



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERA ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**TEMA: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
MONITOREO DE ENERGÍA Y ANÁLISIS DE PROBLEMAS
ELÉCTRICOS QUE AFECTAN A LA CALIDAD DE ENERGÍA
EN LA EMPRESA SOCIEDAD DE DESTILACIÓN DE
ALCOHOLES S.A.**

AUTOR:

FLORES SÁNCHEZ, KARLA MARCELA

**DIRECTOR: ING. CHACÓN ENCALADA, LUIS
ALEJANDRO**

SANGOLQUÍ

2017



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de investigación: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ENERGIA Y ANÁLISIS DE PROBLEMAS ELÉCTRICOS QUE AFECTAN A LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA EMPRESA SOCIEDAD DE DESTILACIÓN DE ALCOHOLES S.A.”**, realizado por el señor **KARLA MARCELA FLORES SÁNCHEZ**, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar la señorita **KARLA MARCELA FLORES SÁNCHEZ** para que lo sustente públicamente.

Sangolquí, 23 febrero 2017

Ing. Luis Alejandro Chacón Encalada MSc.

DIRECTOR



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Yo, FLORES SÁNCHEZ KARLA MARCELA, con cédula de identidad N° 1714965793 declaro que este trabajo de titulación “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ENERGIA Y ANÁLISIS DE PROBLEMAS ELÉCTRICOS QUE AFECTAN A LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA EMPRESA SOCIEDAD DE DESTILACIÓN DE ALCOHOLES S.A.” ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas. Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Sangolquí, 23 de Febrero del 2017

Srta. Karla Marcela Flores Sánchez

C.C. 1714965793



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

AUTORIZACIÓN

Yo, **KARLA MARCELA FLORES SÁNCHEZ**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la biblioteca virtual de la institución el presente trabajo de titulación **“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ENERGIA Y ANÁLISIS DE PROBLEMAS ELÉCTRICOS QUE AFECTAN A LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA EMPRESA SOCIEDAD DE DESTILACIÓN DE ALCOHOLES S.A.”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Sangolquí, 23 de febrero 2017

Srta. Karla Marcela Flores Sánchez

C.C. 1714965793

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de investigación a Dios por tantas bendiciones recibidas en mi vida. A mis padres por ser un ejemplo de lucha, perseverancia, por demostrarme tanto amor, por siempre estar a mi lado apoyándome, guiándome y dándome su mano en cada momento. A mi hermano por ser mi amigo incondicional y darme la bendición de ser tía. A mis familiares que me apoyan en cada logro, y así sea a la distancia siempre me respaldan. A mis amigos que alegran mis días y me han brindado de momentos de felicidad únicos.

Karla

AGRADECIMIENTO

A Dios por la oportunidad de cada día poder cumplir mis sueños y darme la fuerza para seguir a lo largo de la carrera.

A mi familia, a mi madre Olga por ser incondicional conmigo, por no rendirse ante obstáculos y batallar día a día para vencer al cáncer. A mi padre Pablo por siempre apoyarme en mis ideas y proyectos, y por demostrarme que los sueños se pueden cumplir no importa la edad que uno tenga. A mi hermano Juan Pablo por apoyarme y brindarme risas, buenos momentos y sabias consejos.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE” por todos los conocimientos recibidos y darme una formación académica de calidad para poder desarrollarme en el campo laboral.

A mis amigos por acompañarme estos años en la universidad, brindarme alegrías y hacer más llevadera esta vida universitaria.

A la empresa Romansel S.A. y a Sociedad de Destilación de Alcoholes S.A. por permitirme realizar este trabajo, brindarme información confidencial y apoyarme a culminar mi carrera con éxito.

Al Ing. Dandy Torres por permitirme realizar el presente trabajo y al Ing. Daniel Quinde por ayudarme con sus conocimientos, guía para poder terminar mi trabajo de investigación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE FIGURAS	xiii
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT	xvi
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. La Empresa	1
1.2. Definición del proyecto:.....	1
1.3. Antecedentes.....	2
1.4. Justificación e importancia	3
1.5. Alcance del proyecto.....	4
1.6. Objetivos	6
1.6.1. General.....	6
1.6.2. Específicos.....	6
CAPÍTULO II.....	8
NORMALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA	8
2.1. Introducción.....	8
2.2. Perturbaciones eléctricas en el sistema	8
2.2.1. Variaciones lentas y rápidas de tensión	8
2.2.1.1. Caídas momentáneas de tensión (Voltage sags)	8
2.2.1.2. Elevaciones momentáneas de tensión (voltaje swells).....	10
2.2.1.3. Elevaciones permanentes de tensión.....	11

2.2.2.	Parpadeo (Flicker)	12
2.2.2.1.	Índices de evaluación del flicker	13
2.2.3.	Microrecortes	13
2.2.4.	Distorsión armónica.....	14
2.2.4.1.	Parámetros de los armónicos	15
2.2.4.2.	Definición de distorsión armónica THD	16
2.3.	Norma EN50160	16
2.4.	Norma IEC 6100032.....	19
2.5.	Norma IEC 6100024.....	21
2.6.	Norma IEC 61000430.....	21
2.7.	Norma ISO 50001	22
2.8.	Estándar IEEE 519	24
2.9.	Regulación del CONELEC 004/01.....	25
2.9.1.	Nivel de voltaje	26
2.9.2.	Perturbaciones	27
2.9.2.1.	Parpadeo (Flicker)	27
2.9.2.2.	Armónicos	29
2.9.2.3.	Factor de potencia	32
CAPÍTULO III.....		33
DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO.....		33
3.1.	Situación Actual	33
3.2.	Requerimientos del sistema	39
3.3.	Análisis	41
3.3.1.	Características de la red de datos.....	41
3.3.2.	Diseño de la base de datos	43

3.3.3.	Diseño de interfaces.....	48
3.3.3.1.	Filosofía del sistema	49
3.3.3.2.	Estructura de navegación de la interfaz	50
3.3.3.3.	Distribución de elementos en la pantalla	51
3.3.3.3.1.	Pantalla cuadro de mando.....	51
3.3.3.3.2.	Pantalla diagramas.....	52
3.3.3.4.	Nivel de acceso.....	55
3.3.3.5.	Uso de color	56
3.3.3.6.	Uso de fuentes e información textual	57
3.3.3.7.	Alarmas:	57
3.4.	Solución	58
CAPÍTULO IV		59
IMPLEMENTACION DEL SISTEMA		59
4.1.	Introducción.....	59
4.2.	Configuración de los medidores a la red.....	59
4.3.	Programación de totalizador.....	60
4.4.	Configuración de cuadros de mando:	61
4.5.	Implementación de HMI.....	63
4.6.	Configuración de alarmas	65
4.7.	Configuración de tablas	66
4.8.	Reporte personalizado	67
CAPÍTULO V.....		69
ANALISIS DE RESULTADOS		69
5.1.	Introducción.....	69
4.2.	Análisis del factor de potencia	69

4.2.1.	Corrección del factor de potencia de Anhidro	74
4.2.2.	Corrección del factor de potencia de Circuito de agua	75
4.2.3.	Corrección del factor de potencia de CO2.....	75
4.2.4.	Corrección del factor de potencia de MDT	76
4.2.5.	Corrección del factor de potencia de TPD1.....	76
4.2.6.	Corrección del factor de potencia de Torre ITS	77
4.2.7.	Resumen de capacitancias a compensar	78
5.3.	Análisis de la distorsión armónica de voltaje	78
5.4.	Análisis de distorsión armónica de corriente	82
CAPITULO 6.....		84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		84
6.1.	Conclusiones	84
6.2.	Recomendaciones	86
Bibliografía		87

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1	Tabla de tipo de variaciones de caída de tensión	9
Tabla 2	Tabla de variaciones de elevación de tensión	11
Tabla 3	Niveles de compatibilidad de la severidad del Flicker	13
Tabla 4	Parámetros de la norma EN50160.....	18
Tabla 5	Limites para los equipos clase A según la norma 61000-3-2	20
Tabla 6	Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal	27
Tabla 7	Orden de Armónicos según CONELEC 004/01	31
Tabla 8	Características de medición del medidor ION 6200	35
Tabla 9	Características de medición del medidor PM800.....	36
Tabla 10	Características de medición del medidor PM5560.....	37
Tabla 11	Variables a supervisar en el sistema de monitoreo	40
Tabla 12	Incremento de crecimiento diario según medidor.....	46
Tabla 13	Crecimiento de base de datos dependiendo el número de medidores .	47
Tabla 14	Crecimiento de la tabla debido el componente que posea el sistema .	48
Tabla 15	Colores de Fondo.....	56
Tabla 16	Colores para el Texto	56
Tabla 17	Configuración de Medidores a la red de datos	59
Tabla 18	Descripción de Alarmas en el Sistema.....	65
Tabla 19	Factor de potencia promedio por zonas	69
Tabla 20	Datos para mejorar el factor de potencia	71
Tabla 21	Resumen de capacitaciones a compensar.....	78
Tabla 22	Limites de distorsión de Voltaje	79
Tabla 23	Comparación entre límites de CONELEC e IEEE 519-1992.....	79

**Tabla 24 Limites de distorsión de Corriente para sistema de distribución
en General desde 120 V hasta 69kV 82**

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1 Herramientas de desarrollo del Power Monitoring Expert 8.0.....	6
Figura 2 Evento Sag, la caída de tensión se muestra en color rojo	8
Figura 3 Evento Swell, incremento de tensión en color rojo.....	10
Figura 4 Efecto de la instalación de un banco de capacitores grande en un sistema de baja carga (2700 kVAr distribuidos)	12
Figura 5 Señal con tercer armónico	14
Figura 6 Modelo de gestión de energía según ISO 50001	24
Figura 7 Mapa zonas de empresa Soderal S.A.....	33
Figura 8 Arquitectura del sistema de Monitoreo Soderal S.A.....	42
Figura 9 Gráfica de relación de tablas de base de datos Ion_SystemLog.....	43
Figura 10 Gráfica de relación de tablas de base de datos Ion_Data	44
Figura 11 Gráfica de relación de tablas de base de datos Ion_Network.....	45
Figura 12 Estructura de HMI según norma SP 101	49
Figura 13 Navegación del sistema de monitoreo de Soderal S.A.....	50
Figura 14 Plantilla de pantalla cuadro de mando	52
Figura 15 Plantilla pantalla inicio	53
Figura 16 Plantilla pantalla unifilar	53
Figura 17 Plantilla pantalla mapa	54
Figura 18 Plantilla pantalla arquitectura	55
Figura 19 Acceso pantallas usuario supervisor	55
Figura 20 Suma de valores para totalizador de ITS	60
Figura 21 Cuadro de mando principal.....	61
Figura 22 Distribución de cuadro de mando turbogenerador	61
Figura 23 Distribución de cuadro de mando factor de potencia	62

Figura 24 Distribución de cuadro de mando energía de planta por áreas	62
Figura 25 Distribución de cuadro de mando THD total de la planta.....	63
Figura 26 Pantalla diagramas inicio (HOME)	63
Figura 27 Pantalla diagramas unifilar	64
Figura 28 Pantalla diagramas mapa	64
Figura 29 Pantalla diagramas arquitectura	65
Figura 30 Pantalla de alarmas del sistema	66
Figura 31 Tabla de lecturas básicas del sistema.....	66
Figura 32 Código inicializar objetos.....	68
Figura 33 Código para leer información de una hoja a otra hoja	68
Figura 34 Triangulo de potencias con compensación capacitiva.....	70
Figura 35 Banco de condensadores en triángulo.....	73
Figura 36 Banco de capacitores en estrella.....	74
Figura 37 THDv del mes de julio, agosto, septiembre 2016	80

RESUMEN

La empresa Sociedad de Destilación de Alcoholes S.A. ubicada en Marcelino Maridueña, en la provincia del Guayas requiere un sistema de monitoreo de calidad de energía. El sistema debe contar con ciertos requerimientos según la norma ISO 50001 y según necesidades específicas de la empresa. Para la implementación del sistema se utilizará el software Power Monitoring Expert V8.0 fabricado por Scheneider Electric. El presente trabajo de investigación consta de tres fases: diseño del sistema de monitoreo de calidad de energía, implementación del sistema y análisis de resultados. Después de la implementación se tomó los datos de los meses de julio, agosto y septiembre para realizar el análisis de datos. Para el análisis de resultados se tiene una investigación previa sobre la normativa de la calidad energética y sobre los procesos que se utilizan en la empresa.

