de la característica para cada carga lineal y no lineal. Esta vía de solución, a pesar de presentar un tratamiento multivariable durante el proceso de optimización presenta limitaciones, atendiendo a que la función objetivo seleccionada, tiene un carácter monocriterial y el resto de las variables se consideran a través de las restricciones.

En el trabajo de Hsu Y y Lu F. Chang (1998), se presenta un sistema de autoaprendizaje para el control de la potencia reactiva en sistemas de distribución con el uso de un método combinado de Redes Neuronales y Lógica Fuzzy. Aquí se determina el condensador adecuado on/off y la carga conveniente para el cambio de los taps en los transformadores en un período de tiempo de 24 horas. Este procedimiento sólo es factible en aquellos casos donde existe un sistema automatizado para controlar todos los parámetros de la red de suministro.

Benemar de Souza, Alves (2004), propone un algoritmo micro-genético conjugado con Lógica Fuzzy donde se propone resolver la colocación de condensadores en sistemas de distribución. La función objetivo incluye la economía obtenida por la reducción de pérdidas de energía con la instalación de capacitores fijos y variables. La tensión se considera como restricción, se usa un método simple y eficaz para la solución del flujo

de carga, con un tiempo de procesamiento aceptable, incluso utilizable para sistemas muy grandes, lo que hace efectivo la ubicación del condensador en los alimentadores por esta vía.

Como se ha visto, la solución al problema relacionado con la inyección de reactivo en la red, ha sido analizada por diferentes autores. Las soluciones propuestas están basadas fundamentalmente en la búsqueda del valor óptimo de la capacidad de potencia reactiva suministrada por el banco de capacitores y su ubicación en la red, todos estos trabajos se han diferenciado fundamentalmente en el método de optimización empleado en la selección de la capacidad de potencia reactiva a instalar para el mejoramiento del factor de potencia.

Entre las técnicas clásicas de optimización más utilizadas en el proceso de compensación se encuentran, la programación lineal, dinámica y cuadrática secuencial, entre otras. Las insuficiencias y deficiencias de estas técnicas de optimización están relacionados con:

- a. Suelen requerir información que no siempre está disponible.
- b. Algunos de estos métodos requiere la linealidad de la función objetivo y/o sus restricciones cosas que no siempre se tienen en los modelos del sistema eléctrico.
- c. Si la función objetivo no es diferenciable, algunos de estos métodos no pueden aplicarse y en ocasiones la computación de expresiones relacionadas con estos diferenciales (gradientes, jacobinos, etc.) es inviable.

Cuando enfrentamos espacios de búsqueda grandes como por ejemplo el caso de encontrar la configuración adecuada entre muchas posibles combinaciones, los algoritmos más eficientes que existen para resolver este problema requieren tiempo exponencial (Coello, C. A, 2004); resulta obvio que las técnicas clásicas de búsqueda y optimización son insuficientes, es entonces cuando se recurre al uso de la "heurística".

En los últimos años la planificación de la compensación de la potencia reactiva se ha tratado mediante métodos heurísticos, que incluyen técnicas de Inteligencia Artificial como los sistemas expertos, Jwo (1995), y las redes neuronales Santoso (1989).

Los métodos heurísticos más empleados para estos fines han sido los Algoritmos Genéticos en Dong (1999), y otros métodos de Programación Evolutiva en Hernández (1998 y 2000), y Lee K. Y, Yang F.F (1998).

1.9. Conclusiones

Como puede observarse se conocen los modelos matemáticos de todos los elementos que conforman una red eléctrica de distribución. Asimismo se conocen técnicas para modelar su funcionamiento en función de la Tensión, las Potencias y las Admitancias, lo cual permite calcular eficaz y eficientemente los flujos de potencias en la frecuencia fundamental y en cualquier armónico.

El problema de compensación del reactivo en una red eléctrica de distribución puede ser resuelto mediante el uso de filtros, generadores, motores sincrónicos sobreexcitados y condensadores, siendo este último el de mayores posibilidades prácticas lo cual conlleva a la necesidad de establecer un método eficaz para el diseño de un banco de condensadores.

Otro aspecto esencial es determinar un procedimiento eficaz y eficiente de optimización para determinar la posición y parámetros de los bancos de condensadores que resuelvan este asunto de la manera más económica, respetando ciertas restricciones técnicas. Al valorar la amplia variedad de métodos se destacan dos cuestiones:

1. La diversidad de los enfoques.
2. Las insuficiencias que presentan cada uno de ellos sobre todo las relacionadas con sus respectivas convergencias (eficacia) y su eficiencia.

Esto dificulta la selección del más adecuado y además llama la atención el hecho de que no se usen los procedimientos de búsqueda exhaustiva debido a que se consideran ineficientes para los grandes sistemas eléctricos.

Capítulo II

Metodología para el diseño de un sistema de compensación en redes eléctricas de distribución

2.1. Introducción

El diseño de sistemas de compensación basados en bancos de condensadores debe tener en cuenta la solución previa de los problemas relacionados con la presencia de armónicos y cualquier otro procedimiento que implique aporte de potencia capacitiva a la red eléctrica.

Para diseñar los bancos de condensadores de una red eléctrica, se debe disponer de procedimientos para esto y para valorar económicamente cada diseño. Luego se debe estudiar las posiciones y parámetros de trabajo de cada banco de condensadores con el fin de que se optimice cierta condición principal (que en los problemas de optimización se conoce como función objetivo) y ciertas restricciones.

En la presente investigación se toma como función objetivo el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión financiera en el sistema de compensación; el VAN es una variable dinámica que permite estudiar la factibilidad económica del proyecto inversionista de manera que se pueda calcular en que tiempo se recupera la inversión.

Como restricciones se tomarán: los valores de los factores de potencia en cada nodo y la estabilidad de los voltajes, que son precisamente los principales elementos técnicos a tener en cuenta.

El objetivo del presente capítulo es establecer los procedimientos para diseñar filtros (solución de problemas de armónicos); diseñar bancos de condensadores por nodos y evaluarlos económicamente; y diseñar el sistema de compensación de reactivo más económico para la red eléctrica de distribución teniendo en cuenta la mejora del factor de potencia y la estabilidad del voltaje.

2.2. Procedimiento para el diseño de un banco de condensadores en un nodo

Este procedimiento tiene como objetivo principal la búsqueda del valor de Q_C de un condensador que será colocado en cierta barra de manera que el $\cos\varphi$ de dicha barra tome el valor que deseamos. Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

DATOS:

<i>Costo de 1 MW de potencia activa:</i>	C_p (Bs)
<i>Costo de 1 MVar :</i>	C_C (Bs)
<i>Costo de 1 MVA de potencia reactiva:</i>	C_Q (Bs)
<i>cosenoφ real del nodo antes del condensador:</i>	$\cos\varphi_R$
<i>Potencia activa en el nodo antes del condensador:</i>	P (MW)
<i>Potencia reactiva en el nodo antes del condensador:</i>	Q (MVar)
<i>Tensión en el nodo antes del condensador:</i>	V (V)
<i>cosφ_d (deseado):</i>	$\cos\varphi_d > \cos\varphi_R$

CALCULAR:

Sea Q_C el valor que se quiere calcular para el condensador (el cual se inicializa en $Q_C = 0$) y α una variable auxiliar que se inicia en $\alpha = Q$.

A continuación se realizan los cálculos iterativos utilizando el siguiente algoritmo:

$$\text{Repetir:} \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

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

$$Q_C = Q_C + \alpha * 0.000001$$

$$Q = \alpha - Q_C$$

$$\text{Hasta que:} \quad (\cos\varphi \geq \cos\varphi_d) \quad \text{ó} \quad (Q_C > \alpha)$$

Este algoritmo permite encontrar un valor de Q_C que cumpla que la diferencia entre el $\cos\varphi$ y $\cos\varphi_d$ en el nodo sea muy pequeña. La condición $Q_C > \alpha$ evita que el nodo se comporte como capacitivo.

Además deben calcularse:

<i>Valor monetario de Q_C propuesto:</i>
$Q_{QCP} = Q_C * C_C$
<i>Potencia activa liberada:</i>
$P_{lib} = \sqrt{S^2 - Q^2} - P$
<i>Valor monetario de la Ganancia de P_i :</i>
$G_{PI} = P_{lib} * C_p$

Estos valores Q_{QCP} y G_{PI} permitirán realizar los cálculo económicos.

2.3. Metodología para la evaluación económica del sistema de compensación mediante bancos de condensadores en una red eléctrica

Como se ha referido anteriormente, se tomará como criterio de evaluación económica al Valor Actual Neto (VAN) que se define de la siguiente forma [50]:

$$VAN = \sum_{i=0}^m \frac{C_i}{P_i}$$

i: Año

m: Total de años

k: Interés (%)

Donde,

$$C_i = Ingresos_i - Gastos_i$$

$$P_i = (1 + K)^i$$

A continuación se muestra el cálculo de I_i y G_i teniendo en cuenta solo a los condensadores:

$$Ingresos \left\{ \begin{array}{l} \text{Ganancias por Potencia liberada } I_{PL} \text{ para } i > 0 \\ \text{Ganancias por disminución de pérdidas de } P \text{ y } Q \text{ para } i > 0 \\ \text{Préstamo } Z_{sec} \text{ (solo para } i = 1) \end{array} \right.$$

$$\text{Gastos} \left\{ \begin{array}{l}
 \text{Valor total de accesorios } (i = 0) \\
 \text{Costo total de instalación } (i = 0) \\
 \text{Costo total de operación en un año } (i > 0) \\
 \text{Costo total de mantenimiento en un año } (i > 0) \\
 \text{Costo de cada } Qc \text{ } (i = 0) \\
 \text{Depreciación } Y, \text{ es un \% de los gastos para } i = 0 \text{ } (i > 0) \\
 \text{Impuesto } Z = \frac{[(\text{gastos para } i = 0) - Y](\text{Impuesto anual en \%})}{100} \\
 \text{Devolución de préstamo } Zsec \text{ } (i = m)
 \end{array} \right.$$

2.4. Planteamiento del problema de optimización relacionado con el diseño de un sistema de compensación reactiva en una red eléctrica compleja

En esta optimización lo más conveniente es que al pasar cierta cantidad m de años, el VAN sea lo mayor posible. Por tanto se plantea:

Función Objetivo: Maximizar el VAN

Las restricciones que serán planteadas a continuación tienen que ver las exigencias técnicas fundamentales relacionadas con la calidad de energía. Para una red eléctrica de n nodos:

- Para cada nodo j (donde $j = 2 \dots n$), debe cumplirse que $\cos\varphi_j > \cos\varphi_{dj}$. Es decir, el factor de potencia en cada nodo j debe ser mayor que el factor de potencia deseado para ese nodo. Generalmente se asume cierto factor de potencia deseado para el nodo de balance y otro factor de potencia para los nodos de carga.
- Para cada nodo j (donde $j = 2 \dots n$) debe cumplirse que $100 \frac{U_j - U_{nj}}{U_{nj}} < \varepsilon$ donde U_j es el voltaje real en el nodo j ; U_{nj} es el voltaje nominal en el nodo j ; y ε es la cota del error relativo (dado en %).

Estas dos restricciones pueden llegar a ser antagónicas entre si ya que al subir el factor de potencia también sube la tensión.

2.5. Algoritmo exhaustivo para la optimización del diseño de un sistema de compensación reactiva en una red eléctrica compleja

Este algoritmo se basa en discretizar el problema, es decir, describir la situación a partir de un conjunto de combinaciones. Para ello se siguen los siguientes pasos:

1. Definir para cada nodo de carga j de la red eléctrica, un banco de condensadores que garantiza que $\cos\varphi_j > \cos\varphi_{dj}$ y cumpla que $100 \frac{U_j - U_{nj}}{U_{nj}} < \varepsilon$. Su valor base es Q_{Ci}
2. Definir para cada banco de condensadores un conjunto de taps. Cómo política general será seguida la siguiente:
 - A. Para cada condensador se definirán 10 taps.
 - B. El tap 9 será considerado el valor base Q_{Ci} calculado en el paso 1.
 - C. El tap 10 tendrá el valor de 105% de Q_{Ci} .
 - D. Los taps desde el 1 hasta el 8 tendrán respectivamente los valores: 70%, 75%, 80%, 85%, 90%, 93%, 95% y 98% respecto a Q_{Ci} .
3. También se considerará la posibilidad que el banco de condensadores esté desconectado lo cual suma 11 opciones para cada banco.
4. Para la red eléctrica se presentará una situación diferente para cada combinación de los taps de los bancos de condensadores. Nótese que para k banco de condensadores se tendrán $11 \times 11 \times \dots \times 11$ (k veces) lo cual nos resulta 11^k combinaciones.
5. Se calcula la función objetivo para cada combinación posible y se toman las soluciones factibles que cumplan con las restricciones establecidas para los factores de potencias y los voltajes. Dentro del conjunto de soluciones factibles se eligen aquellas donde el VAN sea adecuado para los intereses del diseñador y con criterios de expertos se define el diseño más adecuado.

Para este algoritmo no se tienen problemas de convergencia (lo cual explica su eficacia) pero se presenta el problema del tiempo de cálculo que para 8 o más nodos de carga puede hacer ineficiente el algoritmo. La eficiencia puede ser

garantizada si ejecutamos el algoritmo en tres fases y en cada una de ellas solo se consideran 4 opciones por nodo.

Fase 1: Tomar como taps los valores 95%, 98%, 100% y 105% respecto a Q_{C_i} . En esta fase se tienen en cuenta los taps donde probablemente se obtengan las mejores soluciones.

Fase 2: Tomar como taps los valores 80%, 85%, 90% y 93% respecto a Q_{C_i} .

Fase 3: Tomar la opción *Sin Condensador* y las opciones dadas por los taps los valores 65%, 70% y 75% respecto a Q_{C_i} .

Nótese que en cada caso se tienen 4^k combinaciones y puede demostrarse que en las tres fases se tienen $3 * 4^k$ combinaciones que, para $k > 1$, es menor que 11^k . Si dividimos 11^k entre $3 * 4^k$, para cada valor de k se obtiene un valor E que indica la eficiencia que se logra al trabajar por fases. La Tabla 1.1 muestra los valores de E :

Tabla 2.1: Valores de eficiencia, $E = \frac{11^k}{3*4^k}$

K	E
2	2,52083333
3	6,93229167
4	19,0638021
5	52,4254557
6	144,170003
7	396,467509
8	1090,28565
9	2998,28554
10	8245,28523
11	22674,5344
12	62354,9695
13	171476,166
14	471559,457
15	1296788,51
16	3566168,39
17	9806963,08
18	26969148,5

19	74165158,3
20	203954185
21	560874010
22	1542403527
23	4241609698
24	1,1664E+10
25	3,2077E+10
26	8,8212E+10
27	2,4258E+11
28	6,671E+11
29	1,8345E+12
30	5,045E+12
31	1,3874E+13
32	3,8153E+13
33	1,0492E+14
34	2,8853E+14
35	7,9346E+14
36	2,182E+15
37	6,0005E+15
38	1,6501E+16
39	4,5379E+16
40	1,2479E+17

La figura 2.1 ilustra la eficiencia que se obtiene para distintos valores de k :

Si fuese necesario se pueden realizar otras fases superiores a la 3. Se puede observar que en muchos casos solo será necesario ejecutar la Fase 1.

2.6 Implementación computacional del algoritmo

Los algoritmos que se han presentado en los epígrafes precedentes se han implementado en el software DYCSE (Diseño y Cálculo de Sistemas Eléctricos) que desde el año 2004 desarrolla un grupo de investigadores del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba.

Este software presenta como ventana principal las mostradas en las figuras 2.2 y 2.3.