PALABRAS CLAVES:

- CALIDAD DE ENERGÍA
- SISTEMA DE MONITOREO
- FACTOR DE POTENCIA
- ARMÓNICOS DE CORRIENTE
- ARMÓNICOS DE VOLTAJE

ABSTRACT

The company “Sociedad de Destilación de Alcoholes S.A.” located in Marcelino Maridueña - Guayas requires a power quality monitoring system. The system must have requirements according to ISO 50001 and specific requirements of the company. For the system implementation, will use the software Power Monitoring Expert V8.0 manufactured by Schneider Electric. This research consists of three phases: design of the power quality monitoring system, implementation system and analysis of results. After the implementation, the data of the months of July, August and September were taken to do the data analysis. For the analysis of results is necessary a previous research on the regulation of the power quality and on the processes that are used in the company.

KEYWORDS:

- POWER QUALITY
- MONITORING SYSTEM
- POWER FACTOR
- CURRENT HARMONICS
- VOLTAGE HARMONICS

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. La Empresa

Desde el año 1970 en Ecuador se nota una alta demanda de alcohol etílico que no abastecen todas las destilerías del país, ya que su uso es cada vez mayor, por lo cual es necesario mejorar la calidad y conseguir una máxima producción utilizando nuevas técnicas de elaboración; con este fin se crea la empresa Sociedad de destilación de Alcoholes S. A. (SODERAL S.A.) que fue instalada en 1993, con gran parte de equipos obtenidos de la empresa Alcolesa ubicada en Uyumbicho (Quito).

Es una compañía perteneciente a Sociedad Agrícola e industrial San Carlos, está ubicada en Marcelino Maridueña, provincia de Guayas junto al Ingenio San Carlos a 67 km. de Guayaquil; la planta inicio sus operaciones en noviembre de 1993 con una capacidad de 30 000 litros por día de Alcohol Etílico Extraneutro Rectificado.

La materia prima tiene que pasar por una serie de procesos como la clasificación de mosto, prefermentación de la levadura, fermentación y destilación del vino para luego volver a ser destilado y así obtener alcohol etílico extraneutro rectificado, que luego será almacenado para su despacho.

La empresa fue creciendo así en 1997 rompió con un record de producción anual con 9'654.453 litros de alcohol etílico extraneutro rectificado, actualmente Soderal S. A. exporta a Colombia el 40% de su producción total, además se encuentra mejorando las instalaciones, aumentando su capacidad de producción y ha decidido tener un mayor control de la calidad energética.

1.2. Definición del proyecto:

Este proyecto de investigación establece la adquisición, monitorización y visualización de datos que permitirá al supervisor evitar toma de datos manuales los cuales tienen como propósito el llevar un registro y comparar consumos medidos internamente con los que indica la factura de Empresa Eléctrica, esta información actualmente la almacenan en un archivo de Excel; la aplicación tendrá visualización

en tiempo real, y con ella se podrá disminuir errores sistemáticos que son los relacionados por las destrezas del operador al momento de dicha medición diaria.

Luego de tener datos de los consumos mensuales se realiza análisis de según las normas que regulen la calidad energética y tratar de brindar soluciones a la empresa para ponerlas en ejecución de ser posible.

1.3. Antecedentes

La energía eléctrica es el principal insumo de la industria por esta razón es importante saber gestionarla, en el Ecuador según el Balance Energético Nacional 2013 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la electricidad representa el 30,7 % de la demanda energética de la industria, quedando en segundo lugar siendo el primero el diésel con 39,2%; si las empresas tratan de manejar la energía de manera óptima se podría ahorrar en consumos y así obtener reducción de costos de producción y ser más competitivos.

La competitividad se busca al optimizar el proceso productivo mediante:

- Utilización de equipos de alta eficiencia como motores, bombas, etc.
- Automatización de procesos.
- Reducción de costos vinculados a la calidad energética.
- Reducción de pérdidas de energía.
- Prevención del sobredimensionamiento y tarifas extras.
- Prevención del envejecimiento prematuro de los equipos.

La calidad de energía eléctrica es la normalización de la misma mediante normas que fijan los parámetros, niveles, forma de onda, armónicos, etc. La buena calidad de la energía no es fácil de obtener ni de definir, porque su medida depende de las necesidades de los equipos que se vaya a alimentar.

El concepto de calidad de la energía eléctrica no es absoluto debido a que depende de las necesidades del usuario. Un alto nivel de calidad de la energía eléctrica generalmente se puede entender como un bajo nivel de Perturbaciones.

1.4. Justificación e importancia

Actualmente el estudio de la calidad energética cada vez se ha vuelto más importante tomando como razón fundamental la búsqueda del aumento de la productividad y competitividad de las empresas, por eso se puede decir que existe una interrelación entre calidad energética, eficiencia y productividad.

La principal razón para estudiar la calidad de la energía eléctrica es para conocer los requerimientos de calidad de las cargas actuales; un principal problema es el desperdicio de energía eléctrica en las empresas, después de una investigación de varios de estos procesos se ha encontrado lo siguiente:

- Pérdidas eléctricas.
- Incrementos de riesgos eléctricos.
- Reducción de los costos de operación de la red eléctrica.
- Uso racional de la energía.
- Crecimiento de la Instalación.
- Operaciones erróneas de equipos y aparatos eléctricos.
- Redes obsoletas.
- Incremento de equipos electrónicos.
- Incremento de la susceptibilidad de los sistemas.
- Reducción de la vida útil de equipos y aparatos eléctricos.
- Incremento de interconexiones.
- Mejorar la protección y la confiabilidad de las cargas.

En la industria se cuenta con una gran variedad de equipos de automatización y control que han producido problemas de confiabilidad de la producción pues estos equipos son fuente de perturbaciones en las ondas de tensión y corriente, además que son sensibles a distorsiones; tomando en cuenta esto al existir una variación en la calidad de la energía eléctrica puede ocasionar fallas que paralicen la producción y que se vea reflejado en costos inesperados.

El elevado crecimiento de la empresa ha traído como consecuencia una expansión energética, así como el desarrollo tecnológico, esto implica una gran cantidad de

dispositivos electrónicos, máquinas eléctricas con controles de estado sólido, transformadores, etc., los cuales producen perturbaciones eléctricas.

Las perturbaciones en las ondas de tensión y corriente pueden ocasionar daños a las condiciones óptimas eléctricas del suministro, multas emitidas por la Empresa Eléctrica al tener un factor de potencia no permitido y ocasionar el mal funcionamiento o daño de equipos y por consecuencia a los procesos dentro de la empresa, por esta razón se quiere un tratamiento integral del problema y se llevará a cabo a través del monitoreo y reportes del sistema energético de la empresa.

Los problemas que la empresa presenta actualmente son muchas por parte de la Empresa Eléctrica y algunos equipos se han dañado se asume que es causa de una distorsión armónica total (THD) mayor a 5%, la empresa está interesada en invertir en el sistema porque con él se podrá realizar un diagnóstico y saber cuál es el problema a detalle en cada zona de la planta respecto a calidad de la energía, esto se logrará a través de la medición de voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia y armónicos; y basándose en un análisis R&R que consiste en un estudio de repetitividad y reproducibilidad para poder establecer posibles soluciones para lograr calidad energética

1.5. Alcance del proyecto

A través de un sistema de monitoreo integrado de medición de parámetros eléctricos se realizará un diagnóstico de los problemas eléctricos que afectan a la calidad energética en la planta de producción SODERAL S.A.

Luego de realizar un análisis de repetitividad y reproductividad, se podrá buscar las posibles soluciones a los problemas encontrados.

Se implementará un sistema centralizado, con 13 medidores que tiene la capacidad tomar datos de voltajes, corrientes, potencia, factor de potencia, armónicos, energía, demanda; los cuales están ya conectados en las siguientes zonas de la empresa:

- Turbogenerador
- TDP1

- Planta Anhidro
- Planta MDT
- Planta CO2
- ITS
- Circuito de Agua
- Fermentación
- Torre ITS
- Torre Fermentación
- Administración
- Cancha
- Total Planta

El sistema de monitoreo contará con:

Cuadros de Mandos: Donde se mostrará información guardada, esta información estará almacenada en una base de datos

Diagramas: Constará de diagramas unifilares, mapa de planta, de arquitectura, detalle de parámetros eléctricos para cada dispositivo de la red

Tablas: Las tablas muestran datos en tiempo real de uno o varios dispositivos, estas son configurables y editables si desea el usuario. Se plantea creación de tablas de: energía (activa, aparente y reactiva), potencia (activa, aparente y reactiva), factor de potencia, voltajes corrientes, frecuencia para todos los equipos y armónicos para medidor principal.

Alarmas: Existirá tres tipos de alarmas dependiendo su importancia general para todos los medidores.

Tendencias: Las tendencias nos permiten ver gráficos con datos en tiempo real de las variables de un dispositivo. Se configurará tendencias para armónicos de medidor principal.

Reportes Web: Reportes con plantillas que nos ofrece el software o características específicas del cliente y enviadas vía correo electrónico.

Se diseñará las pantallas de diagramas considerando lo recomendado por la guía GEDIS y la norma ISA SP-101.

La aplicación web se implementará mediante la plataforma de desarrollo de Power Monitoring Expert 8.0 de la empresa Schneider Electric, consta con las siguientes herramientas de desarrollo como se muestra en la figura 1:

Aplicación	Icon	Descripción
Management Console		Gestiona las comunicaciones con los dispositivos: añade , elimina y configura componentes de la red del sistema como los servidores , puertas de enlace , medidores , etc. En su interior se encuentran herramientas adicionales de configuración ,tiene un Menú de Herramientas, aplicaciones que permiten hacer gestión de usuarios , personalizar medidores de otros fabricantes, entre otras.
Vista		Diseño de la interfaz gráfica del sistema. Monitoreo en tiempo real.
Designer		Desarrollo de aplicaciones particulares. Programación de lógica de medidores (reales y virtuales). Programación orientada a objetos
Reporter		Genera y configure reportes personalizados

Figura 1 Herramientas de desarrollo del Power Monitoring Expert 8.0

En Software funciona con red modbus, se puede conectar cualquier medidor que trabaje bajo este protocolo, al igual que se puede enlazar a sistemas Scada por OPC (es un estándar de comunicación basado en una tecnología Microsoft).

1.6. Objetivos

1.6.1. General

Implementar un sistema de monitoreo de energía para Sociedad de Destilación de Alcoholes S.A para buscar posibles soluciones a problemas eléctricos encontrados.

1.6.2. Específicos

- Diseñar un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos centralizado para cumplir la norma ISO 500001.

- Implementar el sistema con el fin de tener información guardada para poder calcular consumos mensuales de energía.
- Diseñar las Interfaces HMI (Interfaz Hombre Máquina) centradas en el usuario en la parte de diagramas
- Monitorizar el sistema a distancia, desde cualquier dispositivo conectado a la red de la empresa para que la información se encuentre al alcance del área administrativa y técnica.
- Evaluar el consumo eléctrico a partir del sistema integrado para realizar posibles mejoras futuras.
- Analizar los datos del consumo energético para determinar su influencia en la eficiencia de consumo de Energía Eléctrica
- Determinar posibles soluciones para mejorar la calidad de energía en SODERAL S.A.
- Facilitar la posibilidad de establecer planes y programas de ahorro y eficiencia energética para reducir el costo mensual por consumo de energía de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

NORMALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA

2.1. Introducción

En el presente capítulo se describe la normalización de la calidad de energía con el fin de ampliar el conocimiento sobre el tema y poder entender todos los factores y circunstancias que se pueden presentar en la empresa, se encuentra información de la normalización en general basado en normas internacionales que son la norma IEC 6100032, IEC 6100024, IEC 61000430, ISO 500001, IEEE 519 y con la regulación que cuenta el Ecuador del El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Se normalizo los valores de voltaje y frecuencia debido los componentes o equipos que se fabrican en serie, estos tienen un voltaje de funcionamiento determinado y frecuencia específica, así mismo el factor de potencia se genera debido a las cargas que tenga cada industria y no afecte a la red eléctrica.

2.2. Perturbaciones eléctricas en el sistema

2.2.1. Variaciones lentas y rápidas de tensión

2.2.1.1. Caídas momentáneas de tensión (Voltage sags)

Es la reducción momentánea del valor eficaz del voltaje nominal este decremento puede ser de un 10% hasta un 90% y con una duración entre 0.5 ciclos hasta un minuto.