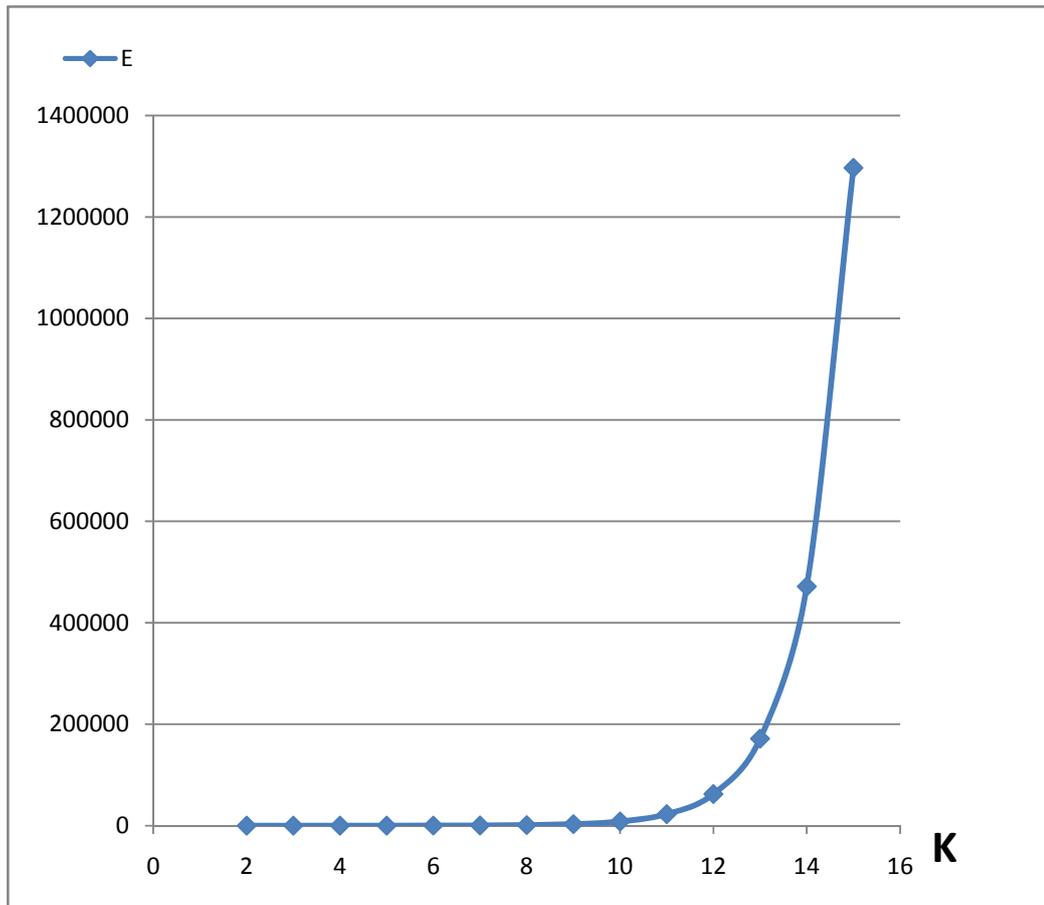


Figura 2.1: Eficiencia que se logra con el uso de la variante de tres fases.



Figura 2.2. Ventana principal del software DYCSSE

En la opción AYUDA puede encontrarse la entrada ACERCA que nos presenta la siguiente ventana:

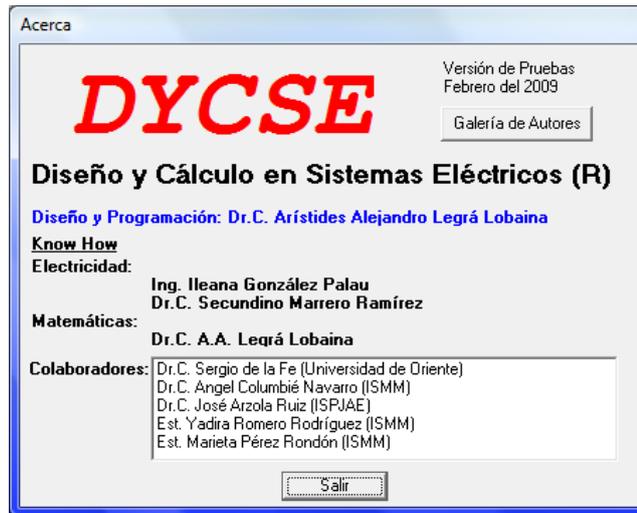


Figura 2.3. Información acerca del DYCSE

El uso de este software tiene los siguientes objetivos:

- Editar, guardar y cargar datos referidos a sistemas eléctricos radiales e industriales.
- Comprobar que los datos introducidos cumplen con los principios técnicos más importantes de estos sistemas.
- Diseñar algunos elementos de estos sistemas (aún no implementados totalmente en esta versión).
- Cálculo de Flujos de Potencias para cualquier armónico.
- Cálculo General Integrado del Sistema a partir de los cálculos de los parámetros esenciales para cada armónico.
- Optimización del funcionamiento del sistema buscando las configuraciones óptimas de los transformadores, condensadores y filtros ya instalados en el sistema eléctrico que se analiza.

Teniendo los siguientes principios básicos para su uso:

1. Los datos deben escribirse con el separador decimal punto (no use comas).
2. Los sistemas que se diseñan y calculan en esta aplicación son radiales e industriales. Esto quiere decir que se supondrá la existencia de nodos de carga y que el modelo que introduzcamos debe corresponderse con la realidad.

3. Las líneas que se usan en las conexiones no serán de gran longitud.
4. Se presenta la existencia de un nodo 1 ficticio al que se le asigna Tipo=Ninguno (tendrá aplicaciones en versiones futuras). A este nodo solo debe indicársele la tensión y se supone sin cargas. No se le declaran conexiones con otros nodos.
5. Un circuito eléctrico constituye un proyecto, formado por un arreglo finito de nodos y ciertas propiedades que lo identifican. Entre ellas es esencial la Potencia Base.
6. Cada *nodo* está formado por un arreglo de Conexiones con otros nodos (donde se asume que cada *nodo* constituye un consumidor o proveedor de otros nodos a los cuales esté conectado) y un arreglo de *elementos* (generadores, cargas, etc.) que son generadores y consumidores y se suponen conectados a la barra del *nodo*.
7. Un *nodo* solo debe conectarse a uno de igual o mayor tensión.
8. Un *nodo* puede estar conectado a la BARRA de otro *nodo* a la salida del voltaje bajo de un Transformador de Tres Devanados. En este último caso se indica la conexión con Nro DEL NODO CONECTADO A LA SALIDA DEL VOLTAJE MEDIO / NOMBRE DEL TRANSFORMADOR
9. En la conexión entre dos *nodos* solo se permite un transformador. Cuando se tiene un transformador en una conexión no se pueden agregar líneas o reactores a esa conexión.
10. En la conexión entre dos *nodos* puede ponerse un interruptor en solitario al igual que líneas, reactores, etc. Cuando se tienen interruptores, líneas o reactores, no se permiten transformadores.
11. Un nodo de tipo CARGA no puede tener GENERADORES o SISTEMAS.
12. Un nodo de tipo GENERADOR puede tener cargas y se supone que es un punto de suministro de energía.
13. Uno y solo uno de los nodos de tipo GENERADOR y que solo contenga generadores y sistemas deberá ser nombrado tipo BALANCE. Si el *nodo* de balance no contiene SEN entonces el usuario deberá verificar que sus generadores son capaces de asumir las demandas de potencias de las cargas. Desde el punto de vista de las conexiones, al nodo de balance deben conectarse el resto de las ramas del proyecto (esto es muy importante para el análisis de armónicos).

14. Excepto para el cálculo de flujos por datos dados mediante tablas, se asumirá que todas las cargas son positivas. DYCSE se encarga internamente de asignar el signo correspondiente para los cálculos. En el cálculo de datos mediante tablas, opcionalmente se pueden usar las autoadmitancias totales del nodo.
15. Es importante que cada conexión esté implementada mediante una línea, reactor, transformador, etc. lo cual garantiza que el valor de la Impedancia $G_{ik} + j B_{ik}$, no se anule en una conexión. Pruebe a usar la opción REVISIONES/CONEXIONES ENTRE NODOS con el fin de verificar si todas las conexiones están correctas.
16. En esta versión no se tienen en cuenta las Admitancias Totales Capacitivas de las Líneas para el cálculo de los flujos de potencias y las pérdidas.
17. Si un nodo no tiene consumidores entonces el valor de $R + j X$, se anula para el nodo.
18. La calidad de los datos que se introducen es capital. En cada editor aparece la unidad en que deben estar los datos que se escriben. Especial importancia tiene que los valores de R y X se den en *p.u.* u *ohm* según se solicite.
19. Antes de calcular debe revisar el Proyecto mediante las opciones propuestas en el submenú REVISIONES. Especial énfasis debe darse a la opción de revisión de la Matriz de Admitancia ya que un dato incorrecto de R o X en una conexión puede afectar significativamente el cálculo de flujos de potencias.
20. Debe familiarizarse y comprender el significado de las opciones PREFERENCIAS para garantizar una correcta configuración de esta aplicación.

Los algoritmos propuestos en este trabajo se implementan mediante las siguientes ventanas:

Para el diseño de condensadores se tiene:

Diseño de Bancos de Condensadores

Nodo que se Diseña: 2 Tensión del Nodo: 13.8

Valor Actual del Coseno Fi Real del Nodo: 0.86359299102637

Valor Actual de la Potencia Activa Real del Nodo: 0.98

Coseno Fi Deseado en el Nodo (Valor entre 0 y 1) 0.99

Usar P según

Nominal

Real

Total

Valor Calculado de Q_c para un Nuevo Condensador [] cMVar

Costo de 1 cMVar 0

Calcular Q_c necesaria

Corrientes y Tensiones
(Sin incluir este Condensador)

Salir

Figura 2.4. Ventana para el cálculo de banco de condensadores del programa DYCSSE.

Al pulsar el botón de cálculo de Q_c se obtiene lo que se muestra en la figura 2.5.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se utilizó el software DYCSSE, y los resultados se muestran en la figura 2.6.

Para la búsqueda de la mejor opción para colocar los bancos de condensadores apropiados, se utilizó el programa computacional DYCSSE, para lo cual se diseñó la ventana que se muestra en la figura 2.7.

Nótese que las restricciones son definidas en los controles editables y al presionar el botón **PROBAR TODAS LAS COMBINACIONES PLANIFICADAS** se procede a ejecutar el algoritmo exhaustivo de optimización.

Diseño de Bancos de Condensadores

Nodo que se Diseña: 2 Tensión del Nodo: 13.8

Usar P según:
 Nominal
 Real
 Total

Valor Actual del Coseno Fi Real del Nodo: 0.86359299102637

Valor Actual de la Potencia Activa Real del Nodo: 0.98

Coseno Fi Deseado en el Nodo (Valor entre 0 y 1) 0.99

Valor Actual de Qc: 0 cMVAr

Valor Calculado de Qc para un Nuevo Condensador 0.39035767 cMVAr

Costo de 1 cMVAr 0 Costo del Qc propuesto: 0.00 pesos

P Liberada: 0.125351 (12.79%) Valor de Ganancia de P: 940129.74 pesos

Calcular Qc necesaria Corrientes y Tensiones (Sin incluir este Condensador) Salir

Figura 2.5. Muestra los cálculos del banco de condensadores en el DYCSSE

Modelos Dinámicos Económicos: VAN, TIR y Período de Recuperación

Resultados y Datos Generales

Total C	Total C Conec	Total F	Total F Conec	Tiempo (1 año)	Tarifa de 1 KWh	Tarifa de 1 KVArh
3	3	1	1	2500.000000 horas	3.000000 Pesos	0.000000 Pesos

Potencia P Liberada	Valor Potencia P Liberada	Total de Qc conectado	Precio de 1 cMVAr	Costo Qc
0.2969 MW	2226750 Pesos	0.110180 cMVAr	Ver cada Condensador	55.089775 Pesos

Considerar la Potencia Liberada entre los Ingresos Anuales

Delta Pérdida de P	Valor Delta Perdida de P	Valor Total de Accesorios	Costo Total de Operaciones en un Año
0.007839 MW	58792.500000 Pesos	1200 Pesos	117.334662 Pesos

Delta Pérdida de Q	Valor Delta Perdida de Q	Costo Total de Instalación	Costo Total de Mantenimiento en un Año
0.075742 MVA	0.000000 Pesos	1360 Pesos	126.38717 Pesos

Configuración 1. Calcular Estos Datos Rojos 1. Calcular Porcentual

Gastos de Depreciación D=Go/n Impuestos 15 % Préstamo Recibido (T. M. de C1 / 12) 1.5 Total de Meses

Cálculo de Costo de Operaciones Anuales como % de Go Valor del % de Go para calcular Operaciones (incluye Mantenimiento) 1 %

Datos Específicos para el Cálculo Dinámico Económico

Número de años 5 2. Trasladar Datos de Cobros 3. Trasladar Datos de Gastos

Valores de Cobros (ganancia del usuario) y Gastos (lo que paga el usuario) por año. En cada celda escriba 0 o números reales positivos

Año	0	1	2	3	4	5
Cobro = C	0	66141.5625	58792.5	58792.5	58792.5	58792.5
Pago = P	2615.089775	1080.55056	1080.55056	1080.55056	1080.55056	8429.61306
Saldo = C - P	-2615.089775	65061.01194	57711.94944	57711.94944	57711.94944	50362.88694

Interés (en %): 10

4. Calcular Saldos en la Tabla Grabar Datos Leer Datos

Paso E para el Cálculo del TIR 0.00001

Cota Máxima del TIR (en %) 300

Paso E para el Cálculo del PeRe 0.00001

5. Cálculos Económicos

Período de Recuperación 0.04 Años

VAN 218276.38 Pesos

TIR No se pudo calcular %

Gráfico del Valor Neto Salir

Figura 2.6. Ventana para el cálculo de los modelos dinámicos para el DYCSSE

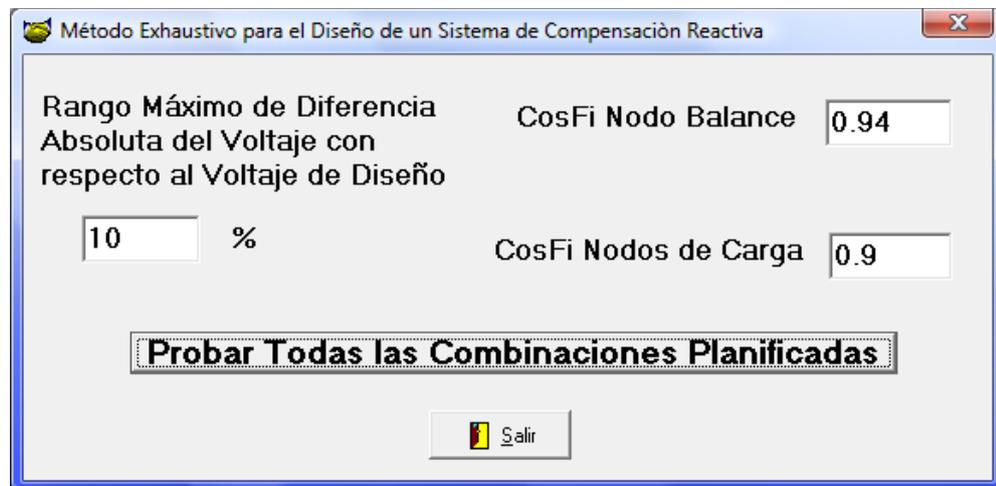


Figura 2.7. Ventana para la optimización utilizando DYCSE

2.7 Conclusiones

En este capítulo se ha desarrollado un procedimiento para diseñar técnicamente un banco de condensadores. Este procedimiento permite obtener el valor de Q_c capaz de colocar el factor de potencia del nodo en el valor deseado. También permite conocer el valor de la tensión cuando el banco de condensadores sea instalado y el valor de la potencia activa liberada.

A partir de los resultados anteriores se han descrito las fórmulas para evaluar el Valor Actual Neto referido a la instalación de bancos de condensadores. El VAN es una variable económica dinámica que facilita la evaluación de la factibilidad económica de un proyecto tecnológico.

Finalmente se establece una variante eficiente, por fases, del procedimiento exhaustivo clásico que a partir de una discretización (teniendo en cuenta los taps de los condensadores), permite obtener eficazmente las combinaciones óptimas en el sentido económico dentro del conjunto de soluciones técnicamente factibles teniendo en cuenta los valores del factor de potencia y de la tensión en cada nodo.

Capítulo III

Caso de estudio: S/E 104 del IAAIM

3.1 Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo estudiar dentro de la red eléctrica del Instituto Autónomo Aeropuerto Internacional de Maiquetía (IAAIM) la presencia de corrientes armónicas y el comportamiento del factor de potencia. En este sentido se propondrán soluciones técnicas adecuadas para resolver los problemas detectados.