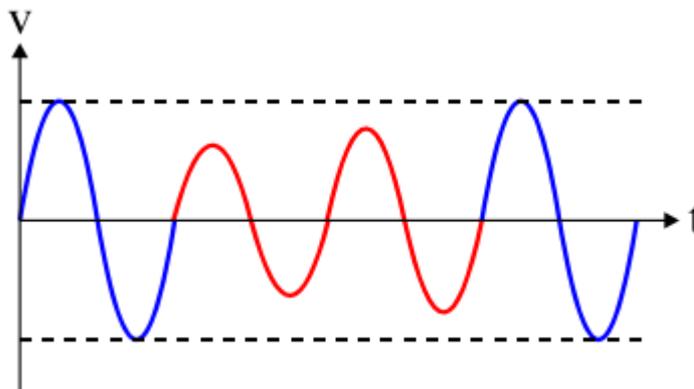


Figura 2 Evento Sag, la caída de tensión se muestra en color rojo

Según la IEEE 1159 las perturbaciones de tensión de variaciones de corta duración para huecos de tensión se encuentran las siguientes variaciones que indica la tabla 1:

Tabla 1

Tabla de tipo de variaciones de caída de tensión

TIPO DE VARIACION	DURACION	MAGNITUD
Instantáneos	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 p.u.
Momentáneos	30 ciclos -3	0.1 – 0.9 p.u.
Temporales	3 s-1 min	0.1 – 0.9 p.u.

Fuente: (IEEE1159, 1995)

Causas

- Por el arranque de cargas grandes como las de motores, debido que durante el arranque pueden demandar de 6 a 10 veces la corriente nominal y podría causar una caída de tensión en la red eléctrica.
- Por cambio entre las diferentes fuentes de alimentación en el suministro de la energía eléctrica.
- Por corto circuito, si existe un valor de corriente alto puede causar una caída de tensión debido a la impedancia de la red.
- Por fallas de regulación en el sistema eléctrico, y no se pueda mantener un nivel de tensión constante debido a equipos propiedad del usuario o bien propiedad del suministrador de energía.

Efectos

Debido a que la tensión RMS (Raíz Media Cuadrática) puede llegar a un valor por debajo del mínimo requerido por los equipos para seguir en operación, se pueden presentar fenómenos como:

- Los monitores de las computadoras parpadean e incluso puede apagarse completamente.
- Las bobinas de los contactores de motores pierden fuerza electromagnética de cierre y pueden abrir los contactos, dando como resultado paros no deseados de los procesos asociados en las líneas de producción, aire acondicionado, alumbrado.

2.2.1.2. Elevaciones momentáneas de tensión (voltaje swells)

Este incremento de tensión puede ser aproximadamente del 30% para sistemas de 4 hilos multiarrizados y sobre el 70% para sistemas de 3 hilos. La duración de esta sobretensión temporal depende de la protección del sistema y puede ir desde medio ciclo hasta minutos.

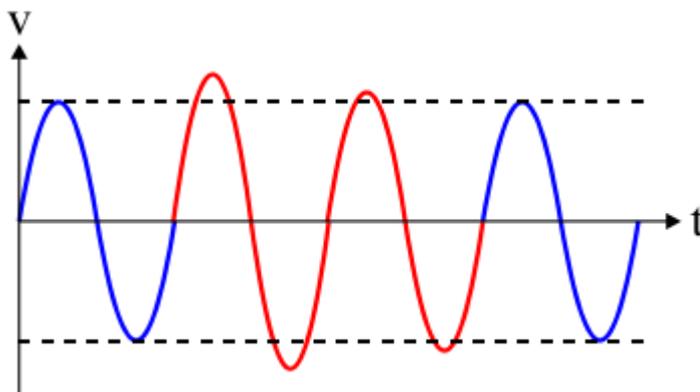


Figura 3 Evento Swell, incremento de tensión en color rojo

Según la IEEE 1159 las perturbaciones de tensión de variaciones de corta duración para elevaciones de tensión se encuentran las siguientes variaciones que indica la tabla 2:

Tabla 2**Tabla de variaciones de elevación de tensión**

TIPO DE VARIACION	DURACION	MAGNITUD
Instantáneos	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 p.u.
Momentáneos	30 ciclos -3	1.1 – 1.8 p.u.
Temporales	3 s-1 min	1.1 – 1.8 p.u.

Fuente: (IEEE1159, 1995)

Causas

- Por la desconexión de cargas grandes en la red de suministro.
- Por fallas de regulación en el sistema eléctrico debido a equipos propiedad del usuario o bien propiedad del suministrador.

Efectos:

- Daña y/o acorta el tiempo de uso de los elementos eléctricos y electrónicos debido a que son sometidos a una tensión que puede ser mayor a la del diseño, que genera envejecimiento y ruptura del aislamiento o dieléctrico del dispositivo y esto da como consecuencia un corto circuito.

2.2.1.3. Elevaciones permanentes de tensión

Algunas veces, durante condiciones de baja carga, los reguladores o los bancos de capacitores pueden sobrecompensar y crear una sobretensión que dura desde unos pocos segundos hasta muchas horas.

La figura 4 muestra el efecto que puede tener la colocación de un banco de capacitores grande en un sistema a baja carga. Se observa la tensión del sistema distribución que está usualmente limitado a 127, puede llegar hasta 130 voltios y está por encima de los rangos recomendados por la norma ANSI C84.1.

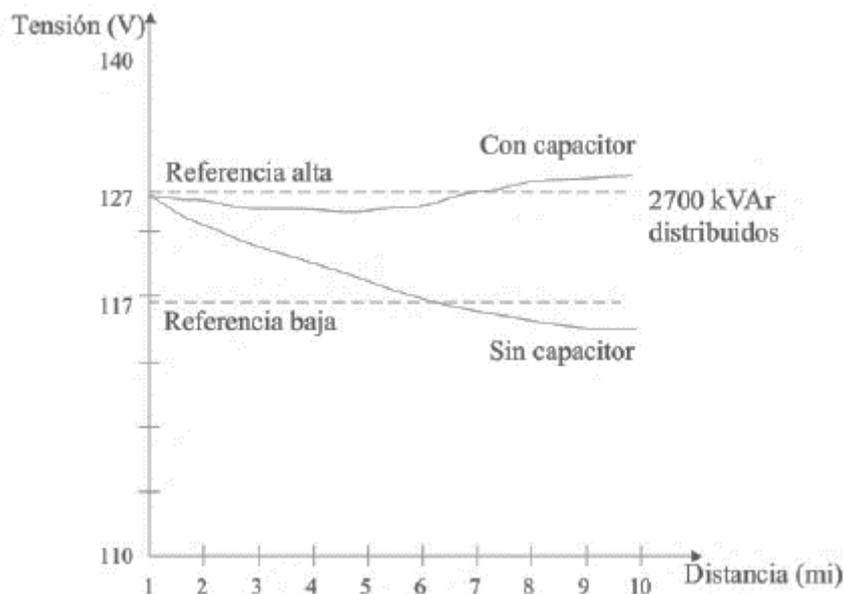


Figura 4 Efecto de la instalación de un banco de capacitores grande en un sistema de baja carga (2700 kVAr distribuidos)

2.2.2. Parpadeo (Flicker)

Los flickers son disturbios rápidos en la amplitud de la tensión, estos son de tipo conducido, no simétrico. Las variaciones de tensión tienen una duración entre varios milisegundos y una o dos décadas de segundos. Su amplitud de variación no supera $\pm 10\%$ del Voltaje nominal.

Los equipos de regulación de tensión de las empresas de energía no compensan las fluctuaciones instantáneas de tensión causadas por la aplicación intempestiva de cargas con bajo factor de potencia.

Las fluctuaciones de voltaje frecuentemente son producidas en los equipos o cargas conectadas al sistema eléctrico. Los principales generadores flickers son:

- Hornos del arco
- Máquinas soldadoras
- Alternadores estos pueden ser generadores eólicos e impulsados por combustión interna.
- Motores

2.2.2.1. Índices de evaluación del flicker

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} Pst_i^3}$$

Donde:

Pst: Evalúa la severidad del flicker a corto plazo, en intervalos de análisis de 10 minutos. Si el Pst es superior a 1, se considera que afecta negativamente.

Plt: Evalúa la severidad del flicker a largo plazo, en intervalos de análisis de 2 horas.

Como muestra la tabla 3 se tiene distintos valores de Pst y Plt dependiendo el nivel de tensión.

Tabla 3

Niveles de compatibilidad de la severidad del Flicker

NIVEL DE TENSION	Pst [P.U.]	Plt [P.U.]
Baja Tensión	1	0.8
Media Tensión	1	0.8
Alta Tensión	0.8 a 0.9	0.65 a 0.8

2.2.3. Microrecortes

Son anulaciones en la tensión de la red eléctrica o reducciones por debajo del 60% de su valor nominal con una duración menor a un ciclo. Se generan defectos en la red eléctrica o en la propia instalación del usuario. Como consecuencia existe mal funcionamiento en cargas muy sensibles y errores en las computadoras

2.2.4. Distorsión armónica

La norma UNE-EN-60150:1996 define la tensión armónica como "un componente sinusoidal de una onda periódica o cantidad que tiene una frecuencia que es un múltiplo entero de una frecuencia fundamental"¹, dicho de manera más simple un armónico se define como tensiones y/o corrientes presentes en un sistema eléctrico a un múltiplo de la frecuencia fundamental.

La aplicación de las técnicas de análisis de Fourier, una forma de onda distorsionada puede ser separada en una serie de formas de onda sinusoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de 60Hz. Así, la forma de onda de color verde de la figura 5, es la suma de las formas de onda color rojo que es una señal de 60 Hz y negro que es una señal de 300 Hz dando como resultado el tercer armónico.

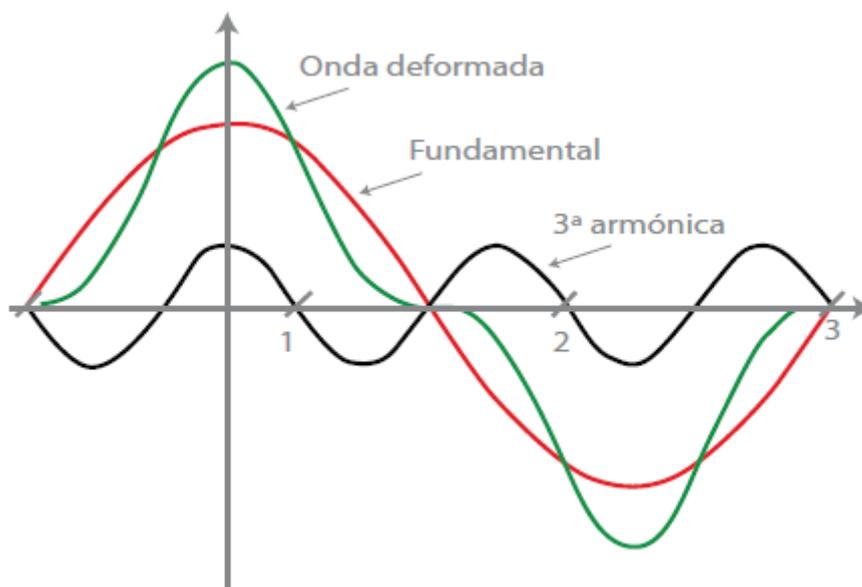


Figura 5 Señal con tercer armónico

Las principales fuentes de armónicos son las siguientes:

- Sistemas de potencia ininterrumpida (UPS).
- Sistemas cargadores de baterías.

¹ NORMA IEEE 519 -1992 "Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de potencia", p. 3

- Alternadores electrónicos.
- Accionamientos de frecuencia variable (VFDs).
- Controladores electrónicos de ascensores.
- Convertidos de frecuencia para motores síncronos y de inducción.
- Rectificadores.
- Accionadores de estado sólido.
- Hornos de arco y de inducción.
- Lámparas de encendido electrónico.
- Transformadores sobrecitados.
- Lámparas fluorescentes (y su accionador electrónico).
- Contactores vibratorios.
- TV, lámparas de descarga.
- Circuitos magnéticos saturables (transformadores, etc.)