3.2 Descripción de la red eléctrica del IAAIM

3.2.1 Aspectos Generales

El sistema de distribución de energía eléctrica del (IAAIM) es suministrado por la empresa Electricidad de Caracas (EdeC) mediante tres acometidas principales y otros pequeños puntos de entrega, a tensiones de servicio de 69 y 4,8 kV, con una capacidad total del sistema de aproximadamente 15 MVA. Dichas acometidas tienen las siguientes características

A. SUBESTACION PRINCIPAL

Esta S/E se encuentra ubicada en la zona oeste del aeropuerto, no encapsulada, y en su pórtico contiene además de los elementos de protección, control y medición, dos (2) transformadores de potencia de 13 MVA c/u de relación 69/13,8 kV, alimentados desde el sistema de la EdeC, de la planta generadora de Tocoa, a través de dos (2) alimentadores a 69 kV. Así mismo en esta S/E existen otros niveles de tensión como son 4.160/480 V.

Las principales salidas en 13,8 kV desde esta S/E principal son:

- A.1. Sala de compresores
- A.2. Centro de distribución "A"

- A.3. Salidas de 13,8 kV para servicios auxiliares
- A.4. Sistema de emergencia 13,8/4,16 kV
- A.5. Alimentador PDV
- A.6. Alimentador S/E Luftansa Service-Marriot

B. SUBESTACION AUXILIAR

Se encuentra ubicada en el extremo este del aeropuerto, también es servida por la EdeC, con un solo alimentador a 4,8 kV, con una capacidad instalada de 4 MVA (4 transformadores de 1 MVA c/u) con relación de 4,8/2,4 kV y varias celdas de salida a diferentes cargas con transformadores de 2.400/208-120 V.

La S/E Auxiliar, sirve a la pista auxiliar 806 en luces de balizaje, sistema de carreteo, sistema VOR, ILS, etc.. También a varias instalaciones del antiguo aeropuerto, a la S/E PDV-Naval, con transformadores 4.800/208-120 V de capacidad 3x250 kVA.

C. SUBESTACION RAMPA CUATRO

Servida por la EdeC, con un alimentador de 4,8 kV, proveniente de una S/E ubicada en la redoma vial con tres (3) transformadores monofásicos de 333 KVA para un total de 1000 KVA.

La S/E Rampa 4, alimenta las siguientes cargas:

- A.1. S/E Rampa cuatro terminal presidencial
- A.2. S/E Bomberos
- A.3. S/E Torre de control

3.2.2 Selección de la zona de trabajo

Centro de Distribución "A"

Está ubicado en el sótano 1 del terminal internacional, y recibe 2 alimentadores en 13,8 kV y un alimentador de 4,16 kV (para los circuitos preferenciales), todos

ellos provenientes de la S/E principal. En este centro de distribución “A” se encuentran las derivaciones de 13,8 kV para: El Edificio Sede, El Terminal Nacional, y cuatro (4) derivaciones para el propio Terminal Internacional. El conjunto de cargas servidas tiene una capacidad instalada en transformadores de 7.500 KVA en 13.800/480 V y una capacidad instalada de 1.175 KVA para cargas de emergencia.¹

Los alimentadores que derivan de este centro de distribución “A”, son los siguientes:

1. Terminal Nacional
2. Terminal Internacional
3. Edificio sede

Como zona de trabajo fue seleccionada la:

Terminal Internacional

Es alimentado desde el Centro de distribución A, a través de cuatro (4) S/E eléctricas, denominadas: S/E 104², S/E 403, S/E 105 y S/E 406, con capacidades de 1,6 MVA c/u de 13.800/480 V. Estas se alimentan formando anillos; S/E 104 con S/E 403 y S/E 105 con S/E 406. Además existe un circuito de emergencia a 4,16 kV de donde se alimentan los sectores de emergencia en la S/E 104 y S/E 105 con transformadores de 22 KVA c/u con relación 4.160/480 V.

El diagrama unifilar del Centro de Distribución Principal (CDP “A”) del IAAIM puede ser visualizado en la figura 3.1.

Y El diagrama unifilar de la S/E 104 se puede visualizar en la figura 3.2., tal y como lo presenta el software “DYCSE”.

¹ INTELYP, C.A. Informe Final, 2002. “La demanda máxima leída con instrumento de precisión para el conjunto de cargas alimentadas arrojó el valor de 3,10 MVA y un factor de potencia promedio de 0,77”.

² INTELYP, C.A. Informe Final, 2002. “La demanda máxima medida es de 1,08 MVA con un factor de potencia de 0,87.”

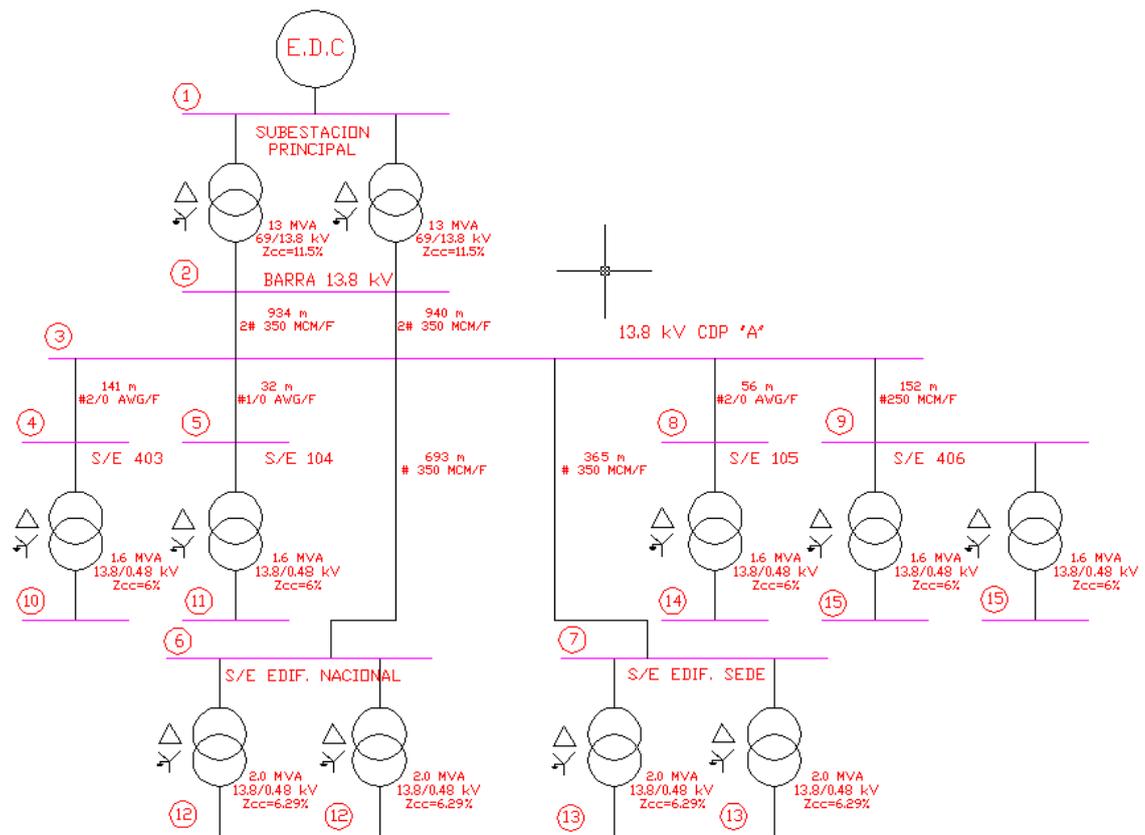


Figura 3.1. Diagrama unifilar del CDP "A" del IAAIM

3.3 Mediciones en la red eléctrica

3.3.1 Necesidad de las medidas

Se pudo conocer a través de informe técnico previo INTELYP, C.A., (2002), consideraciones en torno al factor de potencia y las componentes de armónicos presentes en el sistema de distribución eléctrica del instituto, como los que siguen:

“En el Centro de distribución “A” se observó una demanda máxima leída con instrumento de precisión, para el conjunto de cargas alimentadas, de 3,10 MVA y un factor de potencia promedio de 0,77.”

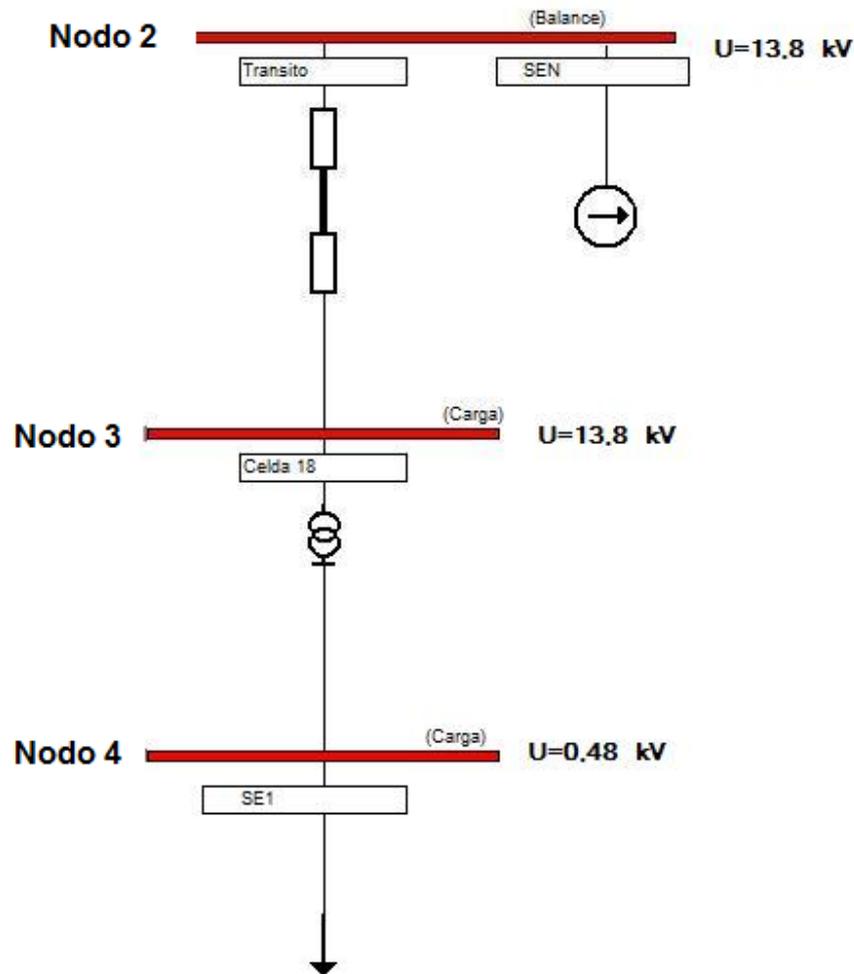


Figura 3.2. Diagrama unifilar de la S/E 104 del IAAIM. La numeración de los nodos se corresponde con la representación en el software DYCSSE

“En la S/E 104 se pudo apreciar una demanda máxima medida de 1,08 MVA con un factor de potencia de 0,87.”

“De acuerdo a los valores obtenidos para los armónicos podemos mencionar en forma específica la tendencia desfavorable que se observa en el Terminal Nacional al registrar valores del orden del 8% en armónicas de 3° y 5° orden. Estos valores ameritan un seguimiento por parte de la División de Electricidad y Electrónica para corregir este parámetro, mediante la ubicación de la fuente generadora de esos armónicos y aplicando los correctivos para la eliminación de los mismos. Los valores registrados de armónicas en otros alimentadores se encuentran en cifras que se consideran normales, no mayores del 3%, pero que ameritan un seguimiento como plan de trabajo por parte del personal de mantenimiento...”

Se puede apreciar, a través de los resultados ofrecidos por diferentes empresas de asesorías en el campo de la ingeniería eléctrica, en diagnósticos elaborados en el sistema de potencia eléctrica del aeropuerto, una situación de bajo factor de potencia y de perturbaciones en la calidad de energía de la red, en los que se destacan entre otras, corrientes de armónicas de niveles considerables.

En el presente estudio se espera, mediante las mediciones, caracterizar con la mayor precisión posible los problemas de armónicos que se presentan en la zona de trabajo así como el comportamiento de las potencias en cada una de las líneas de la red eléctrica elaborando el correspondiente gráfico de cargas.

3.3.2 Instrumentación

Para realizar las mediciones planificadas se utilizó el PowerPad modelo 3945-B que es un analizador de calidad de potencia trifásica, el cual está dirigido a técnicos e ingenieros para medir y realizar trabajos de diagnóstico y calidad de potencia en redes de baja tensión mono, bi y trifásica. La apariencia individual así como de una conexión de dicho equipo, se muestra en la figura 3.3



Figura 3.3. Analizador de calidad de potencia PowerPad 3945-B

Mediante el PowerPad 3945-B, se pueden obtener formas de onda instantáneas de las principales características de una red eléctrica y también monitorear sus variaciones en el tiempo. El sistema de medición de multitareas maneja simultáneamente todas las funciones de medición y presentación de formas de onda de las diferentes magnitudes, su detección, su registro continuo y su presentación sin limitaciones.

Las características técnicas principales del PowerPad 3945-B son :

- Medición de tensiones RMS hasta 480 V(fase a neutro) o 830 V (fase a fase) para sistemas de dos tres o cuatro hilos
- Medición de corrientes RMS hasta 6500 Arms
- Medición de frecuencia (sistemas de 41 a 70 Hz)
- Cálculo de corriente neutra en configuraciones Y
- Cálculo de factores de cresta de corriente y voltaje
- Cálculo del factor K en transformadores
- Cálculo de parpadeos (flickers) de tensión de corta duración
- Cálculo de desbalance de fases en tensión y corriente
- Medición de ángulos y razones de armónicos (referidos a la fundamental o al valor RMS) de tensión, corriente o potencia, hasta el 50° armónico
- Cálculo de factores de distorsión armónica total
- Monitoreo del valor promedio de cualquier parámetro, calculado en un período desde 1 s hasta 2 hrs
- Medición de la potencia activa, reactiva y aparente por fase y su respectiva suma total
- Calculo del factor de potencia, factor de potencia de desplazamiento y factor de tangente
- Potencia total en un instante de tiempo, elegido por el operador
- Registro, marcación en el tiempo y caracterización de perturbaciones (alzas, caídas e interrupciones, superación de umbrales de potencia y de armónicos)
- Detección de transientes y registro de las formas de onda asociadas

FUNCIONES DE LOS CONTROLES

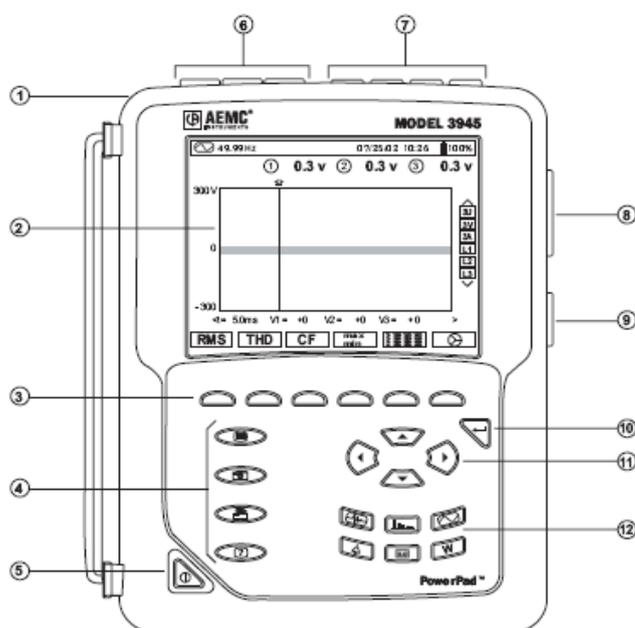


Figura 3.4. Descripción de los controles del analizador de calidad de potencia PowerPad 3945-B

1. Caja protectora moldeada
2. Pantalla LCD en color con presentación gráfica de parámetros del sistema y mediciones
3. Seis (6) botones de funciones usados para cambiar el modo de presentación
4. Cuatro (4) botones de funciones que permiten al usuario:

Acceder a los parámetros de ajuste del instrumento

Tomar una instantánea de la pantalla actual o acceder a pantallas ya almacenadas en la memoria. Registrar formas de onda asociadas y datos de mediciones de potencia.

Imprimir los resultados de medición en una impresora externa.

Obtener ayuda sobre la función actual, en el lenguaje elegido por el usuario

5. Botón Encendido/Apagado
6. Tres (3) entradas de corriente en la cubierta del instrumento permiten el uso de sensores de corriente (sensores MN, SR, AmpFlex y MR).
7. Cuatro entradas de tensión.
8. Salida ópticamente aislada bidireccional RS-232 para la transferencia de datos a un PC (bidireccional) o una impresora dedicada.
9. Alimentación de línea.
10. Botón ingresar.
11. Cuatro (4) botones que permiten el movimiento del cursor, recorrer y seleccionar los datos
12. Botones para tener acceso directo a los 6 modos de presentación en cualquier momento

Transientes (registrar o ver transientes ya registrados):



- Presenta formas de ondas asociadas a cambios rápidos en la entrada

Ver armónicos:



- Presentación de los armónicos en porcentaje y razones de valores para tensión, corriente y potencia, para cada armónico hasta el 50.
- Determinación de corriente armónica producida por cargas no lineales.
- Análisis de los problemas producidos por los armónicos según su orden (calentamiento de los neutros, conductores, motores, etc.)

Ver Formas de onda:



- Presenta formas de onda de la tensión y de la corriente o presentación vectorial (diagrama de fasores)
- Identificación de distorsiones características de la señal
- Presentación de la amplitud y desbalance de fases de la tensión y de la corriente
- Comprobación del orden correcto de las fases en conexiones

Potencia/Energía (ver o iniciar monitoreo de energía):

- Presentación de niveles de potencia y sus parámetros asociados (factor de potencia, desplazamiento y tangente)
- Monitoreo de energía
- Medición a cuatro cuadrantes para discernir entre energías activas producidas/consumidas y energías reactivas inductivas/capacitivas

Registrar (registrar o ver datos ya registrados):

- Presentación en función del tiempo en forma de gráficos de barras, o gráficos de línea, de los niveles de potencia promedio o del valor promedio de cualquier parámetro
- Gráficos de línea vs tiempo de cada parámetro seleccionado (hasta 22)
- Comprobación de la estabilidad de la tensión de línea
- Administración de potencia consumida y generada
- Monitoreo de variaciones de armónicos

Eventos de alarma:

- Proporciona una lista de alarmas registradas según los umbrales programados durante la configuración
- Registro de las interrupciones con una resolución de medio ciclo
- Determinación de los excesos de energía consumida
- Almacena valor, duración, fecha, hora y punto de ajuste de hasta 4096 eventos

3.3.3 Diseño de las mediciones

La planificación de las mediciones tiene como objetivo principal, analizar el factor de potencia de la red eléctrica alimentada a través de la S/E 104 perteneciente al Centro de Distribución "A", a partir del monitoreo continuo del comportamiento de sus parámetros eléctricos, con la finalidad posterior de realizar recomendaciones sobre las opciones óptimas de compensación de los reactivos.

Como ya se informó anteriormente, dichas mediciones se realizaron utilizando un analizador de redes específico (el PowerPad 3945-B) colocado en el nodo de entrada a la subestación SE1 (S/E 104), bajo condiciones de carga de operación normal.

El comportamiento del régimen de carga se levantó durante tres (3) días continuos con frecuencias de medidas de un (1) minuto.

A continuación se especifica el calendario de las mediciones:

Tabla 3.1 Diseño del calendario de mediciones

Evento	Día de inicio	Hora de inicio	Día de finalización	Hora de Finalización
A1	11-05-09	10:30 a.m.	12-05-09	10:30 p.m.
A2	12-05-09	12:32 p.m.	13-05-09	12:32 p.m.
A3	13-05-09	02:46 p.m.	14-05-09	02:46 p.m.

Para cada evento se recogió la información, a través del software DataView que se entrega con la adquisición del instrumento PowerPad modelo 3945-B. El programa de gráficos y análisis DataView es un paquete de basado en Windows totalmente funcional que permite configurar y realizar cualquier ensayo o registro desde una computadora de igual forma como lo haría desde el instrumento mismo.

Dicho software permite realizar cuatro funciones principales:

1. Permite configurar el PowerPad desde la computadora.
2. Posibilita iniciar un ensayo con registro desde la computador.
3. Permite almacenar los resultados de un ensayo e imprimir informes de cualquier ensayo.
4. Posibilita ver y almacenar datos en tiempo real.

Al descargar los datos que se almacenan en el instrumento PowerPad 3945-B con la utilización del software mencionado, éstos pueden ser guardados como una base de datos para ser vista con el mismo DataView o como un archivo delimitado por comas para ser visto en un programa de hoja de cálculo (Ejemplo: Excel de Microsoft).

3.3.4 Análisis de los resultados

El primer paso fue el análisis del comportamiento estadístico de las potencias activa y reactiva. Este proceso se hizo considerando períodos de 4, 6, 8, 12 y 24 horas con el objetivo de encontrar los intervalos de tiempo de estabilidad de la demanda de potencias. En el Anexo A se muestran las tablas y gráficos de los promedios de las potencias activa (P) y la potencia reactiva (Q) en cada línea (1, 2 y 3) para períodos de 6, 8, 12 y 24 horas. Los valores para 4 horas son los períodos de tiempo de mayor

estabilidad en la demanda según nos establecen los correspondientes valores de los coeficientes de variación (CV) que se calculan como 100 por el cociente de las correspondientes desviaciones estándar (DE) entre las correspondientes medias aritméticas (MA); veámoslos:

POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

Tabla 3.2 Valores estadísticos de P y Q en p1

		1		Hora	Fecha
		Inicio	10:30 a.m.	11/05/2009	
		Fin	02:30 p.m.	11/05/2009	
		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	Promedio
P (kW)	MA	310,00	302,77	317,35	310,04
	DS	4,58	5,33	4,75	4,89
	CV	1,48%	1,76%	1,50%	1,58%
Q (kVAR)	MA	159,63	147,77	169,58	158,99
	DE	3,54	4,18	4,01	3,91
	CV	2,22%	2,83%	2,36%	2,47%

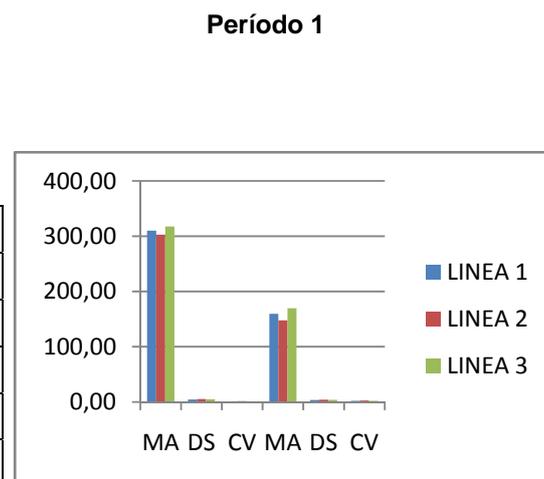


Figura 3.5. Valores estadísticos de P y Q en p1

Tabla 3.3 Valores estadísticos de P y Q en p2

		Período 2		Hora	Fecha
		Inicio	02:31 p.m.	11/05/2009	
		Fin	06:30 p.m.	11/05/2009	
		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	Promedio
P (kW)	MA	300,08	301,15	311,24	304,15
	DS	9,36	6,89	8,77	8,34
	CV	3,12%	2,29%	2,82%	2,74%
Q (kVAR)	MA	154,23	141,16	163,11	152,83
	DS	5,53	5,23	5,73	5,49
	CV	3,59%	3,70%	3,51%	3,60%

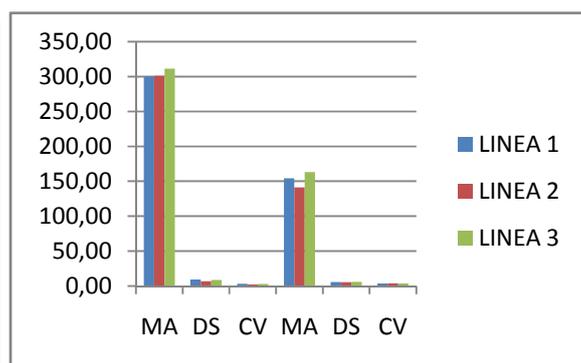


Figura 3.6. Valores estadísticos de P y Q en p2

Tabla 3.4 Valores estadísticos de P y Q en p3

		Inicio	Hora	Fecha				
		Fin	10:30 p.m.	11/05/2009				
Período 3								
		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	promedio			
P (kW)	MA	268,51	286,41	286,29	280,41			
	DS	12,26	11,45	13,57	12,43			
	CV	4,57%	4,00%	4,74%	4,44%			
Q (kVAR)	MA	141,50	133,67	155,86	143,68			
	DS	6,97	5,33	4,95	5,75			
	CV	4,92%	3,98%	3,18%	4,03%			

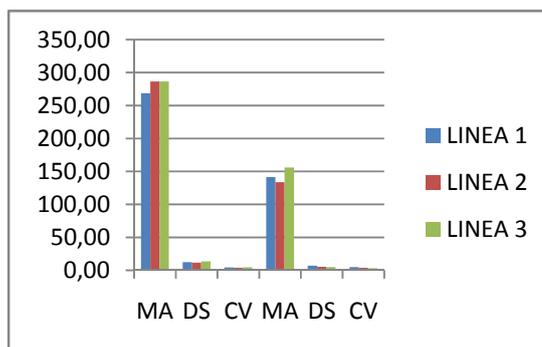


Figura 3.7. Valores estadísticos de P y Q en p3

Período 4: Inicio 10:31 p.m. 11/05/2009
Fin 02:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	promedio			
P (kW)	MA	230,92	247,81	246,35	241,69			
	DS	6,97	7,34	6,85	7,05			
	CV	3,02%	2,96%	2,78%	2,92%			
Q (kVAR)	MA	119,52	115,30	135,10	123,31			
	DS	4,36	4,35	4,93	4,55			
	CV	3,65%	3,77%	3,65%	3,69%			

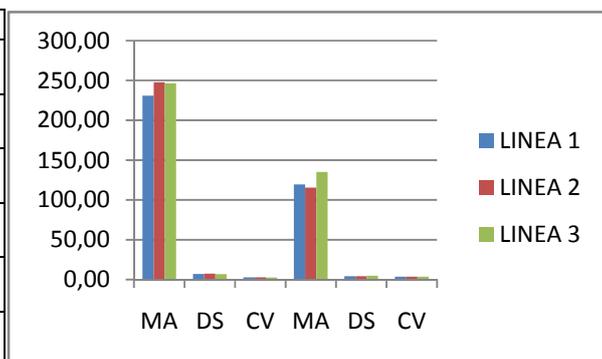


Tabla 3.5 Valores estadísticos de P y Q en p4

Figura 3.8. Valores estadísticos de P y Q en p4

5 Inicio Hora Fecha
 02:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 06:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	promedio
P (kW)	MA	244,65	257,72	259,57	253,98
	DS	18,15	15,25	16,39	16,60
	CV	7,42%	5,92%	6,32%	6,55%
Q (kVAR)	MA	132,32	126,61	145,79	134,90
	DS	14,56	13,69	14,24	14,16
	CV	11,00%	10,81%	9,77%	10,53%

Tabla 3.6 Valores estadísticos de P y Q en p5

Período 5

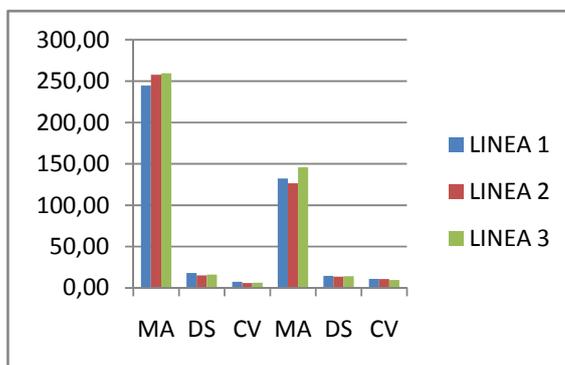


Figura 3.9. Valores estadísticos de P y Q en p5

Tabla 3.7. Valores estadísticos de P y Q en p6

6 Inicio Hora Fecha
 06:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 10:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	promedio
P (kW)	MA	290,19	283,46	293,04	288,89
	DS	9,20	10,28	10,40	9,96
	CV	3,17%	3,63%	3,55%	3,45%
Q (kVAR)	MA	144,91	138,59	157,86	147,12
	DS	3,50	3,37	3,47	3,45
	CV	2,42%	2,43%	2,20%	2,35%

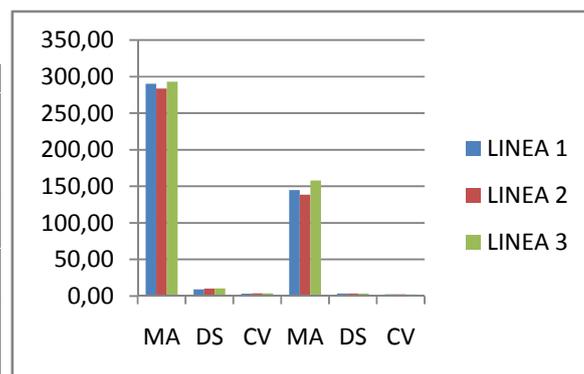


Figura 3.10. Valores estadísticos de P y Q en p6

Se puede observar que en general las variaciones de P son mayores que las de Q lo cual argumenta la necesidad de realizar un análisis profundo del reactivo del sistema eléctrico. En particular el período de mayor variabilidad de la demanda de las potencias es el número 5 de 2:30 am a 6:30 am, cuestión que deberá analizarse con la gerencia técnica del IAAIM.

Entonces, después de establecer la **necesidad de considerar el estudio de las cargas en períodos de 4 horas**, veamos los siguientes gráficos que muestran el comportamiento de las potencia promedios por línea y total cada 4 horas.

Tabla 3.8 Potencia activa promedio por línea en períodos de 4 horas

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P(kW)	p1	310,00	302,77	317,35	930,12
	p2	300,08	301,15	311,24	912,46
	p3	268,51	286,41	286,29	841,22
	p4	230,92	247,81	246,35	725,08
	p5	244,65	257,72	259,57	761,93
	p6	290,19	283,46	293,04	866,68

Tabla 3.9 Períodos de 4 horas con sus respectivos horarios

		desde	hasta
Períodos	p1	10:30 a.m.	02:30 p.m.
	p2	02:30 p.m.	06:30 p.m.
	p3	06:30 p.m.	10:30 p.m.
	p4	10:30 p.m.	02:30 a.m.
	p5	02:30 a.m.	06:30 a.m.
	p6	06:30 a.m.	10:30 a.m.