2.2.4.1. Parámetros de los armónicos

Orden de los Armónicos

El orden de los armónicos se establece como la relación que hay entre la frecuencia del armónico (f_n) y la frecuencia fundamental, en este caso de 60 Hz.

$$n = \frac{f_n}{f_{60}}$$

Frecuencia

La frecuencia se establece como el resultado de multiplicar el número de orden del armónico por la frecuencia fundamental en Ecuador es de 60 Hz, por ejemplo:

3° armónica 3 x 60 Hz= 180 HZ

5° armónica 5 x 60 Hz= 300 HZ

7° armónica 7 x 60 Hz= 420 HZ

Los armónicos de orden impar son los que se encuentran en las redes eléctricas de la industria, edificios, aeropuertos, etc. Los de orden par solo aparecen cuando hay asimetría en la señal eléctrica.

Secuencia

La secuencia positiva o negativa de los armónicos no determinan su comportamiento en las redes eléctricas, los dos son igual de perjudiciales. Los de secuencia cero, al ser su frecuencia múltiplo eléctrico de la fundamental se desplazan por el neutro, originando que por el circule la misma o más intensidad que por las fases.

2.2.4.2. Definición de distorsión armónica THD

La THD tiene como definición la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las magnitudes de las componentes armónicas individuales dividido por la magnitud de la componente fundamental. La componente fundamental es con frecuencia de mayor interés, además de ser al componente de mayor magnitud. Para sistemas de potencia, la frecuencia fundamental es la frecuencia natural del sistema

$$THD = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f}$$

donde:

I_h = Componente armónica

h = Número del armónico

I_f = Componente fundamental

2.3. Norma EN50160

La norma explica las características principales que debe tener la tensión suministrada por una red general e distribución en baja y media tensión en condiciones normales y en el punto de entrega al cliente.

En la norma se encuentran los límites de las características de tensión que el cliente tiene derecho a esperar, y da los valores característicos en la red general de distribución. Incluye a las redes de baja tensión como las que tienen de tensión nominal menor o igual a 1kV, y como redes de media tensión con tensiones entre 1kV y 35kV.

El objetivo de la norma EN50160 es especificar y describir los valores que determinan la tensión de alimentación suministrada, estos pueden ser:

- Frecuencia
- Amplitud
- Forma de Onda:
- Factor de Distorsión Armónica
- Amplitudes armónicas
- Presencia de Flicker (Parpadeo)
- Simetría entre fases
- Huecos en Tensión
- Sobre-tensiones
- Interrupciones

En condiciones normales estas características pueden tener variaciones por modificaciones de la carga de la red, perturbaciones generadas por equipos y por causas externas. En segundo lugar, es muy importante tomar en cuenta los fenómenos existentes en la red, de presencia naturalmente aleatoria que corresponden a los eventos de tensión.

A continuación, la tabla 4 muestra un resumen de los parámetros de la norma

Tabla 4

Parámetros de la norma EN50160

PARAMETROS EN50160			
Porcentaje temporal		Límites	
%	Tiempo	Nominal	Rango
Frecuencia			
Redes Interconectadas - Sincrónicas			
99,50%	Anual	50 HZ	+ / - 1%
100,00%	de registro		+ 4% / - 6%
Redes Des sincronizadas - Tipo Isla			
95,00%	Semanal	50 HZ	+ / - 2%
100,00%	de registro		+ / - 15%
Intervalo de agregación: 10 s			
Tensión de suministro - Valores Nominales			
230 V - Fase/Neutro		230 V - Fase/ Fase	
baja Tensión = 1kV		Nominal = Declarada	
Media Tensión 1kV ~ 35 kV		Tensión Declarada	
Variaciones de Tensión de Suministro			
95,00%	Semanal	U Nominal	+ / - 10%
100,00%	Semanal		+ 10% / - 15%
Intervalo de agregación: 10 min			
Flicker - Parpadeo (Inter -armónicos)			
95,00%	Semanal	PLT =1	
Intervalo de agregación: 10 min			
Factor de Desbalance de Tensión			
95,00%	Semanal	Redes en General	0 ~ 2%
		Mono/Bifásicas	0 ~ 3%
Intervalo de agregación: 10 min			
Factor de Distorsión Armónica de Tensión			
95,00%	Semanal	Armónica hasta 40°	0~8 %
Intervalo de agregación: 10 min			
Variaciones de Tensión de Suministro			
95,00%	Semanal	Según tabla de Armónicos BT	
		Armónica hasta 25°	
Intervalo de agregación: 10 min			
Tensiones de Señalización			
99,00%	Diario	Según Curva M S V	
Intervalo de agregación: 3s			

2.4. Norma IEC 6100032

La norma IEC 61000 - 3-2: 2006 + A1 + A2 es aplicable para equipos eléctricos que se suministra desde la red de alimentación con tensión igual o superior a 220 V y corriente hasta 16A (incluida) para limitar la emisión componente armónico.

De esta norma quedan excluidos los siguientes equipos debido al marco de aplicación:

- El equipo con potencia nominal inferior a 75W, excepto equipos de clase C.
- Equipo profesional con potencia > 1 kW
- Elementos de calentamiento controlados Simétricamente con $\leq 200W$ poder
- Atenuadores independientes para luminarias incandescentes con potencia ≤ 1 kW
- EN 61000-3-2: 2006 + A1 + A2 compatibilidad electromagnética (EMC) - Parte 3 - 2: Límites - Límites para las emisiones de corriente armónica (corriente de entrada del equipo ≤ 16 A por fase)

Clasificación

Norma internacional EN 61000-3-2: 2006 + A1 + A2 tiene la clasificación de los equipos que son las siguientes:

Clase A:

- Equipo trifásico
- Aparatos electrodomésticos, excepto equipos de clase D
- Estacionarios, herramientas fijas
- Equipo de atenuación destinada a combinarse con las lámparas incandescentes
- Equipo de sonido
- Otros equipos que no está clasificado como Clase B, Clase C o D de clase

En la tabla 5 se muestra los límites que puede tener según la norma para los armónicos impares y pares.

Tabla 5

Límites para los equipos clase A según la norma 61000-3-2

Orden armónico h	Corriente armónica máxima permitida (A)
Armónicos Impares	
3	2.30
5	1.14
7	0.77
9	0.40
11	0.33
13	0.21
$15 \leq h \leq 39$	0.25 / h
Armónicos Pares	
2	1.08
4	0.43
6	0.30
$8 \leq h \leq 40$	1.84/h

Clase B:

- Herramientas portátiles
- Equipos de soldadura por arco no profesionales

Clase C:

- Equipos de iluminación

Clase D:

- Siguiendo el tipo de equipo con una potencia inferior a 600 W (incluido):
- Los ordenadores personales y similares
- Los receptores de televisión

2.5.Norma IEC 6100024

Esta norma establece los niveles de coexistencia para las perturbaciones a un lugar industrial, se puede aplicar en redes de distribución de 50 y 60 HZ, en baja y media tensión

Para la utilización de la norma se deber identificar los equipos y sus características para establecer la clase perteneciente y poder aplicar la norma. Las clases son las siguientes:

- Clase 1: Son equipos muy sensibles a perturbaciones
- Clase 2: Se relaciona a puntos de conexión común y puntos de conexión interior en la industria
- Clase 3: Se refiere a las alimentaciones a través de convertidores, máquinas de gran consumo de energía o motores grandes con arranques frecuente

2.6.Norma IEC 61000430

La norma IEC-61000-4-30 propone cuatro ventanas o intervalos de observación estándar que son los siguientes:

- Ventana base de observación de 200 ms (10 ciclos para 50Hz y 12 ciclos para 60Hz)
- Intervalos muy cortos: Promedios de 3 segundos, observando todos los ciclos
- Intervalos cortos: Promedios y estadísticos 10 minutos.
- Intervalos largos: Promedios y estadísticos 10 minutos

La norma IEC 61000-4-30 explica los procedimientos de medida de cada uno de los parámetros eléctricos en base a los cuales se determina la calidad del suministro eléctrico para poder tener resultados fiables, repetibles y comparables.

Además, precisa claramente la precisión, el ancho de banda y el conjunto de parámetros mínimos. La finalidad es eliminar las conjeturas a la hora de seleccionar con precisión un instrumento para el análisis de la calidad eléctrica.

Los parámetros que se incluyen son los siguientes:

- Frecuencia la tensión de alimentación.
- Magnitud de la tensión de alimentación.
- Flicker (parpadeo de tensión).
- Armónicos.
- Fluctuaciones de la tensión de alimentación.
- Interrupciones en la tensión de alimentación
- Desequilibrios en la tensión de alimentación.
- Transmisión de señales a través de la alimentación.
- Cambios rápidos en la tensión de alimentación.

Un equipo se clasifica como Clase A cuando cumple con la totalidad de la norma. Si hubiera algún punto que no lo cumpla, o lo cumple bajo otros criterios, entonces se clasifica como Clase B.

2.7.Norma ISO 50001

La ISO 50001:2011, Sistemas de gestión de la energía - Requisitos con orientación para su uso, se basa en el modelo ISO de sistemas de gestión, que permite a una organización determinar una estructura probada para lograr la mejora continua en sus procedimientos y procesos.

Esta norma define los requisitos para establecer, implementar, mantener y mejorar un sistema de gestión de la energía, con el propósito de permitir a una organización tener una visión ordenada para lograr una mejora continua en su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética, el uso y el consumo de la energía además brinda a las organizaciones los requisitos para los sistemas de gestión de energía (SGEn).

ISO 50001 establece un marco para las plantas industriales, instalaciones comerciales, institucionales y gubernamentales, y organizaciones enteras para gestionar la energía.

La norma tiene por objeto cumplir lo siguiente:

- Ayudar a las organizaciones a aprovechar mejor sus actuales activos de consumo de energía.

- Crear transparencia y facilitar la comunicación sobre la gestión de los recursos energéticos.
- Promover las mejores prácticas de gestión de la energía y reforzar las buenas conductas de gestión de la energía.
- Ayudar a las instalaciones en la evaluación y dar prioridad a la aplicación de nuevas tecnologías de eficiencia energética
- Proporcionar un marco para promover la eficiencia energética a lo largo de la cadena de suministro
- Facilitar la mejora de gestión de la energía para los proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
- Permitir la integración con otros sistemas de gestión organizacional, como ser el ambiental, y de salud y seguridad.

En particular, la norma ISO 50001 sigue el proceso:

- Planificar donde se realiza una revisión y se establece la línea base de la energía, indicadores de rendimiento energético, objetivos, metas y planes de acción necesarios para conseguir resultados de acuerdo con las oportunidades para mejorar la eficiencia energética y la política de energía de la organización.
- Hacer donde se pone en práctica los planes de acción de la gestión de la energía.
- Verificar donde se monitorea y se mide los procesos y las características claves de sus operaciones que determinan el rendimiento de la energía con respecto a la política energética y los objetivos e informar los resultados.
- Actuar donde se toma acciones para mejorar continuamente la eficiencia energética y el SGE.

Estas características permiten a las organizaciones integrar la gestión de la energía ahora con sus esfuerzos generales para mejorar la gestión de la calidad, medio ambiente y otros asuntos abordados por sus sistemas de gestión.

La base del enfoque se muestra en la figura 6

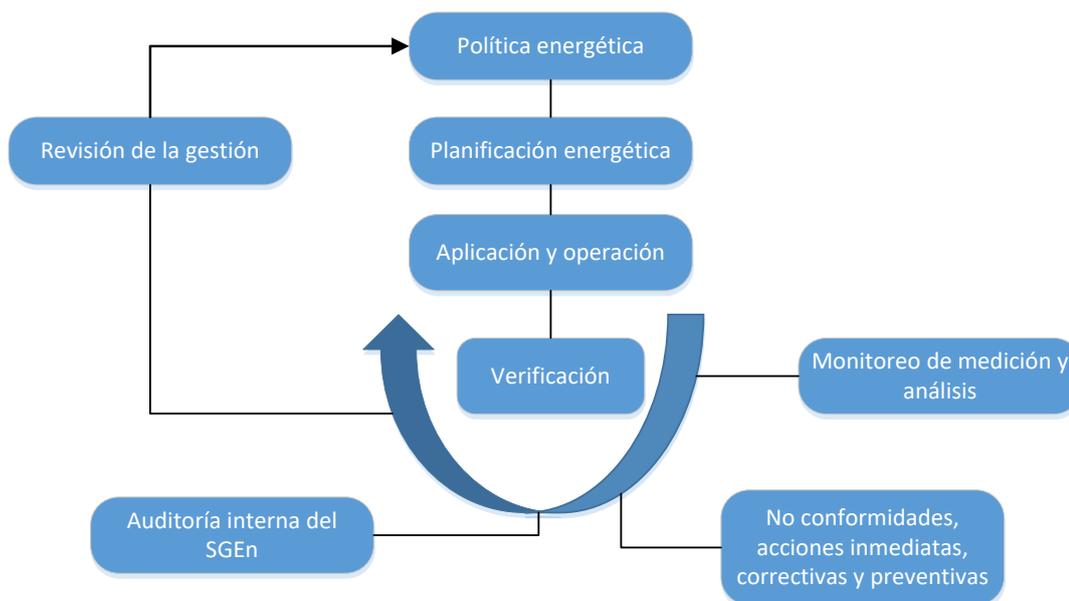


Figura 6 Modelo de gestión de energía según ISO 50001

2.8. Estándar IEEE 519

Las normas estadounidenses con respecto a los armónicos han sido agrupadas por la IEEE en la norma 519- 1992: IEEE Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Existe un efecto combinado de todas las cargas no lineales sobre el sistema de distribución la cual tienen una capacidad limitada para absorber corrientes armónicas.

Además, las compañías de distribución de energía tienen la responsabilidad de proveer alta calidad de abastecimiento en el nivel del voltaje y su forma de onda. IEEE 519 toma en cuenta el nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual y también a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

Se debe tomar en cuenta que la IEEE 519 está limitada por tratarse de una colección de recomendaciones prácticas que sirven como guía tanto a consumidores como a distribuidores de energía eléctrica. Donde existan problemas, a causa de la inyección excesiva de corriente armónica o distorsión del voltaje, es obligatorio para el suministrador y el consumidor, resolver estos problemas.

El propósito de la IEEE 519 es el de recomendar límites en la distorsión armónica según dos criterios distintos que son los siguientes:

- Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
- Se establece una limitación en el nivel de voltaje armónico que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

2.9. Regulación del CONELEC 004/01

Según la regulación No. CONELEC -004/01 que trata sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución que se encuentra actualmente activo habla sobre los aspectos de calidad y la clasifica de la siguiente manera:

CALIDAD DE PRODUCTO

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje
- Factor de Potencia

CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de Interrupciones

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

- Atención de Solicitudes
- Atención de Reclamos
- Errores en Medición y Facturación ²

Se va enfocar en la calidad de producto siendo los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia.

² Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 3

2.9.1. Nivel de voltaje

Índice de calidad

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

Mediciones

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (RMS) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:

- 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución alta tensión (AV)/ media tensión (MV), no menos de 3 mediciones.
- 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5 mediciones.
- 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10 mediciones.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.³

Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a en la tabla 6:

Tabla 6

Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7.0%	± 5.0%
Medio Voltaje	± 10.0%	± 8.0%
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10.0%	± 8.0%
Bajo Voltaje. Rurales	± 13.0%	± 10.0%

2.9.2. Perturbaciones

2.9.2.1. Parpadeo (Flicker)

Índice de calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (Pst), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Donde:

³ Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 5

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} : Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5 mediciones.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.⁴

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto “Flicker” para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

Limites

⁴ Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 7

El índice de severidad del Flicker Pst en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $Pst = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos⁵.

2.9.2.2. Armónicos

Índices de Calidad

$$Vi' = \left(\frac{Vi}{Vn} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=20}^{40} (Vi^2)}}{Vn} \right) * 100$$

Donde:

Vi' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

Vi : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i = 2... 40$) expresado en voltios.

Vn : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

⁵ Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 7

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo⁶.

Limites

Los valores eficaces (RMS) de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

⁶ Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 8

Tabla 7

Orden de Armónicos según CONELEC 004/01

Orden (n) de la Armónica y THD	Tolerancia $ V_i $ o $ THD $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
>25	$0.1 + 0.6 * 25/n$	$0.2 + 1.3 * 25/n$
Impares múltiplos de 3		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.5
THD	3	8

Fuente: (CONELEC, 2001)

2.9.2.3. Factor de potencia

Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

Limite

El valor mínimo es de 0,92.⁷

⁷ Regulación No. CONELEC -004/01, Calidad del servicio Eléctrico de Distribución, p 10

11. Complejo
12. Tanques de melaza
13. Mantenimiento y Bodegas
14. Transformadores
15. Casa de Fuerza
16. Bunker
17. Edificio Administrativo
18. Cisterna

Para el monitoreo de calidad de energía se obtiene la información de medidores eléctricos ya instalados en la planta en 13 distintos tableros:

- Turbogenerador ubicado en la zona 15
- TDP1 ubicado en la zona 15
- Planta Anhidro ubicado en la zona 6
- Planta MDT ubicado en la zona 5
- Planta CO2 ubicado en la zona 1
- ITS ubicado en la zona 5
- Circuito de Agua ubicado en la zona 18
- Fermentación ubicada en la zona 2
- Torre ITS ubicado en la zona 5
- Torre Fermentación ubicado en la zona 2
- Administración ubicada en la zona 17
- Cancha ubicada en la zona 11
- Total Planta ubicado en la zona 15

Los medidores se encuentran instalados en tableros de control y conectados a las redes eléctricas y de datos. Son de 3 modelos diferentes con sus especificaciones técnicas respectivas.

Modelo 1: son los medidores Ion 6200, mide las siguientes variables eléctricas como se muestra en la tabla 8:

Tabla 8

Características de medición del medidor ION 6200

Mediciones Estándar	
Voltaje L-N	Promedio
	Por fase
Voltaje L-L	Promedio
	Por fase
Frecuencia	
Corriente	Promedio
	Por fase
KW/MW	Total
	Por fase
KVAR/MVAR	Total
	Por fase
KVA/MVA	Total
	Por fase
KWh/MWh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVARh/MVARh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVAh/MVAh	Total
	Por fase
KW/MW	Demanda
	Máxima
KVAR/MVAR	Demanda
	Máxima
KVA/MVA	Demanda
	Máxima
Corriente en demanda	Promedio
	Por fase
Demanda Máxima	Promedio
	Por fase

CONTINUA



Factor de Potencia	Total
---------------------------	-------

Modelo 2: es un medidor PM800 que mide las siguientes variables eléctricas como se muestra en la tabla 9:

Tabla 9

Características de medición del medidor PM800

Mediciones Estándar	
Voltaje L-N	Promedio
	Por fase
Voltaje L-L	Promedio
	Por fase
Frecuencia	
Corriente	Promedio
	Por fase
KW/MW	Total
	Por fase
KVAR/MVAR	Total
	Por fase
KVA/MVA	Total
	Por fase
KWh/MWh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVARh/MVARh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVAh/MVAh	Total
	Por fase
KW/MW	Demanda
	Máxima
KVAR/MVAR	Demanda
	Máxima
KVA/MVA	Demanda
	Máxima

CONTINUA



Corriente en demanda	Promedio
	Por fase
Demanda Máxima	Promedio
	Por fase
Factor de Potencia	Total

Modelo 3: es un medidor PM5560 que mide las siguientes variables eléctricas como se muestra en la tabla 10:

Tabla 10

Características de medición del medidor PM5560

Mediciones Estándar	
Voltaje L-N	Promedio
	Por fase
Voltaje L-L	Promedio
	Por fase
Frecuencia	
Corriente	Promedio
	Por fase
KW/MW	Total
	Por fase
KVAR/MVAR	Total
	Por fase
KVA/MVA	Total
	Por fase
KWh/MWh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVARh/MVARh	Total
In / Out(imp)exp	Por fase
KVAh/MVAh	Total
	Por fase
KW/MW	Demanda
	Máxima

CONTINUA



KVAR/MVAR	Demanda Máxima
KVA/MVA	Demanda Máxima
Corriente en demanda	Promedio Por fase
Demanda Máxima	Promedio Por fase
Factor de Potencia	Total
Distorsión Armónica total	Promedio Por fase
Distorsión de demanda Total	Promedio Por fase
Armonios individuales	63
Alarmas	52

Existen en la planta:

- 11 equipos del medidor 1,
- 1 equipo del medidor 2.
- 1 equipo del medidor 3.

Se han identificado los siguientes posibles errores en el proceso de medición de la energía eléctrica:

Personal: En la planta cuenta con un solo empleado que se encarga diariamente de registrar los valores tomados en los medidores y llevar una bitácora, se tiene errores de medición por parte del operario.

Daño equipos eléctricos: Se asume que por alto valor de distorsión armónica THD, no se cuenta con medición de este valor.

Eléctricas: Existe sobre voltajes que activan los elementos de protección desconectando tableros y variando el valor de cargas.

Factor de Potencia: Existe un valor elevado de factor de potencia, se encuentra multas en algunos meses, este valor no es constante varía entre 0,90 a 0,95 tomando en cuenta 6 meses la facturación mensual.

3.2.Requerimientos del sistema

Requiere un sistema informático donde se pueda mostrar información en tiempo real y almacenado, de manera, la información se muestre de la siguiente manera:

- Información almacenada para ver consumos mensuales de energía por 5 años.
- Información en tiempo real de todos los medidores conectados a la red de datos.
- Esta información debe ser mostrada por zonas, en un diagrama unifilar y con su arquitectura.
- Tablas de variables de voltaje, corriente, energía, potencia, factor de potencia y frecuencia.
- Información de tiempo real a través del tiempo mostrando tendencias de consumo.
- Alarmas categorizadas por críticas, leves y de mensaje.
- Informes configurables y customizados enviados al correo del supervisor.
- Tenga 2 niveles de acceso de supervisor y operario.
- Variables a monitorizar:
 - Tensión R
 - Tensión S
 - Tensión T
 - Tensión media
 - Intensidad R
 - Intensidad S
 - Intensidad T
 - Intensidad media
 - Frecuencia
 - Factor de potencia

- Potencia reactiva
 - Potencia activa
 - Potencia aparente
 - Energía reactiva
 - Energía aparente
 - Energía activa
 - THD de tensión
 - THD de intensidad.
- No se va controlar ninguna variable.
 - Variables a supervisar:

Tabla 11**Variables a supervisar en el sistema de monitoreo**

Voltaje	Valor mínimo	Tiempo de registro cada 15 min	Variable tipo local
	Valor máximo		
Corriente	Valor mínimo	Tiempo de registro cada 15 min	Variable tipo local
	Valor máximo		
Potencia	Valor mínimo	Tiempo de registro cada 15 min	Variable tipo local
	Valor máximo		
Factor de potencia	Valor mínimo	Tiempo de registro cada 15 min	Variable tipo local
Energía	Valor en tiempo real	Tiempo de registro cada 15 min	Variable tipo local

3.3.Análisis

3.3.1. Características de la red de datos

Para la comunicación del sistema se va a usar Ethernet y/o puerto serial (RS-485), el sistema requiere de valores en tiempo real y datos históricos desde los dispositivos de medición, para integrar esta información es únicamente posible si tanto el software y los dispositivos se comunican usando el mismo protocolo.