Tabla 3.10 Potencia reactiva promedio por línea en períodos de 4 horas

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
Q(kVAr)	p1	159,63	147,77	169,58	476,98
	p2	154,23	141,16	163,11	458,50
	p3	141,50	133,67	155,86	431,03
	p4	119,52	115,30	135,10	369,93
	p5	132,32	126,61	145,79	404,71
	p6	144,91	138,59	157,86	441,36

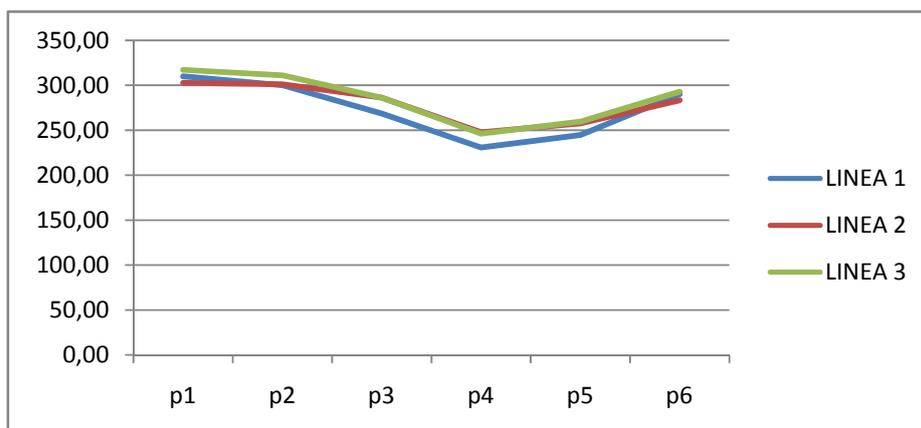


Figura 3.11. Potencia activa promedio por línea en períodos de 4 horas

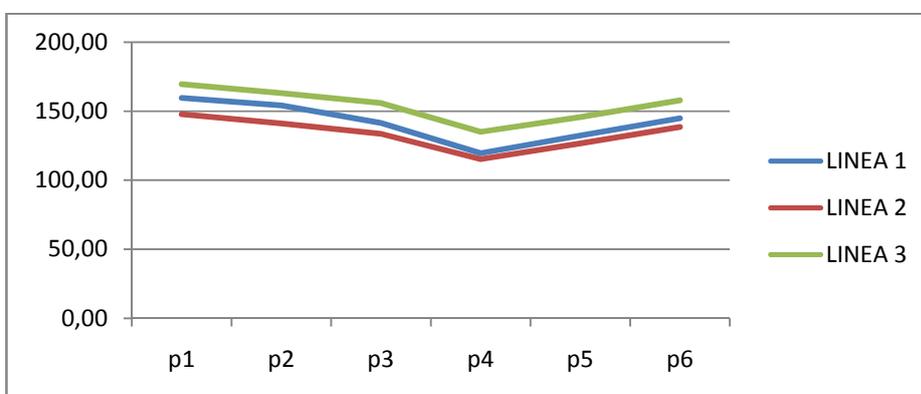


Figura 3.12. Potencia reactiva promedio por línea en períodos de 4 horas

En las siguientes tablas se muestra la variabilidad de las potencias promedios respecto a las líneas:

Tabla 3.12. Variabilidad de la potencia activa promedio por línea en períodos de 4 horas

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	MA	DE	CV
P(kW)	p1	310,00	302,77	317,35	310,04	7,29	2,35%
	p2	300,08	301,15	311,24	304,15	6,16	2,02%
	p3	268,51	286,41	286,29	280,41	10,30	3,67%
	p4	230,92	247,81	246,35	241,69	9,36	3,87%
	p5	244,65	257,72	259,57	253,98	8,13	3,20%
	p6	290,19	283,46	293,04	288,89	4,92	1,70%

Tabla 3.13 Variabilidad de la potencia reactiva promedio por línea en períodos de 4 horas

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	MA	DE	CV
Q	p1	159,63	147,77	169,58	158,99	10,92	6,87%
	p2	154,23	141,16	163,11	152,83	11,04	7,22%
	p3	141,50	133,67	155,86	143,68	11,26	7,84%
	p4	119,52	115,30	135,10	123,31	10,43	8,46%
	p5	132,32	126,61	145,79	134,90	9,85	7,30%
	p6	144,91	138,59	157,86	147,12	9,82	6,68%

Considerando el criterio de que un sistema de potencia se considera mal balanceado si la diferencia de las potencias promedios es mayor que 10% entonces de los resultados anteriores podemos llegar a la conclusión que:

1. Para las potencias activas el sistema está balanceado.
2. Para las potencias reactivas el sistema está balanceado pero es significativo el alto balance de cargas reactivas que se presenta entre las 2:30 pm y las 2:30 am.

Se puede concluir que el gráfico de cargas para 24 horas se puede analizar en 6 períodos de 4 horas y puesto que la carga del sistema está balanceada entonces el análisis del factor de potencia debe realizarse por períodos de 4 horas para las medias aritméticas de las potencias activas y reactivas.

ARMÓNICOS

Ahora se muestra la Tabla 3.14 que resume las mediciones de los armónicos:

Tabla 3.14 Resumen de las mediciones realizadas de los armónicos

ARMÓNICOS IMPARES		LINEA1	LINEA2	LINEA3	MA	DE	CV
3°	MA	2,61424	3,39646	3,32910	3,11	3,28	3,24
	DS	0,36617	0,61982	0,47274	0,49	0,53	0,50
	CV	14,00664	18,24903	14,20022	15,49	15,98	15,22
5°	MA	1,18375	1,60035	1,68826	1,49	1,59	1,59
	DS	0,33341	0,28915	0,28932	0,30	0,29	0,30
	CV	28,16534	18,06783	17,13703	21,12	18,78	19,01
7°	MA	0,51167	0,34153	0,26750	0,37	0,33	0,32
	DS	0,10191	0,19867	0,19507	0,17	0,19	0,18
	CV	19,91663	58,17078	72,92452	50,34	60,48	61,25

9°	MA	0,04083	0,16986	0,02840	0,08	0,09	0,07
	DS	0,05478	0,08819	0,05063	0,06	0,07	0,06
	CV	134,16720	51,91932	178,24751	121,44	117,20	138,97
11°	MA	0,68840	0,62882	0,76049	0,69	0,69	0,72
	DS	0,14809	0,14519	0,22772	0,17	0,18	0,19
	CV	21,51148	23,08918	29,94407	24,85	25,96	26,92
13°	MA	0,26535	0,17590	0,20903	0,22	0,20	0,21
	DS	0,07084	0,16275	0,07006	0,10	0,11	0,09
	CV	26,69614	92,52054	33,51576	50,91	58,98	47,80
17°	MA	0,00014	0,00014	0,00000	0,00	0,00	0,00
	DS	0,00373	0,00373	0,00000	0,00	0,00	0,00
	CV	2.682,34907	2.682,34907		2.682,35	2.682,35	2.682,35
19°	MA	0,01201	0,00285	0,00028	0,01	0,00	0,00
	DS	0,03252	0,01664	0,00526	0,02	0,01	0,01
	CV	270,71736	584,34291	1.895,38777	916,82	1.132,18	1.314,80

La variación de las corrientes armónicas puede ser ilustrada con las figuras siguientes:

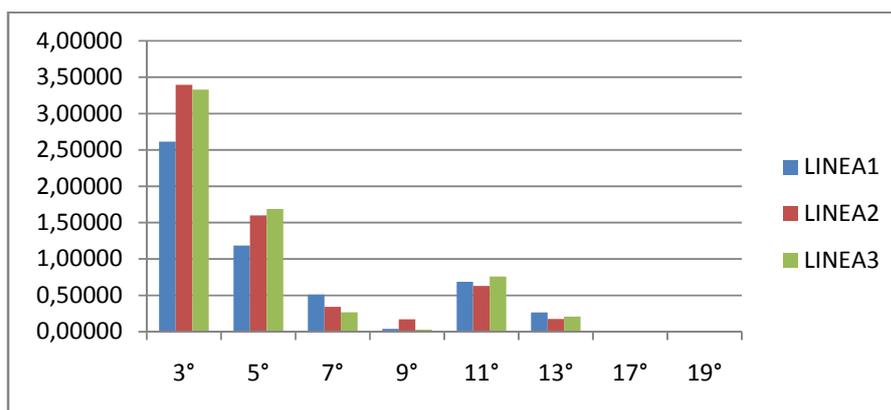


Figura 3.13. Valor promedio por líneas de las corrientes armónicas impares

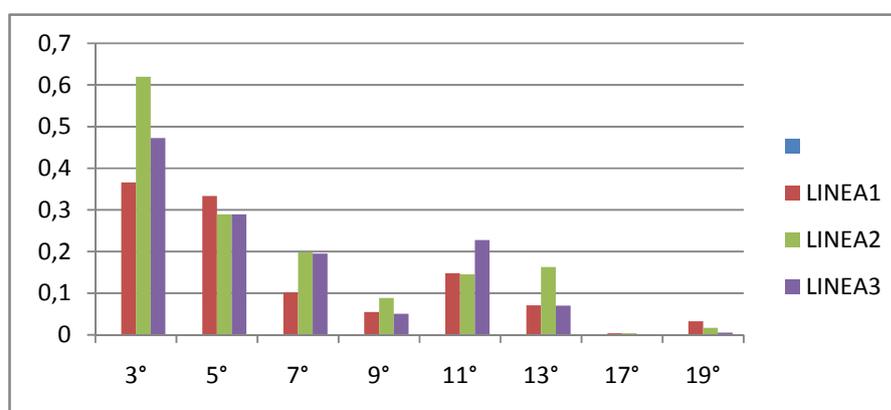


Figura 3.14. Desviación estándar por líneas de las corrientes armónicas impares.

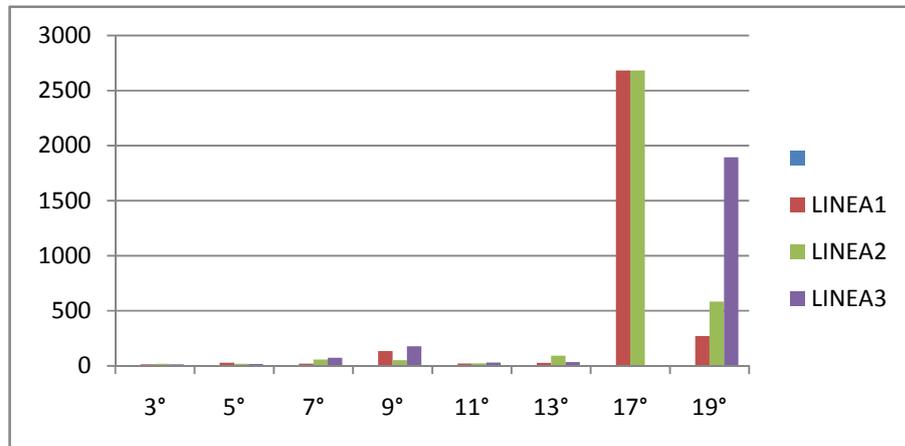


Figura 3.15. Coeficiente de variación por líneas de las corrientes armónicas impares

A continuación se muestra en la tabla 3.15 los valores máximos de armónicos que constituirá la base para diseñar los filtros. Estos serán diseñados de manera general para las tres líneas para los armónicos 3, 5 y 11 y el objetivo de todo este diseño es reducir los THD en cada barra a 1% o menos.

Tabla 3.15. Valores de las corrientes armónicas máximas

h	3	5	7	9	11	13	15	17	19
I_h Max	4,4%	2,3%	0,8%	0,3%	1,3%	0,5%	0%	0,1%	0,1%

De las tablas y figuras anteriores puede deducirse que existe una presencia importante de armónicos cuyas magnitudes varían constantemente en el tiempo así como en las tres líneas lo cual aconseja el diseño de filtros en cada línea considerando los mayores valores de armónicos detectados.

3.4. Cálculo del tiempo equivalente

Para realizar los cálculos económicos debe trabajarse con el concepto de Tiempo Equivalente que es una medida del tiempo real que tiene la demanda de potencia. El

tiempo equivalente que se da en Horas por Año, se calcula mediante la ecuación de Bollary-Boddrow como:

$$Te = (a * F_c^2 + (1 - a)F_c) * 8760$$

Donde:

$a = 0.5$ para circuitos industriales

$a = 0.7$ para circuitos de transmisión

F_c es el factor de carga que se calcula como $T_{\max} / 8760$

Y T_{\max} es el cociente del área bajo la curva de las potencias dividida por la demanda máxima DM

Para nuestro caso de estudio se aplicaron las fórmulas anteriores para las mediciones promedios utilizando la ventana de diálogo mostrada en la figura 3.16.

Debemos aclarar que E_p es el total de energía consumida en el tiempo (24 horas) que se estiman al calcular el producto de la demanda máxima por el tiempo equivalente.

Para calcular el tiempo equivalente en un año debemos multiplicar el tiempo equivalente de un día por 365. El resultado es $Te=7156,582803522556$ horas/Año. En el Anexo B se muestra el gráfico el comportamiento de la demanda de potencia activa en el tiempo.

The screenshot shows a software window titled "Cálculo del tiempo equivalente". It contains several input fields and buttons. At the top, "Constante A =" is set to 0.5 and "Total de Horas =" is set to 24. Below these, "Área bajo la curva =" is 134260.431913145 and "Demanda Máxima =" is 6411.226563. There is a section for file selection: "Dado un conjunto de mediciones:" with "Archivo" set to "G:\Franco TE.txt" and a "Calcular Área y Demanda Máxima" button. Below this, "Número de Filas" is 1441, "Hora Mínima" is 0, and "Hora Máxima" is 23.9833. There are two radio button groups: "Fórmula de Cálculo del Área" with options "Rectángulo" and "Trapecio" (selected), and "Fórmula de Cálculo de Te" with options "Bollary-Woddrow" (selected) and another option. A large "Calcular Te" button is present. At the bottom, the results are displayed: "Te =" (19.6070761740344) and "Ep=" (125705.407589734). A "Salir" button is in the bottom right corner.

Figura 3.16. Ventana de diálogo para calcular el tiempo equivalente

3.5 Cálculo de flujos de potencias y análisis crítico de la calidad de energía en la red eléctrica del IAAIM.

A continuación se muestran los cálculos de flujos de potencias para cada período p de cuatro horas tal como se definieron en el epígrafe 3.3.4.

A. Para $p1$.

Tabla 3.16. Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el período 1

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.310686	0.163574	0.000000	-0.000000	13.800.000	0.000000	0.884854
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.310676	-0.163569	13.799.570	0.003114	0.884853
4 Celda	-0.310040	-0.158990	-0.310040	-0.158990	0.476327	0.765198	0.889823
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.17 Flujo entre nodos en el periodo 1

Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.310686	0.163574		
3	2	-0.310676	-0.163569	0.000010	0.000005
3	4	0.310676	0.163569		
4	3	-0.310040	-0.158990	0.000636	0.004579

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

B. Para $p2$.

Tabla 3.18. Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el periodo 2

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.304766	0.157202	-0.000000	0.000000	13.800.000	0.000000	0.888735
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.304757	-0.157198	13.799.580	0.003043	0.888735
4 Celda	-0.304150	-0.152830	-0.304150	-0.152830	0.476455	0.738608	0.893538
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.19. Flujo entre nodos en el periodo 2

¿Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.304766	0.157202	0.000607	0.004368
3	2	-0.304757	-0.157198		
3	4	0.304757	0.157198		
4	3	-0.304150	-0.152830		

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

C. Para p3.

Tabla 3.20. Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el periodo 3

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.280937	0.147423	0.000000	-0.000000	13.800.000	0.000000	0.885488
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.280929	-0.147419	13.799.612	0.002814	0.885487
4 Celda	-0.280410	-0.143680	-0.280410	-0.143680	0.476685	0.690612	0.889972
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.21. Flujo entre nodos en el periodo 3

Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.280937	0.147423	0.000519	0.003739
3	2	-0.280929	-0.147419		
3	4	0.280929	0.147419		
4	3	-0.280410	-0.143680		

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

D. Para p4.

Tabla 3.22 Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el periodo 4

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.242080	0.126080	-0.000000	-0.000000	13.800.000	0.000000	0.886920
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.242074	-0.126077	13.799.666	0.002421	0.886919
4 Celda	-0.241690	-0.123310	-0.241690	-0.123310	0.477158	0.592112	0.890764
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.23. Flujo entre nodos en el periodo 4

Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.242080	0.126080		
3	2	-0.242074	-0.126077	0.000006	0.000003
3	4	0.242074	0.126077		
4	3	-0.241690	-0.123310	0.000384	0.002767

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

E. Para p5.

Tabla 3.24. Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el periodo 5

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.254419	0.138015	-0.000000	-0.000000	13.800.000	0.000000	0.878996
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.254412	-0.138012	13.799.646	0.002565	0.878995
4 Celda	-0.253980	-0.134900	-0.253980	-0.134900	0.476915	0.642609	0.883154
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.25. Flujo entre nodos en el periodo 5

Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.254419	0.138015	0.000007	0.000003
3	2	-0.254412	-0.138012		
3	4	0.254412	0.138012	0.000432	0.003112
4	3	-0.253980	-0.134900		

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

F. Para p6.

Tabla 3.26. Resultado en cada nodo en régimen de trabajo en el periodo 6

Resultados para cada Nodo en Régimen de Trabajo (A partir del Cálculo de Flujo de Potencias).							
Nodo	P Real	Q Real	P Real Acum	Q Real Acum	Un	% Caída U	Cos ϕ
2 Entrada	0.289449	0.151084	0.000000	0.000000	13.800.000	0.000000	0.886501
3 Transito	0.000000	0.000000	-0.289440	-0.151080	13.799.600	0.002896	0.886500
4 Celda	-0.288890	-0.147120	-0.288890	-0.147120	0.476600	0.708389	0.891102
Unidades	MW	MVAr	MW	MVAr	KV		

Tabla 3.27. Flujo entre nodos en el periodo 6

Flujos entre Nodos					
Desde Nodo	Hasta Nodo	P	Q	Pérdida Pij	Pérdida Qij
2	3	0.289449	0.151084	0.000009	0.000004
3	2	-0.289440	-0.151080		
3	4	0.289440	0.151080	0.000550	0.003960
4	3	-0.288890	-0.147120		

Nótese que las pérdidas y los voltajes son aceptables pero el factor de potencias es menor que 0,9 lo cual debe ser resuelto.