Los tipos de medidores que existen se va a utilizar pasarela a Ethernet y tenemos la siguiente arquitectura:

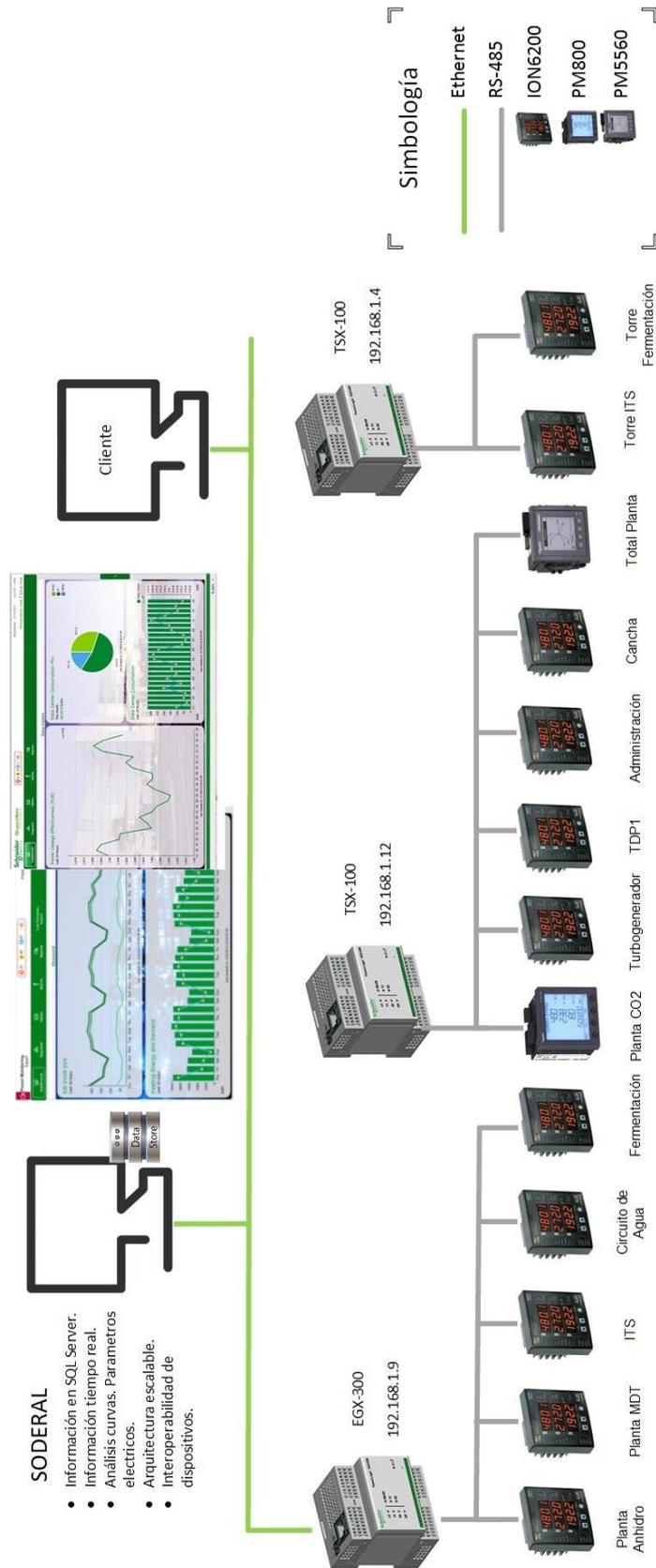


Figura 8 Arquitectura del sistema de Monitoreo Soderal S.A

3.3.2. Diseño de la base de datos

Para la información que se desea almacenar se guarda en 3 base de datos que son las siguientes:

- ION_SystemLog almacena los eventos del sistema, como desconexión de equipos.
- ION_data almacena la información productiva es decir voltajes corrientes, potencias, factor de potencia, entre otros.
- ION_Network almacena la información de los medidores en la red como direcciones Ip.

Se muestra en la figura 9, 10 y 11 el contenido de cada base de datos

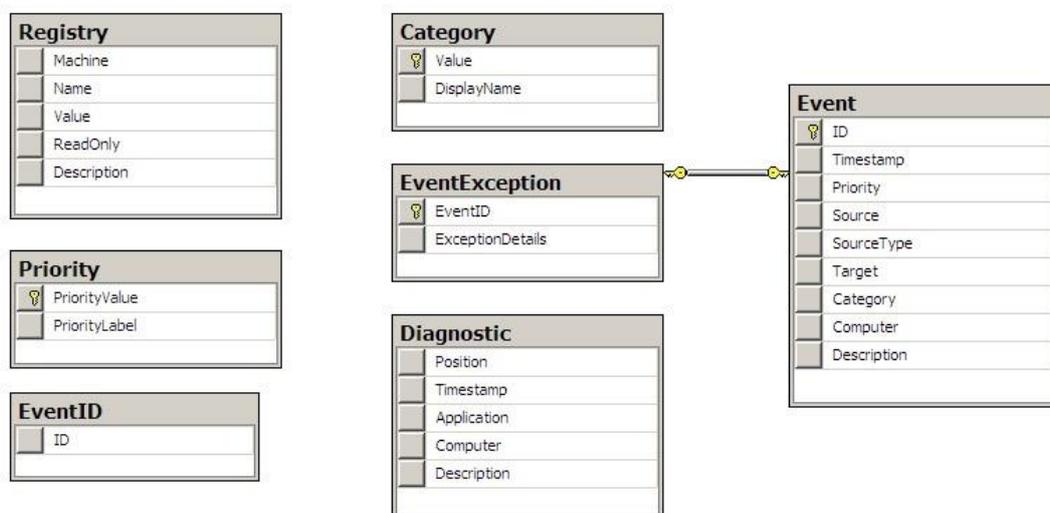


Figura 9 Gráfica de relación de tablas de base de datos Ion_SystemLog

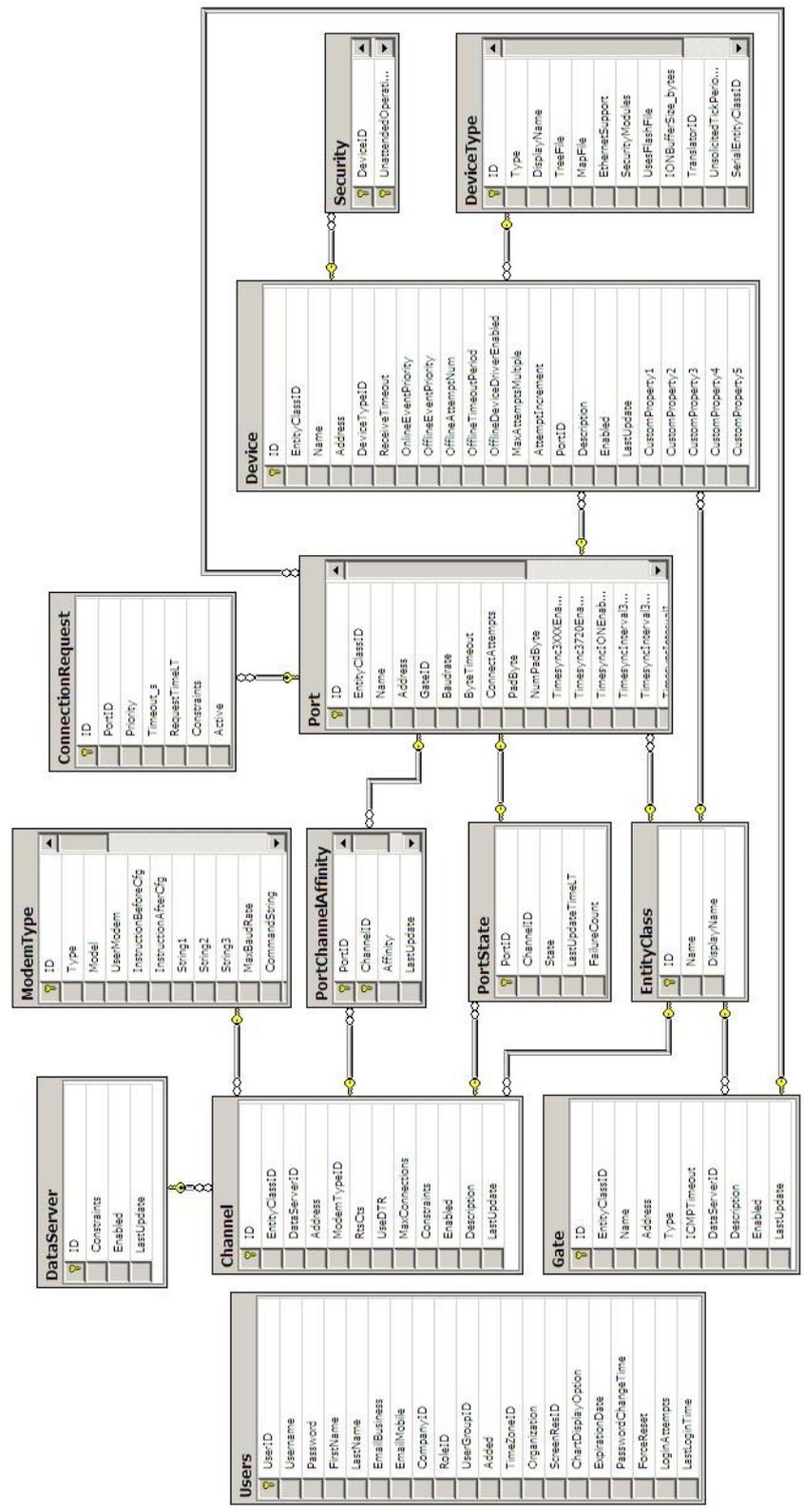


Figura 11 Gráfica de relación de tablas de base de datos Ion_Network

Para calcular cuánto espacio en disco de la base de datos se necesita para guardar la información de las variables a ser almacenadas, se toma de referencia la base de datos ION_Data donde el tamaño y crecimiento va a depender de los datos que se almacenan y puede ser estimada por tres tipos principales de mediciones en los dispositivos y / o software:

- Obtención de datos por defecto
- Calidad de Energía (PQ) eventos
- Obtención de datos personalizada

Cada medición en la base de datos utiliza aproximadamente 75 bytes de espacio en el disco duro. A partir de este valor es posible estimar la tasa de crecimiento diario (kB) q depender del tipo de dispositivo, el número de mediciones registradas y la frecuencia de registro que será de 15 minutos según la norma ISO 50001.

La grabación de eventos y las capturas de forma de onda son impulsados por evento, por lo que es imposible predecir la frecuencia exacta de estos registros y cómo van a afectar el crecimiento de la base de datos.

Además, la base de datos crecerá un 10% en cierto tiempo para crear espacio para mediciones adicionales. Esta operación de cultivo puede ocurrir en cualquier momento y debe ser contabilizado en cálculos del tamaño de la base de datos.

Según la información técnica de los medidores que se puede saber la tasa de crecimiento diaria como indica la tabla 12:

Tabla 12

Incremento de crecimiento diario según medidor

Rango del Dispositivo	Tipo de Dispositivo	Tasa de crecimiento diaria (kb)	Tiene forma de ondas
Medidores básicos	ION 6200	0	NO

CONTINUA



Medidores Intermedios	PM800	140	NO
Medidores avanzados	PM5560	565	SI

Los dispositivos con formas de onda contribuirán aproximadamente 10% - 20% para el tamaño total de la base de datos, en la tabla 13 muestra crecimiento anual de cada medidor.

Tabla 13

Crecimiento de base de datos dependiendo el número de medidores

Tipo de Dispositivo	Tasa de crecimiento diaria (kb)	Número de dispositivos	Crecimiento total diario (MB)	Crecimiento total anual (GB)
ION 6200	40	11	0.44	0.1606
PM800	140	1	0.14	0.051
PM5560	565	1	0.565	0.206
TOTAL	-	13	1.145	0.4176

$$\text{ION_Data (GB)} = 0.418 \text{ GB} + 10\% \text{ de crecimiento} = 0.46 \text{ GB}$$

Además, se suma los eventos de calidad de energía que es aproximadamente el 10% - 20% del total de la base de datos:

$$\text{ION_Data (GB)} = 0.46 \text{ GB} + 10\% \text{ de eventos PQ} = 0.51 \text{ GB}$$

Se tiene también un registro personalizado de medición dentro del sistema que son perfiles predeterminados por el sistema, para la estimación del tamaño de base de datos se debe tener en cuenta la frecuencia de registro para cada medida (es decir, 1 minuto de registro, el registro de 15 minutos, y así sucesivamente). Una sola personalizada

medición que se registran cada 15 minutos contribuirán aproximadamente 2,5 MB hacia el crecimiento anual de la base de datos.

$$\text{ION_Data (GB)} = 0.51 \text{ GB} + 0.02 \text{ GB} = 0,53 \text{ GB}$$

Para el disco duro se debe multiplicar la ION_Data (GB) por 5 tomando en cuenta los siguientes componentes como indica la tabla 14:

Tabla 14

Crecimiento de la tabla debido el componente que posea el sistema

Componente	Detalle de Componente
Archivo principal de base de datos	X1
Registro de transacciones	X1
Copias de seguridad	X2
Espacio libre para copas de seguridad	X1
TOTAL	X5

$$\text{Espacio en disco duro para ION_Data (GB)} = 5 \times 0.53 \text{ GB} = 2.65 \text{ GB}$$

$$\text{Total de espacio en disco duro para 5 años} = 13.25 \text{ GB}$$

3.3.3. Diseño de interfaces

Para el diseño de interfaces se sigue el procedimiento recomendado en la norma ISA SP101 que se muestra en la figura 12.