3.6 Solución de los problemas de armónicos

Al calcular la tabla de armónicos se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3.28. Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas en la Terminal Internacional del IAIM

Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas en el Proyecto AeropuertoP1.PCE										
Los valores de las tensiones, impedancias y corrientes armónicas (para A>1) están determinadas por sus comportamientos especiales.										
Para A=1 el valor de Z se determina como el cociente de la tensión entre la corriente.										
Notación:										
Nodo Armónicos										
[Corrientes (KA)]										
[Z o X equivalente (Ohm)]										
[Z o X equivalente (Ohm) / Armónico]										
[Tensiones (KV)]										
	1	3	5	7	9	11	13	17	19	THD
2	[I=0.014577] [Z=946.68341] [V=13.800]	[I=0.000634] [Z=1.649448] [Z/A=0.54981] [V= 0.001045]	[I=0.000331] [Z=2.748878] [Z/A=0.54977] [V=0.000910]	[I=0.000115] [Z=3.848352] [Z/A=0.549765] [V=0.000443]	[I=0.000043] [Z=4.947839] [Z/A=0.54976] [V=0.000214]	[I=0.000187] [Z=6.047334] [Z/A=0.549758] [V=0.001131]	[I=0.000072] [Z=7.146832] [Z/A=0.549756] [V=0.000514]	[I=0.000014] [Z=9.345833] [Z/A=0.549755] [V=0.000135]	[I=0.000014] [Z=10.445335] [Z/A=0.549754] [V=0.00150]	THDI=5.16% THDU=0.01%
3	[I=0.014577] [Z=946.68341] [V= 13.80000]	[I=0.000634] [Z=1.684174] [Z/A=0.561391] [V=0.001067]	[I=0.000331] [Z=2.801026] [Z/A=0.560205] [V=0.000927]	[I=0.000115] [Z=3.918327] [Z/A=0.559761] [V=0.000451]	[I=0.000043] [Z=5.035802] [Z/A=0.559534] [V=0.000217]	[I=0.000187] [Z=6.153362] [Z/A=0.559397] [V=0.001151]	[I=0.000072] [Z=7.270970] [Z/A=0.559305] [V=0.000523]	[I=0.000014] [Z=9.506265] [Z/A=0.559192] [V=0.000137]	[I=0.000014] [Z=10.623935] [Z/A=0.559154] [V=0.000153]	THDI=5.16% THDU=0.01%
4	[I=0.419095] [Z=1.145326] [V=0.480000]	[I=0.018440] [Z=0.045981] [Z/A=0.015327] [V=0.000848]	[I=0.009639] [Z=0.076555] [Z/A=0.015311] [V=0.000738]	[I=0.003353] [Z=0.107145] [Z/A=0.015306] [V=0.000359]	[I=0.001257] [Z=0.137741] [Z/A=0.015305] [V=0.000173]	[I=0.005448] [Z=0.168339] [Z/A=0.015304] [V=0.000917]	[I=0.002095] [Z=0.198938] [Z/A=0.015303] [V=0.000417]	[I=0.000419] [Z=0.260138] [Z/A=0.015302] [V=0.000109]	[I=0.000419] [Z=0.290739] [Z/A=0.015302] [V=0.000122]	THDI=5.23% THDU=0.33%

Tabla 3.29. Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas por elementos en la S/E 104 del IAAIM

Resumen de Corrientes Armónicas en KA por elementos del proyecto												
Nodo	Tipo de Elemento	Nombre	A1	A3	A5	A7	A9	A11	A13	A17	A19	THD
2	Sistema	SEN	0.014577	0.000634	0.000331	0.000115	0.000043	0.000187	0.000072	0.000014	0.000014	5.16 %
4	Subestación	SE1	0.419095	0.000227	0.000121	0.000042	0.000016	0.000069	0.000027	0.000005	0.000005	0.06 %
3 a 2	Interruptor	I1	0.014577	0.000634	0.000331	0.000115	0.000043	0.000187	0.000072	0.000014	0.000014	5.16 %
3 a 2	Interruptor	I2	0.014577	0.000634	0.000331	0.000115	0.000043	0.000187	0.000072	0.000014	0.000014	5.16 %
3 a 2	Línea	L1	0.014577	0.000634	0.000331	0.000115	0.000043	0.000187	0.000072	0.000014	0.000014	5.16 %
4 a 3	Transformador	T1	0.419095	0.018214	0.009518	0.003310	0.001241	0.005379	0.002069	0.000414	0.000414	5.16 %

De las tablas anteriores se pueden obtener dos conclusiones:

1. Los valores de THD de corriente armónica rebasan el 5% lo cual indica cierto nivel de riesgo en la red eléctrica.
2. Las corrientes armónicas que llega a cada elemento del sistema (excepto a la subestación que es quien los genera) son importantes y constituyen un riesgo para ese equipamiento.

Para resolver estos problemas se diseñaron algunos filtros. El resultado de ese diseño se muestra en las ventanas de las figuras 3.17, 3.18 y 3.19:

The screenshot shows a software window titled "Diseño de Filtros de Absorción". It contains several input fields and calculated values for filter design. The parameters are as follows:

Parameter	Value
Nodo que se Diseña	4
Frecuencia Base	60
Tensión en el Nodo	0.48
Armónico a Filtrar	3
Corriente Armónica	0.058214399078406
Qf	0.02
CosFi (nodo)	0.887742844554733
Coefficiente de Traspaso de la hacia el sistema	5.55111512312578E-1
If	0.058214399078406
Ia	0 (0.00%)
W	1130.97335529233
Xf	10.24
C	7.67529625250267E-5
L	0.00113176848420903
Xc	11.52
XL	1.28
F	540
Qfr	0.0225

Figura 3.17. Parámetros del diseño del filtro para el armónico 3

Diseño de Filtros de Absorción

Nodo que se Diseña: 4

Frecuencia Base: 60 Armónico a Filtrar: 5

Tensión en el Nodo: 0.48 Corriente Armónica: 0.0304296097610447

Qf: 0.00108 CosFi (nodo): 0.888500865109508

Coeficiente de Traspaso de la hacia el sistema: 5.33138348283538E-1

If = 0.0304296097610447 **Ia = 1.73472347597681E-17 (0.00%)**

W = 1884.95559215388 **Xf = 204.8**

C = 2.48679598581086E-6 **L = 0.00452707393683613**

Xc: 213.333333333333 XL: 8.53333333333333

F: 1500 Qfr: 0.001125

Figura 3.18. Parámetros del diseño del filtro para el armónico 5

Diseño de Filtros de Absorción

Nodo que se Diseña: 4

Frecuencia Base: 60 Armónico a Filtrar: 11

Tensión en el Nodo: 0.48 Corriente Armónica: 0.0171991790496213

Qf: 0.00111570247933884 CosFi (nodo): 0.888619943638838

Coeficiente de Traspaso de la hacia el sistema: -7.73397549706327E-1

If = 0.0171991790496213 **Ia = 0 (0.00%)**

W = 4146.90230273853 **Xf = 204.800000000001**

C = 1.16772914435145E-6 **L = 0.000411552176076013**

Xc: 206.506666666667 XL: 1.70666666666667

F: 7260 Qfr: 0.001125

Figura 3.19. Parámetros del diseño del filtro para el armónico 11

La tabla de corrientes armónicas queda ahora:

Tabla 3.30. Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas por cada nodo en la S/E 104del IAAIM

Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas en el Proyecto AeropuertoP1.PCE Los valores de las tensiones, impedancias y corrientes armónicas (para A>1) están determinadas por sus comportamientos especiales. Para A=1 el valor de Z se determina como el cociente de la tensión entre la corriente.								
Notación: Nodo Armónicos [Corrientes (KA)] [Z o X equivalente (Ohm)] [Z o X equivalente (Ohm) / Armónico] [Tensiones (KV)]								
	1	5	7	9	13	17	19	THD
2	[I=0.046643] [Z=295.861749] [V=13.800000]	[I=0.000000] [Z=2.748878] [Z/A=0.549776] [V=0.000000]	[I=0.000368] [Z=3.848352] [Z/A=0.549765] [V=0.001417]	[I=0.000138] [Z=4.947839] [Z/A=0.549760] [V=0.000683]	[I=0.000230] [Z=7.146832] [Z/A =0.549756] [V=0.001644]	[I=0.000046] [Z=9.345833] [Z/A=0.549755] [V=0.000430]	[I=0.000046] [Z=10.445335] [Z/A=0.549754] [V =0.000481]	THDU=0.02% THDI=0.99%
3	[I=0.046643] [Z=295.861749] [V=13.800000]	[I=0.000000] [Z=5004.135619] [Z/A=1000.827124] [V=0.000000]	[I=0.000368] [Z=3.918327] [Z/A=0.559761] [V=0.001442]	[I=0.000138] [Z=5.035802] [Z/A=0.559534] [V=0.000695]	[I=0.000230] [Z=7.270970] [Z/A=0.559305] [V=0.001673]	[I=0.000046] [Z=9.506265] [Z/A=0.559192] [V=0.000437]	[I=0.000046] [Z=10.623935] [Z/A=0.559154] [V =0.000489]	THDU=0.02% THDI=0.99%
4	[I=1.340998] [Z=0.357942] [V=0.480000]	[I=0.000000] [Z=5.980011] [Z/A=1.196002] [V=0.000000]	[I=0.010721] [Z=0.107130] [Z/A=0.015304] [V=0.001149]	[I=0.004020] [Z=0.137725] [Z/A=0.015303] [V=0.000554]	[I=0.006700] [Z=0.198921] [Z/A=0.015302] [V=0.001333]	[I=0.001340] [Z=0.260119] [Z/A=0.015301] [V=0.000349]	[I=0.001340] [Z=0.290718] [Z/A=0.015301] [V=0.000390]	THDI=1.00% THDU=0.40%

Tabla 3.31. Resumen de Corrientes, Impedancias y Tensiones Armónicas por elementos en la S/E 104del IAAIM

Resumen de Corrientes Armónicas en KA por elementos del proyecto										
Nodo	Tipo de Elemento	Nombre	A1	A5	A7	A9	A13	A17	A19	THD
2	Sistema	SEN	0.046643	0.000000	0.000368	0.000138	0.000230	0.000046	0.000046	4.63 %
4	Subestación	SE1	1.340098	0.000000	0.000137	0.000051	0.000085	0.000017	0.000017	0.01 %
3 a 2	Interruptor	I1	0.046643	0.000000	0.000368	0.000138	0.000230	0.000046	0.000046	0.99 %
3 a 2	Interruptor	I2	0.046643	0.000000	0.000368	0.000138	0.000230	0.000046	0.000046	0.99 %
3 a 2	Línea	L1	0.046643	0.000000	0.000368	0.000138	0.000230	0.000046	0.000046	0.99 %
4 a 3	Transformador	T1	1.340998	0.000000	0.010584	0.003969	0.006615	0.001323	0.001323	0.99 %

3.7 Determinación de soluciones óptimas a partir de las variantes para diferentes demandas de carga

Para resolver esta problemática se ha decidido diseñar dos bancos de condensadores iguales en el nodo 4 y uno en el nodo 3 con el objetivo de valorar cuales son las mejores soluciones atendiendo al uso de un solo banco de condensadores o de combinaciones de los taps de los mismos.

En este trabajo, se muestran los cálculos del sistema eléctrico después de haber instalado los filtros, para el período 1 (p1) donde $P=0,31004$ MW y $Q=0,15899$ MVar.

Los costos se asumieron de manera ilustrativa en BsF y se muestran los resultados en la figura 3.20.

The screenshot shows a software window titled "Edición de Datos Económicos y Armónicos de un Elemento". The window contains the following information:

- Elemento del Sistema:** Conden-1-5 (Condensador)
- Económicas:**
 - Valor del Filtro, Regulador y Otros: 10000
 - Costo de la Instalación: 1500
 - Costo de Operaciones en un año por 1 cMVar: 500
 - Costo de Mantenimiento en un año por 1 cMVar: 1000
 - Precio de 1 cMVar: 100
- Armónicas:**
 - Factor de Resistencia R_{Exp} (Armónicos), en PU: 0.5
 - Factor de Reactancia X_{Exp} (Armónicos), en PU: 0.5
- Modelo de R y X para este elemento:** $R_h=R$ y $X_h=X$ h
- Botón:** Salir

Figura 3.20. Parámetros económicos del diseño de un condensador

El diseño del condensador arrojó los siguientes resultados:

Diseño de Bancos de Condensadores

Nodo que se Diseña: 4 Tensión del Nodo: 0.48

Usar P según:
 Nominal
 Real
 Total

Valor Actual del Coseno Fi Real del Nodo: -0.916694294500847

Valor Actual de la Potencia Activa Real del Nodo: -0.31004

Coseno Fi Deseado en el Nodo (Valor entre 0 y 1) 0.99

Valor Actual de Qc: 0.02475 cMVAr

Valor Calculado de Qc para un Nuevo Condensador 0.09096889 cMVAr

Costo de 1 cMVAr 100 Costo del Qc propuesto: 9.10 pesos

P Liberada: 0.025278 (8.15%) Valor de Ganancia de P: 189581.42 pesos

Calcular Qc necesaria Corrientes y Tensiones (Sin incluir este Condensador) Salir

Figura 3.21. Parámetros técnicos para el diseño de un condensador para el nodo 4.

A este condensador se le asignaron los siguientes taps:

Capacidad: Qc
80
83
85
87
90
93
95
98
0.09096889
105

Figura 3.22. Valores de los taps para el diseño de un condensador para el nodo 4.

Para este nodo 4 se diseñó otro condensador igual con el objetivo de apreciar si el algoritmo exhaustivo de optimización realiza la selección correcta.

El condensador del nodo 3 se definió con los mismos parámetros económicos y de taps pero los parámetros técnicos son los siguientes:

Figura 3.23. Parámetros técnicos para el diseño del condensador en el nodo 3

La cantidad de combinaciones posibles entre los taps de los condensadores (incluyendo la opción de que el banco de condensadores esté desconectado) es $11 \cdot 11 \cdot 11 = 1331$.

Al aplicar el algoritmo exhaustivo se tuvieron en cuenta las restricciones siguientes:

- Caída de tensión no mayor de un 1% con respecto al valor nominal de cada nodo.
- El factor de potencia en el nodo de balance no menor de 0.92 y en el resto de los nodos no menor de 0.9.
- El VAN positivo.

Además se asumió de manera ilustrativa que el costo de 1 kWh es de 2 BsF al igual que el costo de 1 kVArh.

Al determinar las soluciones (combinaciones) de VAN más alto se obtuvieron las tres siguientes:

1. Condensador del nodo 3: Desconectado.
 Condensador 1 del nodo 4: Desconectado.
 Condensador 2 del nodo 4: En el tap 10.
 El valor del VAN para esta combinación es 30228.42 BsF.
2. Condensador del nodo 3: Desconectado.
 Condensador 1 del nodo 4: En el tap 10.
 Condensador 2 del nodo 4: Desconectado.
 El valor del VAN para esta combinación es 30228.42 BsF.
3. Condensador del nodo 3: Desconectado.
 Condensador 1 del nodo 4: En el tap 9.
 Condensador 2 del nodo 4: Desconectado.
 El valor del VAN para esta combinación es 29396.84 BsF.

Debe comentarse entonces que el algoritmo ha seleccionado el uso de un solo banco de condensadores con configuración de diseño o cercana a ella, lo cual es el resultado que se esperaba.

Puede realizarse un análisis económico detallado del uso de bancos de condensadores. Por ejemplo para la mejor opción (mayor VAN) se tiene:

Total de Condensadores del Proyecto: 3

Total de Condensadores Conectados: 1

Total de Qc conectado: 0.095517 MVar

Costo del Total de Qc Propuesto: 9.55 BsF

Parámetros para los próximos cálculos:

Tiempo: 7156.000000 horas

Tarifa: 2.00 BsF por kWh

Total Potencia P Liberada: 0.135279 MW

Valor Potencia P Liberada: 1936113.84 BsF

Pérdidas Totales sin el Uso de Condensadores:

$$P= 0.000608 \text{ MW}$$

$$Q= 0.004311 \text{ MVA}$$

Pérdidas Totales con el Uso de los Condensadores Conectados:

$$P= 0.000515 \text{ MW}$$

$$Q= 0.003655 \text{ MVA}$$

Ganancias Totales por el Uso de Condensadores Conectados:

$$Pg= 0.000092 \text{ MW}$$

$$Qg= 0.000656 \text{ MVA}$$

Valor Económico de las Ganancias Totales por el Uso de Condensadores Conectados:

$$\text{Ganancia por } P= 1322.28 \text{ BsF}$$

$$\text{Ganancia por } Q= 9382.54 \text{ BsF}$$

Este trabajo que se ha realizado para el período p1, deberá desarrollarse para el resto de los períodos y finalmente buscar una solución que se base en los taps de los bancos de condensadores y que sea útil para todos los regímenes de carga diarios.