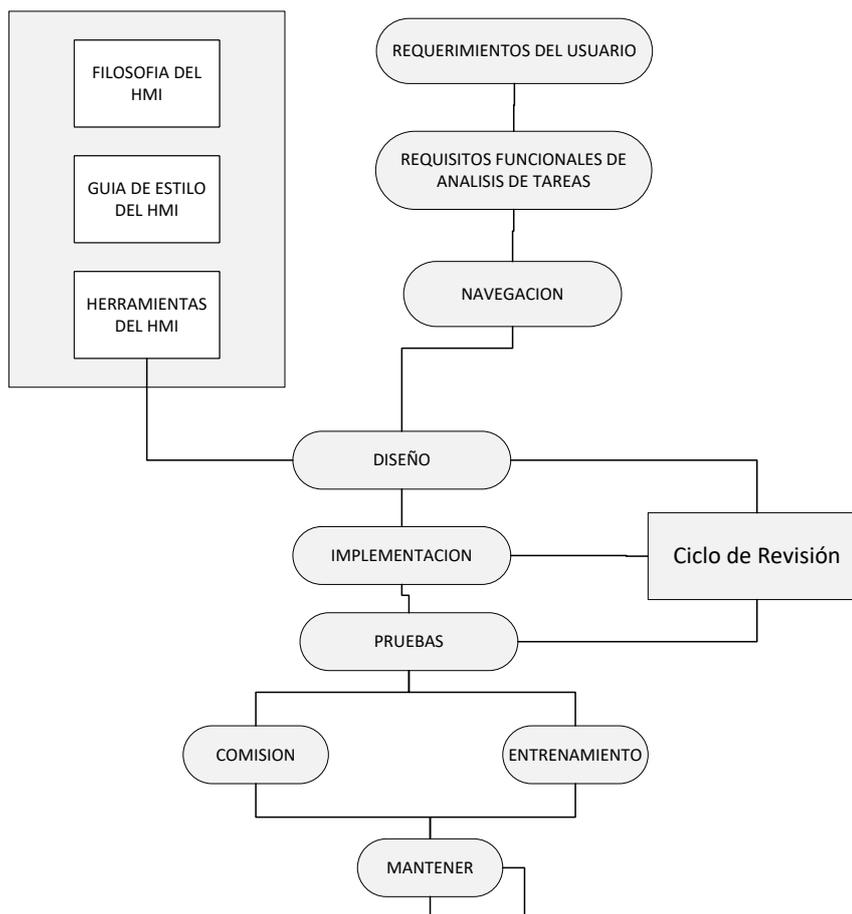


Figura 12 Estructura de HMI según norma SP 101

3.3.3.1. Filosofía del sistema

El Filosofía del HMI proporciona una visión general de las bases de diseño y da una idea de las decisiones de diseño.

Principios Generales

- Las capacidades psicológicas de las personas que van a interactuar con el sistema son operarios que tienen desarrolladas las más importantes habilidades de comprensión, memoria, solución de problemas, toma de decisiones, y creatividad; esto se evaluó de acuerdo al criterio de los jefes superiores.
- Los límites fisiológicos, en este caso los operarios no tienen problemas de visión.

Propósito del Sistema

- Poder observar las operaciones en condiciones óptimas y en tiempo real de lo que sucede en partes específicas de la planta.
- Buscar la detección de problemas para tener una respuesta correcta y en corto tiempo en situaciones anormales.
- Informar donde existan condiciones irregulares y/o apagado.
- Capacitar a los operarios para poder usar y utilizar todas las ventajas del sistema.

3.3.3.2. Estructura de navegación de la interfaz

De acuerdo a los requerimientos del sistema se tiene la estructura de navegación de la HMI como se muestra en la figura 13:

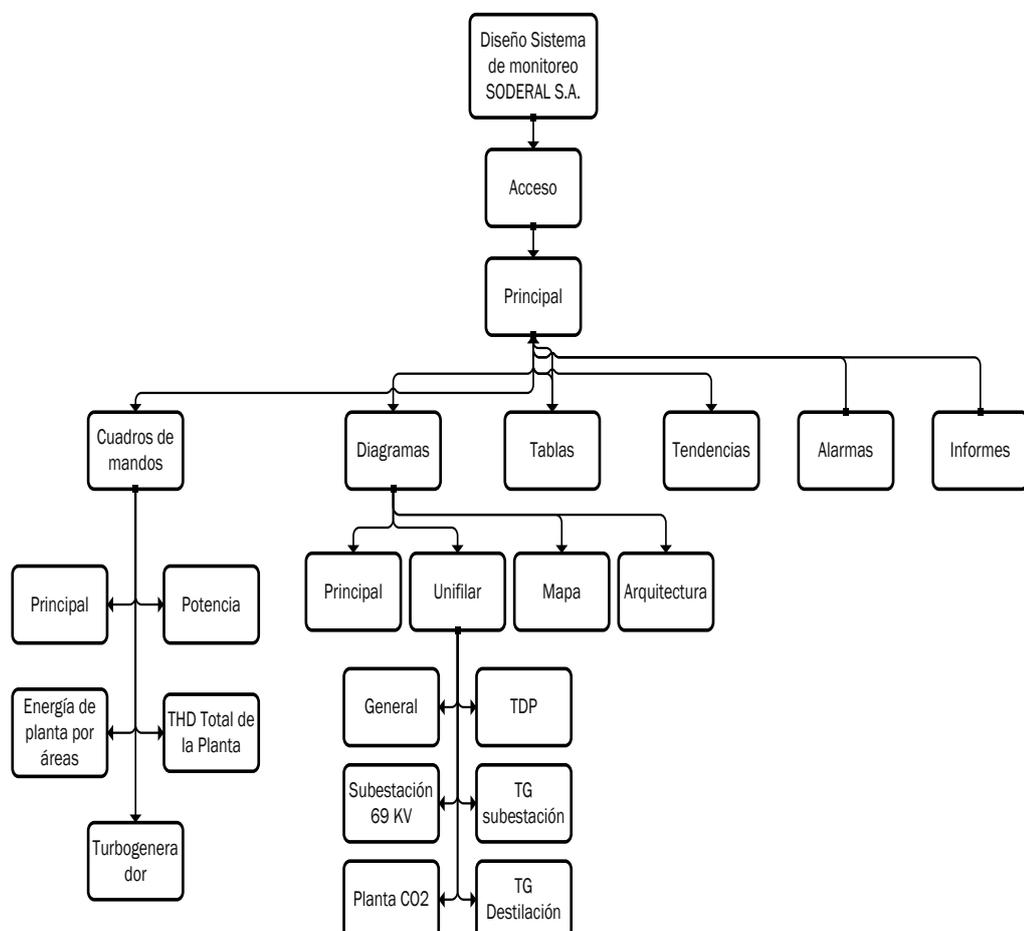


Figura 13 Navegación del sistema de monitoreo de Soderal S.A.

El diagrama de navegación de la interfaz se describe a continuación:

1. Operador ingresa a la pantalla de acceso donde ingresa al usuario de operario o administrador.
2. Pantalla principal del sistema, se puede elegir si desea ir a cuadros de mando, diagramas, tablas, tendencias, alarmas o informes.
3. En la pantalla de cuadro de mando se puede seleccionar que tipo de información desea ver como principal con el consumo del mes actual en KWh y en valor económico, potencia factor de potencia, THD total de planta, Turbogenerador o energía planta por áreas
4. En la pantalla de diagramas se puede navegar entre las pantallas de Principal, unifilar donde se divide por secciones de la planta, mapa y arquitectura.
5. En la pantalla de tablas se puede observar los medidores con sus valores de intensidad tensión frecuencia y factor de potencia, así como las potencias y energías.
6. En la parte de tendencias se observa las variables de tiempo real.
7. En parte de alarmas se muestra la información detallada.
8. En la parte de informes el operario decide con que información genera o utiliza.

3.3.3.3.Distribución de elementos en la pantalla

Se refiere al desarrollo de las plantillas que regirán el desarrollo de la interfaz., se define la tipología de las pantallas y se establece cuantas clases de pantallas serán desarrolladas; para el sistema se tiene 2 tipos de pantallas las de cuadros de mando y diagramas.

El diseño de la distribución de pantallas del HMI del sistema de monitoreo es el siguiente:

3.3.3.3.1. Pantalla cuadro de mando

En la figura 14 se muestra la distribución con las siguientes componentes:

1. Logo
2. Menú de navegación
3. Alarmas

4. Fecha e inicio de sesión
5. Navegación tipo de cuadro de mando
6. Ilustración de información

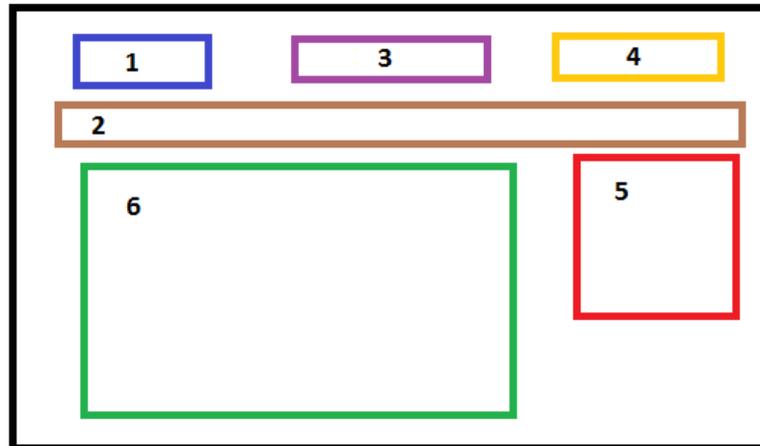


Figura 14 Plantilla de pantalla cuadro de mando

3.3.3.2. Pantalla diagramas

En la figura 15 se muestra la distribución de INICIO con las siguientes componentes:

1. Logo
2. Menú de navegación
3. Alarmas
4. Fecha e inicio de sesión
5. Navegación tipo de diagramas
6. Ilustración de información



Figura 15 Plantilla pantalla inicio

En la figura 16 se muestra la distribución de UNIFILAR con las siguientes componentes:

1. Logo
2. Menú de navegación
3. Alarmas
4. Fecha e inicio de sesión
5. Navegación tipo de diagramas
6. Navegación de diagramas unifilares
7. Ilustración de diagrama unifilar

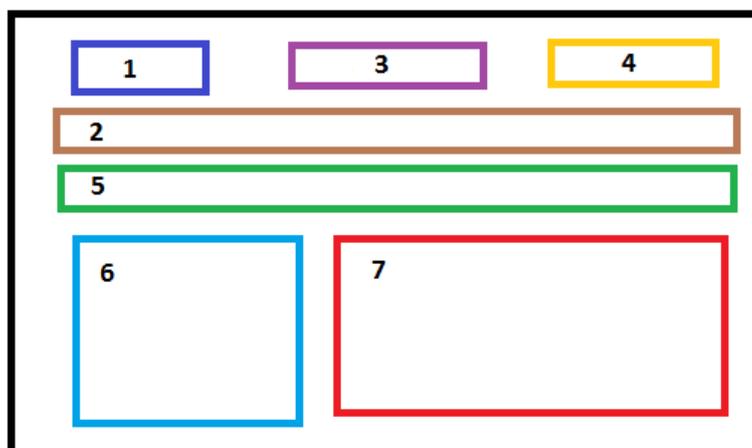


Figura 16 Plantilla pantalla unifilar

En la figura 17 se muestra la distribución de MAPA con las siguientes componentes:

1. Logo
2. Menú de navegación
3. Alarmas
4. Fecha e inicio de sesión
5. Navegación tipo de diagramas
6. Ilustración de mapa según áreas
7. Información actual de carga en áreas

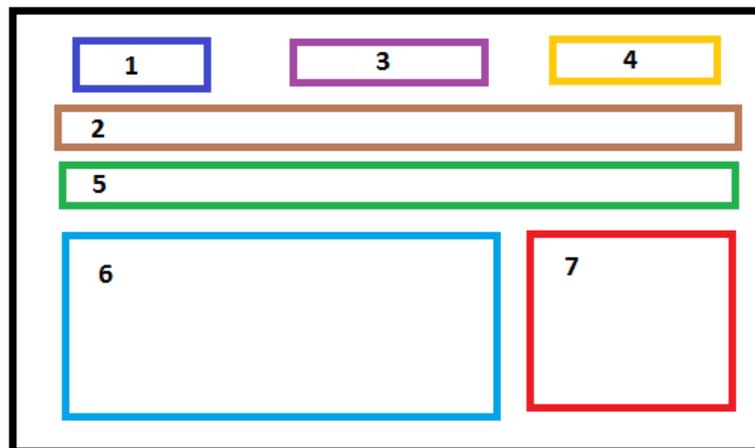


Figura 17 Plantilla pantalla mapa

En la figura 18 se muestra la distribución de PANTALLA ARQUITECTURA con las siguientes componentes:

1. Logo
2. Menú de navegación
3. Alarmas
4. Fecha e inicio de sesión
5. Navegación tipo de diagramas
6. Ilustración de arquitectura



Figura 18 Plantilla pantalla arquitectura

3.3.3.4. Nivel de acceso

Se creará 2 niveles de acceso: supervisor y operario. Se considera las siguientes características del usuario Supervisor:

- Tiene el todo el acceso a la interfaz.
- Puede configurar parámetros de funcionamiento del sistema.
- Tiene acceso libre a todas las pantallas de la interfaz.