3.8. Valoración social y ambiental de estos resultados

Una definición extraída del Informe sobre Desarrollo Humano 2001(2001, Pág. 11) del Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas (PNUD), señala que:

“El desarrollo humano es crecimiento económico equitativo y sostenible, es además un concepto superior e incluyente en el sentido de que abarca los conceptos sinónimos de desarrollo sostenible, sostenibilidad y sustentabilidad, esto indica por consiguiente que todos y cada uno de los diferentes sectores (económicos, sociales, políticos y ecológicos, entre

otros) deberían tener como meta el desarrollo humano y no solo el económico”.

Según el Instituto Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN), el desarrollo sostenible:

“Se basa en el manejo y conservación de los recursos naturales en la orientación del cambio tecnológico e institucional, de tal manera que asegure la continua satisfacción de las necesidades humanas para las generaciones presentes y futuras”, mientras que el desarrollo sustentable indica. El mejoramiento de la capacidad para convertir en un nivel constante de uso los recursos físicos, a fin de satisfacer cada vez y en mayor medida las necesidades humanas”. CMNUCC (1998).

Es innegable y un derecho legítimo que el desarrollo en los países más atrasados requiere incrementos en el consumo de energía, pero sería imposible seguir el camino de los países desarrollados. Se sobrepasarían los límites de la capacidad del planeta para absolver los impactos asociados a la producción y uso de la energía. Sin embargo con un uso racional y eficiente de la energía se podrá alcanzar un nivel de vida adecuado a las necesidades verdaderas.

En este sentido se señalan entre otras la siguiente directriz para establecer una política energética acorde al desarrollo sostenible, Barroto (2002):

“Incremento de la eficiencia energética, eliminando esquemas de consumo irracionales, reduciendo la intensidad energética en los procesos industriales, aprovechando las fuentes secundarias de bajo potencial, utilizando sistemas de cogeneración, y empleando en general la energía de acuerdo a su calidad.”

3.9 Conclusiones

El diseño de un sistema de compensación reactiva es complejo y multifactorial. Este diseño debe comenzar con el estudio de las armónicas presentes y la solución de los problemas relacionados que existan.

En segundo lugar debe estudiarse el gráfico de cargas de manera que se pueda valorar el balance de cargas por líneas y en el tiempo. Los resultados de este análisis deberán ser tomados en cuenta para el diseño del sistema de compensación reactiva.

Para obtener los parámetros y posición de los bancos de condensadores deben contemplarse todas las opciones que se consideren técnicamente factibles y en este sentido debe acudir al trabajo de comisiones de expertos. El procedimiento de búsqueda exhaustiva propuesto puede determinar eficaz y eficientemente cuales de estas opciones cumple con las restricciones técnicas impuestas y maximiza la variable económica del Valor Actual Neto.

CONCLUSIONES

Después de desarrollar las tareas previstas cuyos resultados se muestran en los tres capítulos de este informe, se pueden enunciar las siguientes conclusiones:

1. El estudio de la bibliografía consultada muestra que:
 - a. A partir de los modelos matemáticos de los elementos que conforman una red eléctrica de distribución y las técnicas para modelar su funcionamiento en función de la Tensión, las Potencias y las Admitancias, es posible calcular eficaz y eficientemente los flujos de potencias en la frecuencia fundamental.
 - b. La solución del problema de compensación del reactivo en una red eléctrica de distribución puede ser resuelto mediante el uso de filtros, generadores, motores sincrónicos sobreexcitados y capacitores, siendo este último el de mayores posibilidades prácticas lo cual conlleva a la necesidad de estudiar los métodos de diseño de bancos de condensadores.
 - c. Al valorar la amplia variedad de métodos que permitan para optimizar la posición y parámetros de los capacitores se destacan dos cuestiones:
 - La diversidad de los enfoques.
 - Las insuficiencias que presentan cada uno de ellos sobre todo las relacionadas con sus respectivas convergencias (eficacia) y su eficiencia en el uso de recursos de cómputo y tiempo.

2. En esta investigación se ha establecido:
 - a. Un procedimiento eficaz para diseñar técnicamente un banco de condensadores y evaluarlo económicamente.
 - b. Una variante eficiente, por fases, del Procedimiento de Búsqueda Exhaustiva que a partir de una discretización (teniendo en cuenta los taps de los condensadores), permite obtener eficazmente las combinaciones óptimas en el sentido económico (mayor VAN) dentro del conjunto de soluciones técnicamente factibles teniendo en cuenta los valores del factor de potencia y de la tensión en cada nodo.

3. Al aplicar el conjunto de procedimientos propuestos en esta investigación al sistema eléctrico de la Terminal Internacional del IAAIM se han obtenido:
 - a. Propuestas de solución para los problemas relacionados con las corrientes armónicas.
 - b. Propuestas de solución para un sistema económico de compensación reactiva basado en el uso de bancos de condensadores.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar los resultados teóricos obtenidos a las tareas de Operación y Diseño de Redes de Suministro Eléctrico.
2. Desarrollar procedimientos de pronóstico del comportamiento de las cargas para facilitar la toma de decisiones durante la explotación del sistema
3. Estudiar la red eléctrica completa del IAAIM.
4. Obtener un conjunto de escenarios técnicos con sus respectivas soluciones que se conviertan en la base de conocimientos para el desarrollo de un sistema de control automático para la toma de decisiones en tiempo real que den respuesta a las variaciones de carga en una red eléctrica compleja.

Referencias Bibliográficas

- 1 Aguer M., Jutglar A., y Rufes P. “El Ahorro energético: Estudios de viabilidad económica. Edic. Díaz de Santos, 2004.
- 2 Alves B. Roberto. Calidad del servicio eléctrico, SIEP - CTE – USB, Presentación. (<http://prof.usb/robert/>)
- 3 Anderson EEH, Modelling and analysis of Electric Power systems. Lectures 35-526, ITET ETH Zurich. March 2003.
- 4 Aquino O. Programa para el análisis de redes eléctricas de estructura variable. Calidad de energía. Ing. Energética. Vol XV N0 3 pp 83-90. 1994
- 5 Avelino Pérez. Transformadores de distribución: Teoría, cálculo, construcción y pruebas, Edit. Reverte. 2001.
- 6 Barroto, Aníbal. (2002). Gestión Energética Empresarial. Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente. Universidad de Cienfuegos, Cuba.
- 7 Benemar Alencar de Souza, Helton do Nascimento Alves. Microgenetic Algorithms and Fuzzy Logic Applied to the Optimal Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks. IEEE. Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- 8 Brown H. “Solution of Large Networks by Matrix Methods”. John Wiley & Sons, 1975.
- 9 Caicedo M y Solano R “Armónicos en Sistemas de Distribución: Compensación de la Potencia Ficticia con Condensadores en Alimentadores de Distribución”. U. I.S. Santander 1999.
- 10 Carnovale, Daniel J. "*Power Factor Correction and Harmonic Resonance: A Volatile Mix*". Electrical Construction & Maintenance, Jun 1, 2003
- 11 Carrillo Caicedo G y Petit Suárez J. F. (2000) “Fictitious Power Compensation of Distribution Feeders” Large Engineering Systems Conference Series, Halifax, Canada, 2000.
- 12 Cespedes, R. New method for the analysis of didtribution network. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.5, No. 1. 1990.
- 13 CMNUCC (1998). Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. En: Informe de la Conferencia de las Partes sobre su tercer período de sesiones, celebrado en Kyoto del 1º al 11 de diciembre de 1997. Addendum. Segunda parte: Medidas adoptadas por la Conferencia de las Partes. Decisión 1/CP.3, anexo (FCCC/CP/1997/7/Add.1.) CMNUCC, Bonn, Alemania.

- 14 Coello C. A. Introducción a la computación Evolutiva. Notas del curso. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Sección de Computación. Instituto Politécnico Nacional. México, 2004
- 15 Dong, Z. Y., D. J. Hill, Y. V. Makarov; "Advanced Reactive Power Planning by a Genetic Algorithm", Submitted to 13th Power Systems Computation Conference: PSCC'99, Trondheim, Norway, 1999
- 16 González P.I, Arzola R., Marrero R.S, Legrá L Operación bajo criterios múltiples de redes de suministro eléctrico industriales. SELASI, Perú. Marzo 2005.
- 17 González P.I, Marrero R.S. "Optimización y control de la compensación de potencia reactiva con el uso de la programación dinámica". Revista Energética, Vol. XXV, No. 2-2004.
- 18 González P.I. Estudio de portadores energéticos de la planta hornos de reducción en la Empresa Ernesto Che Guevara. Tesis de Maestría. ISMM. Moa 1999 b.
- 19 Grudin N. Reactive power optimization using successive quadratic programming method. IEEE Transaction on Power Systems Vol 13 N04 Noviembre 1998.
- 20 Hernández G. Eficiencia en el suministro eléctrico de baja tensión. Tesis de Maestría. 2000.
- 21 Hernández Galicia, Julio A., "Planificación de la compensación reactiva mediante programación evolutiva" Tesis de Maestría, Universidad Autónoma Monterrey, 2000
- 22 Hernández, A., B. P. Buckles, C. A. Coello, "Estrategias evolutivas: La versión alemana del algoritmo genético (Parte I)", en Revista Soluciones Avanzadas, núm. 62, 1998
- 23 Herraiz J. S. Aportaciones al estudio del flujo armónico de carga. Universidad Politécnica de Cataluña. Departamento de Ing. Eléctrica. España. 2002.
- 24 Hsu Y. Y.; Lu F. Chang. "A combined artificial neural network fuzzy dynamic programming approach to reactive power /voltage control in a distribution substation". IEEE Transaction on Power Systems Vol 13 N04, Noviembre 1998.
- 25 IEEE Standard 399-1977, "Industrial and Commercial Power Systems Analysis", Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1977.
- 26 Ingeniería de Telecomunicaciones y Potencia (INTELYP, C.A.), Informe final del Proyecto: "Restablecimiento de la Información del Sistema Eléctrico del Aeropuerto de Maiquetía". Marzo de 2002.

- 27 Jwo, W. S. et al. "Hybrid Expert System and Simulated Annealing Approach to Optimal Reactive Power Planning" IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., vol42, núm. 4, 1995.
- 28 Kasikci I (2000) "Power Quality Problems and its solutions". Large Engineering Systems Conference Series, Halifax, Canada.
- 29 Lee, K. Y. y F. F. Yang. "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, núm. 1, 1998
- 30 Maliuk S. Compensación de potencia reactiva en la producción. Stgo de Cuba. Edit.Oriente.1980.
- 31 Massey Gregory. Design Solutions for Harmonic Load Current Effects on Electrical Power Distribution Equipment. 1995.
- 32 Mazorra J. Metodología para la minimización técnico económica de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos industriales. Revista Energética. ISPJAE. Julio 1986.
- 33 Merlin Gerin, Schneider Electric. Soluciones para la atenuación de armónicos. www.schneider-electric.com
- 34 Pérez A. I. Compensación de potencia reactiva en sistemas industriales mediante banco de capacitores. Tesis doctoral. Santa Clara. 1994.
- 35 Pérez A. I Compensación de la Potencia Reactiva en la Empresa Cloro Sosa de Agua. FIE. 2002.
- 36 Pérez Abril I. and González Quintero José Angel.VAR Compensation by Sequential Quadratic Programming IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003.
- 35 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD (2001). Informe sobre Desarrollo Humano 2001.
- 37 PROICOM, C.A., Proyecto de evaluación para corregir el factor de potencia en los sistemas eléctricos del IAAIM. Agosto de 2002.
- 38 Salam, Chickhani, Hackman. A probabilistic Heuristic for a Computationally Difficult Set Covering Problem", Operation Research Letters, Vol. 8, pp. 67-71. 1994.
- 39 Santoso, N. I. y O. T. Tan. "Neural Net Based Real Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems", IEEE PES Summer Meeting, 1989 SM
- 40 Schneider Electric - Merlin Gerin,. Manuel teórico-práctico. www.schneider-electric.com

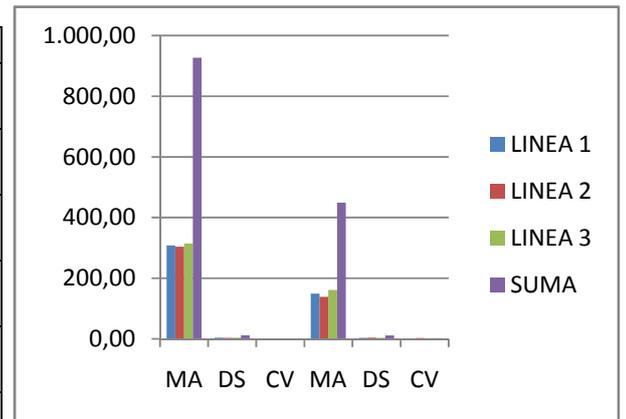
- 41 Senner Adolf. Principios de electrotecnia. Edit. Reverte. 1994.
- 42 Stevenson W., Grainger J. “Análisis de Sistemas de Potencia”. McGraw Hill, 1996.
- 43 Tsai, Chini. New Fuzzy Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems. Proc. IEEE International Conference on Industrial Tecnology. 1996.
- 44 Valcarcel M. F. Análisis del régimen permanente de los sistemas eléctricos de potencia con elementos no lineales mediante un método de reparto de carga. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid España. 1991.
- 45 Wang Y, y Wilsun Xu. An Investigation on the Reactive Power Support Service Needs of Power Producers. IEEE. Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 1, February 2004
- 46 Wildi T., Navarro R. y Ortega L. “Máquinas eléctricas y sistemas de potencia”, Edit. Pearson Educación. 2007.
- 47 Willis H.L. Power distribution planning reference book. Marcel Dekker Inc, New York. 1997.
- 48 Willis H.L. Power distribution planning reference book. Marcel Dekker Inc, New York. 1997.
- 49 Wood A., Wollenberg B. “Power Generation, Operation and Control” John Wiley & Sons,1984.
- 50 Xia.D., Heydt. G. T. Harmonic Power Flow Studies. Part II Implementation and Practical Applications. . IEEE Trans Pas101 num6 págs 1266-1270 Junio. 1982 b
- 51 Xu W.; Marti J. R. Harmonic analysis of systems with static compensation. IEEE Transaction on Power Systems Vol 6 N01 Febrero.1991.

ANEXO A:

1. Valores estadísticos de P y Q para los 6 días en períodos de 4 horas, correspondiente al segundo día de medición

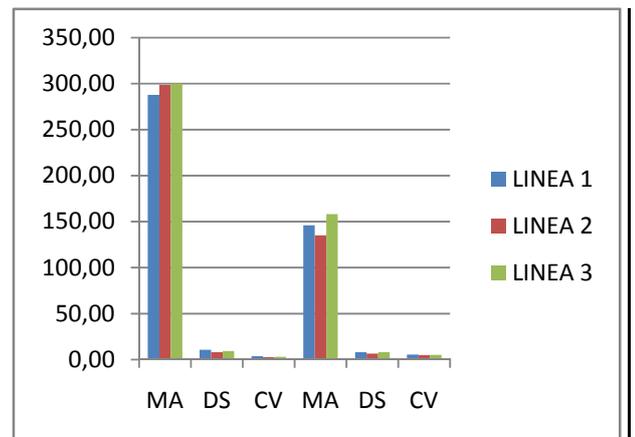
Periodo 1 Inicio Hora Fecha
 10:30 a.m. 11/05/2009
 Fin 02:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	307,90	304,10	314,90	926,90
	DS	4,17	3,83	3,91	11,91
	CV	1,35	1,26	1,24	1,28
Q (kVAR)	MA	149,37	138,66	161,38	449,41
	DS	3,41	4,20	3,83	11,44
	CV	2,28	3,03	2,37	2,55



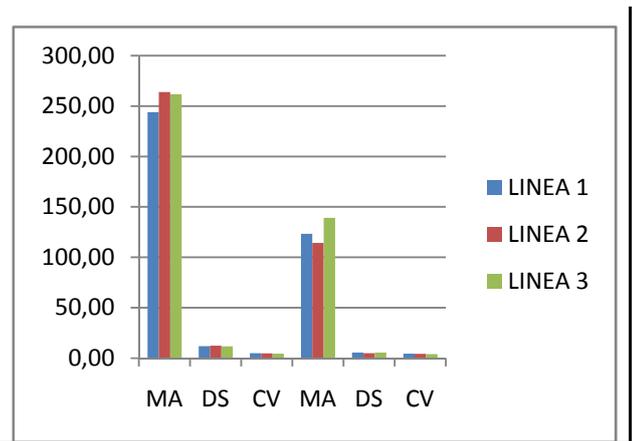
2 Inicio Hora Fecha
 02:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 06:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	287,81	298,77	300,03	886,60
	DS	10,59	8,10	9,22	27,90
	CV	3,68	2,71	3,07	3,15
Q (kVAR)	MA	145,92	135,14	158,05	439,11
	DS	8,05	6,59	8,08	22,72
	CV	5,51	4,88	5,11	5,17



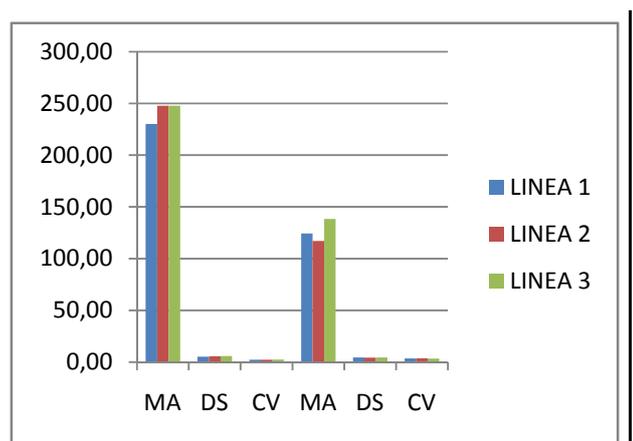
3 Inicio Hora Fecha
 06:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 10:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	243,95	263,76	261,69	769,40
	DS	11,95	12,50	11,66	36,11
	CV	4,90	4,74	4,46	4,69
Q (kVAR)	MA	123,27	114,41	139,11	376,79
	DS	5,51	4,97	5,48	15,96
	CV	4,47	4,35	3,94	4,24



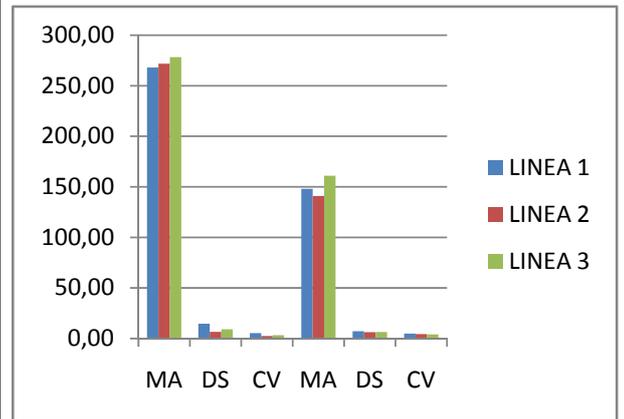
4 Inicio Hora Fecha
 10:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 02:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	230,28	247,79	247,74	725,81
	DS	5,22	5,70	5,84	16,76
	CV	2,27	2,30	2,36	2,31
Q (kVAR)	MA	124,27	117,12	138,42	379,80
	DS	4,35	4,17	4,52	13,04
	CV	3,50	3,56	3,27	3,43



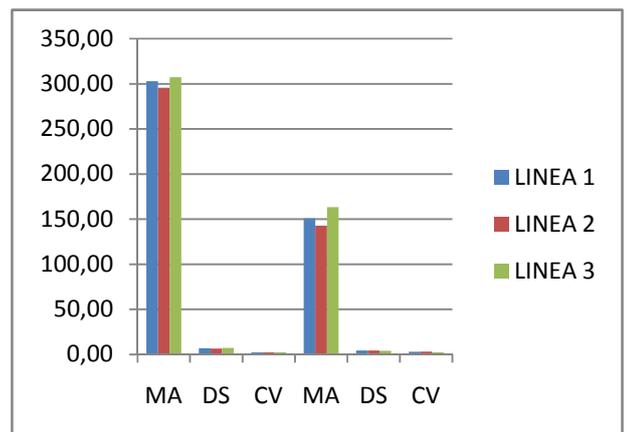
5 Inicio 02:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 06:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	268,08	271,79	278,15	818,01
	DS	14,58	6,68	9,10	30,36
	CV	5,44	2,46	3,27	3,71
Q (kVAR)	MA	148,06	140,89	161,02	449,96
	DS	7,19	6,27	6,44	19,90
	CV	4,86	4,45	4,00	4,42



6 Inicio 06:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 10:30 a.m. 12/05/2009

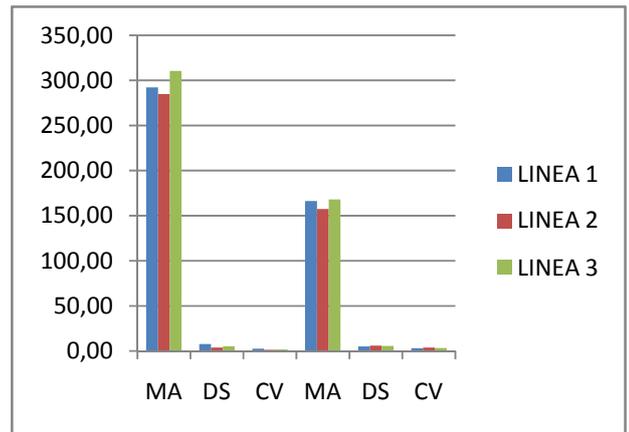
		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	302,79	295,60	307,29	905,68
	DS	6,88	6,52	7,24	20,63
	CV	2,27	2,20	2,36	2,28
Q (kVAR)	MA	150,92	142,75	163,29	456,95
	DS	4,40	4,35	4,00	12,76
	CV	2,92	3,05	2,45	2,79



2. Valores estadísticos de P y Q para los 6 días en períodos de 4 horas, correspondiente al tercer día de medición

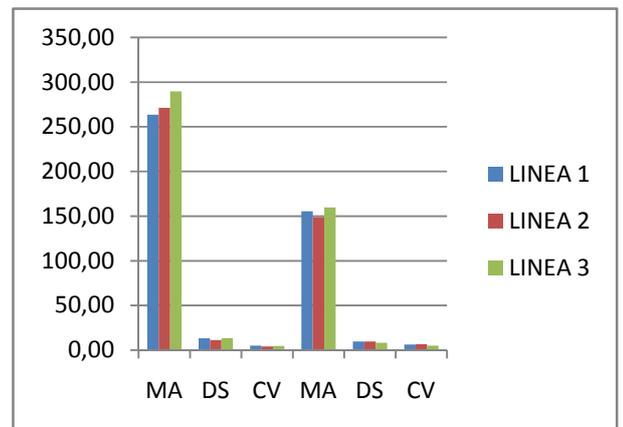
1 Inicio 10:30 a.m. 11/05/2009
 Fin 02:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	292,37	284,85	310,52	887,73
	DS	7,78	3,85	5,11	16,74
	CV	2,66	1,35	1,64	1,89
Q (kVAR)	MA	166,31	157,59	167,94	491,85
	DS	5,05	5,86	5,45	16,36
	CV	3,04	3,72	3,25	3,33



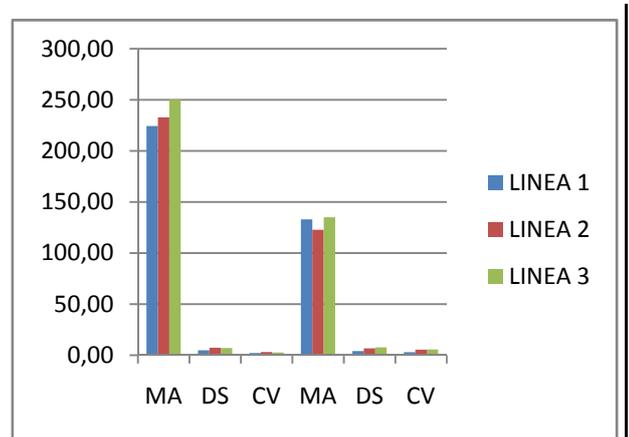
2 Inicio 02:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 06:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	263,63	271,31	289,66	824,60
	DS	13,18	11,23	13,42	37,83
	CV	5,00	4,14	4,63	4,59
Q (kVAR)	MA	155,56	148,88	159,65	464,09
	DS	9,75	9,81	8,09	27,65
	CV	6,27	6,59	5,07	5,96



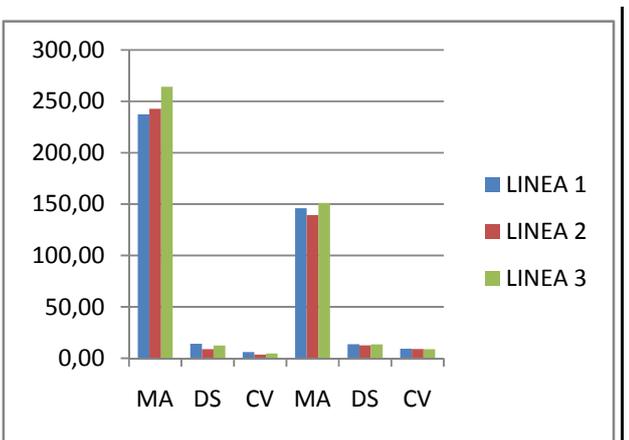
3 Inicio Hora Fecha
 06:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 10:30 p.m. 11/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	224,49	232,77	250,11	707,37
	DS	4,85	7,37	6,92	19,15
	CV	2,16	3,17	2,77	2,71
Q (kVAR)	MA	133,05	122,83	135,03	390,91
	DS	4,07	6,74	7,58	18,40
	CV	3,06	5,49	5,62	4,71



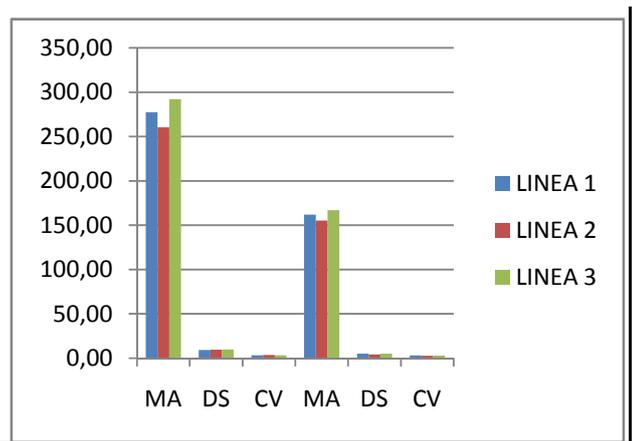
4 Inicio Hora Fecha
 10:31 p.m. 11/05/2009
 Fin 02:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	237,26	242,78	264,13	744,18
	DS	14,25	8,95	12,34	35,55
	CV	6,01	3,69	4,67	4,78
Q (kVAR)	MA	146,13	139,24	151,10	436,47
	DS	13,62	12,57	13,51	39,70
	CV	9,32	9,03	8,94	9,10



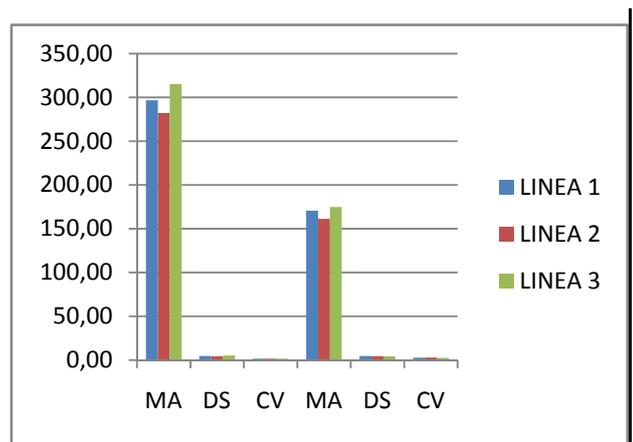
5 Inicio Hora Fecha
 02:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 06:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	277,26	260,38	292,03	829,68
	DS	9,30	9,67	9,78	28,75
	CV	3,35	3,71	3,35	3,47
Q (kVAR)	MA	161,93	155,22	167,05	484,20
	DS	5,01	4,28	5,06	14,35
	CV	3,09	2,76	3,03	2,96



6 Inicio Hora Fecha
 06:31 a.m. 12/05/2009
 Fin 10:30 a.m. 12/05/2009

		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	SUMA
P (kW)	MA	296,90	282,02	314,99	893,90
	DS	4,53	4,33	5,13	14,00
	CV	1,53	1,54	1,63	1,57
Q (kVAR)	MA	170,53	161,30	174,91	506,74
	DS	4,58	4,52	4,25	13,35
	CV	2,69	2,80	2,43	2,63



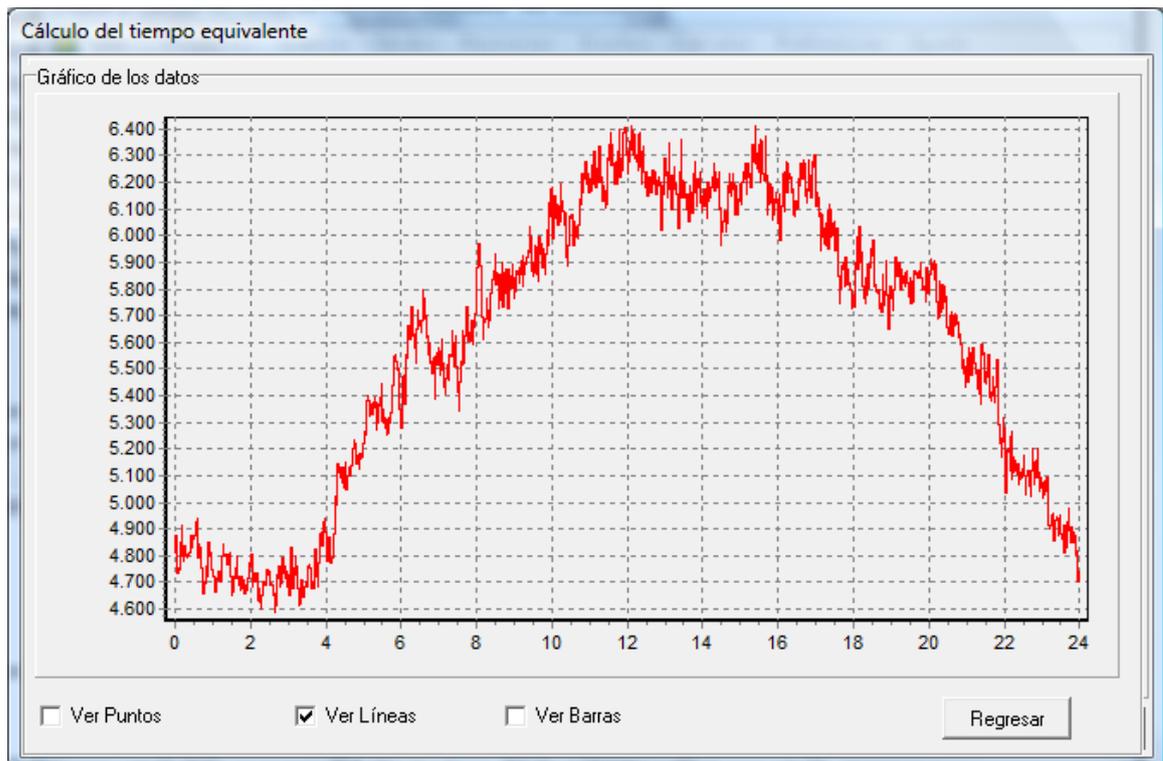
ANEXO B

Figura Anexo B: Gráfico de la demanda de potencia activa (eje vertical, MW) con respecto al tiempo (eje horizontal, dado en horas)