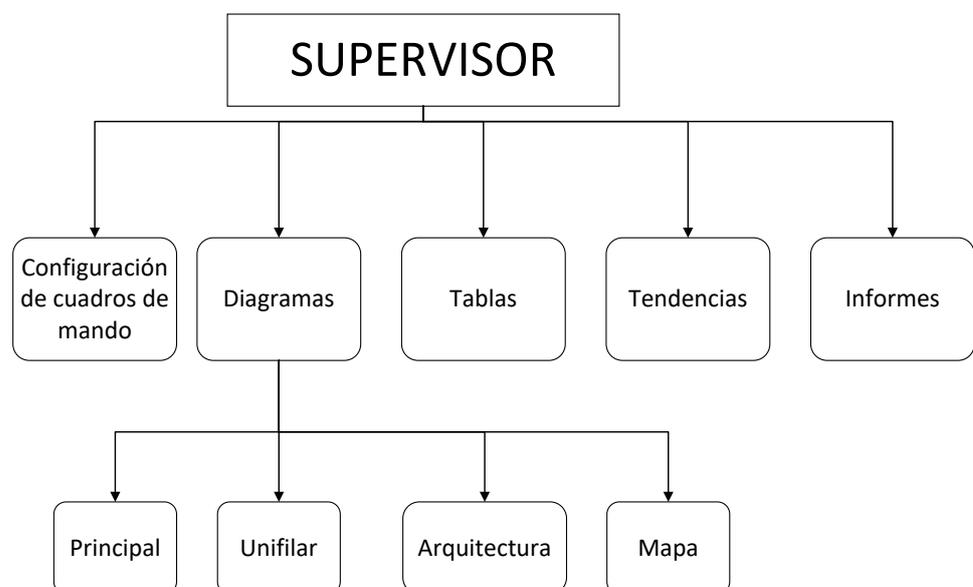


Figura 19 Acceso pantallas usuario supervisor

El usuario operador solo podrá observar la información del sistema.

3.3.3.5. Uso de color

Para el uso de color de las pantallas se toma de referencia la guía GEDIS, tomando en cuenta el perfil de los operadores, la observación y cumplimiento de los estándares locales de la empresa, se indica los colores utilizados:

Fondos

La tabla 15 muestra los colores de fondo que se usaran en la interfaz HMI

Tabla 15

Colores de Fondo.

Elemento	Color	Matiz/Sat/Lum	Rojo/Verde/Azul (RGB)	
Fondo de Pantalla		Blanco	160/0/240	255/255/255
Sub-Secciones		Verde	80/240/53	0/113/0
Sinópticos y Menús		Arena	208/204/191	31/37/188

Texto

La tabla 16 muestra los colores para el texto que se usaran en la interfaz HMI

Tabla 16

Colores para el Texto

Elemento	Color	Matiz/Sat/Lum	Rojo/Verde/Azul (RGB)	
Títulos de Pantallas		Verde	80/240/53	0/113/0
Subtítulos, Sub Secciones		Blanco	160/0/240	255/255/255
Texto Normal		Negro	160/0/0	0/0/0

3.3.3.6. Uso de fuentes e información textual

Para el sistema de monitoreo se tiene los siguientes parámetros:

Fuente a utilizar – Texto normal

- Fuente de Letra: Myriad Pro
- Tamaño de letra: 20pt

Fuente a utilizar – Títulos y Subtítulos

- Fuente de Letra: Myriad Pro
- Tamaño de letra: 24pt

Estatus de los equipos

En esta fase se debe definir el estándar gráfico de símbolos e íconos que representen el estatus de los medidores el sistema y si están o no conectados a la red.

3.3.3.7. Alarmas:

Alarmas y mensajes se deben clasificar por prioridades en cuanto a su importancia:

- Críticas: las cuales amenazan la seguridad de la planta y/o que pueden implicar la detención de la producción en este caso son cuando el factor de potencia está por debajo del valor de 0,92
- Leves: las cuales se pueden convertir potencialmente en situaciones críticas después de un tiempo si el evento que originó la advertencia continúa empeorando el estado del equipo. Se puede considerar también una advertencia cuando se presenta una situación que afecta negativamente la conducción óptima de la planta, en el sistema es cuando existe una sobretensión.
- Mensaje: eventos que conviene transmitir al operador, pero no representan una amenaza a la conducción del equipo, a la producción o a la seguridad de la planta, en este caso es cuando se conectan los medidores a la red.

3.4.Solución

Para implementar el sistema, los requerimientos mínimos considerados para el funcionamiento eficaz del programa y la base de datos son mínimo una computadora con:

- Un procesador de Core I3.
- Una memoria RAM de 4Gb
- Un disco duro de 500 GB
- Sistema operativo Windows 7 (64 bits).
- Base de datos Microsoft SQL Server 2008 R2 Express.
- Power Monitoring Expert v6.0

CAPÍTULO IV

IMPLEMENTACION DEL SISTEMA

4.1. Introducción

El sistema se implementó en una computadora ya existente en el departamento de mantenimiento que cumplía los requerimientos necesarios para el sistema, además es donde se encuentra el jefe de mantenimiento y es el usuario supervisor.

Para la implementación del diseño HMI se realizaron las pantallas cada una por separado en Adobe Ilustrador CS6.

Para los totalizadores de los equipos de Fermentación e ITS donde se suman valores de las estaciones y sus respectivas torres se utilizó con programación orientada a objetos; esta información se usa en las pantallas de Diagramas – MAPA, para el informe total y personalizado se utiliza la función de macros en Excel.

4.2. Configuración de los medidores a la red

Para la configuración de los equipos se debe integrar las pasarelas en sistema y a su vez cada equipo que estén conectados a estas con su respectivo ID, como se muestra en la tabla 17.

Tabla 17

Configuración de Medidores a la red de datos

PASARELA	DIRECCION	MEDIDOR
1 (EGX-300)	192.168.1.9/3	Planta anhidro
	192.168.1.9/4	Planta MDT
	192.168.1.9/6	ITS
	192.168.1.9/7	Circuito de Agua
	192.168.1.9/12	Fermentación
2 (TSX-100)	192.168.1.12/5	Planta CO2
	192.168.1.12/1	Turbogenerador
	192.168.1.12/2	TDP1
	192.168.1.12/24	Administración

CONTINUA



3 (TSX-100)	192.168.1.12/25	Cancha
	192.168.1.12/26	Total Planta
	192.168.1.4/21	Torre ITS
	192.168.1.4/22	Torre Fermentación

4.3. Programación de totalizador.

Para poder mostrar la información de la zona Fermentación y la zona de ITS en la pantalla de diagrama MAPA se debe sumar información de consumo total de varios tableros y tener el valor total consumido por estas zonas.

Para fermentación: medidor del tablero fermentación y el medidor del tablero de torre de fermentación.

Para ITS: medidor del tablero ITS y el medidor del tablero de torre de ITS .

El software Power Monitoring Expert tiene una herramienta para realizar programación, esta es orientada a objetos, donde se realizo la suma del consumo de energía de estos medidores y se almaceno esta nueva variable en la base de datos como se muestra en la figura 20.

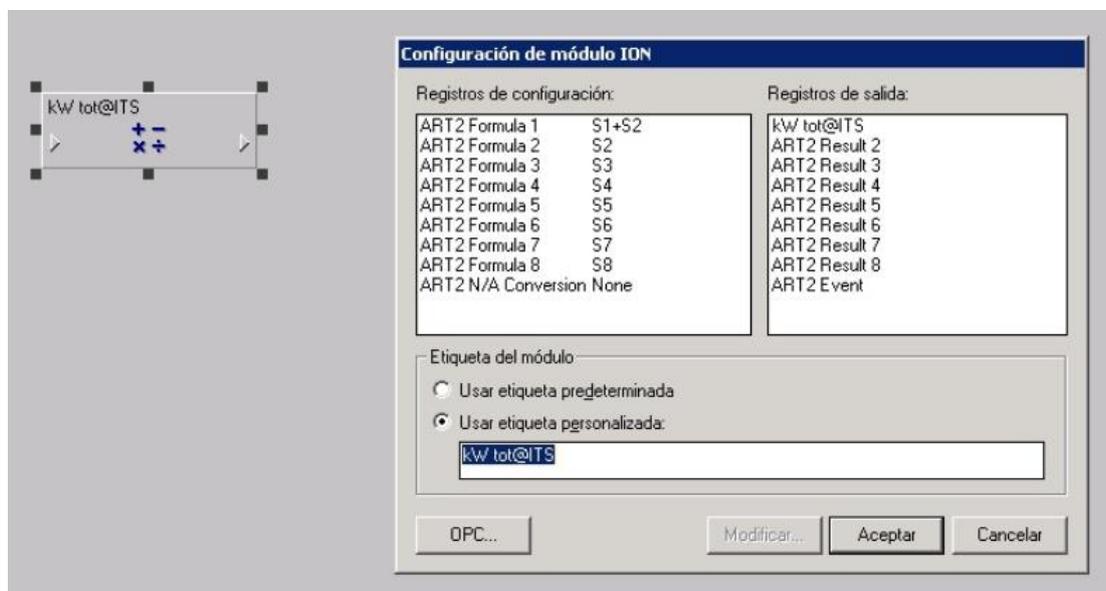


Figura 20 Suma de valores para totalizador de ITS

Esta información se almacena y se actualiza en un periodo de 15 minutos.

4.4. Configuración de cuadros de mando:

Para la configuración de diagramas se dispuso contar con las siguientes pantallas:

- En la figura 21 se muestra el cuadro de mando principal



Figura 21 Cuadro de mando principal

- En la figura 22 se muestra el cuadro de Turbogenerador

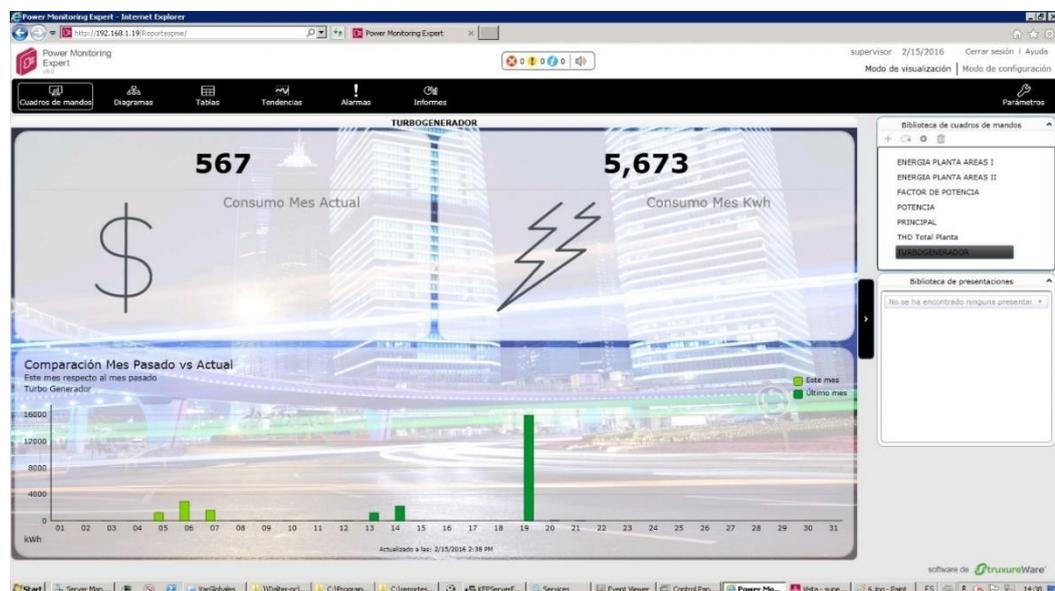


Figura 22 Distribución de cuadro de mando turbogenerador

- En la figura 23 se muestra el cuadro de mando principal Factor de Potencia

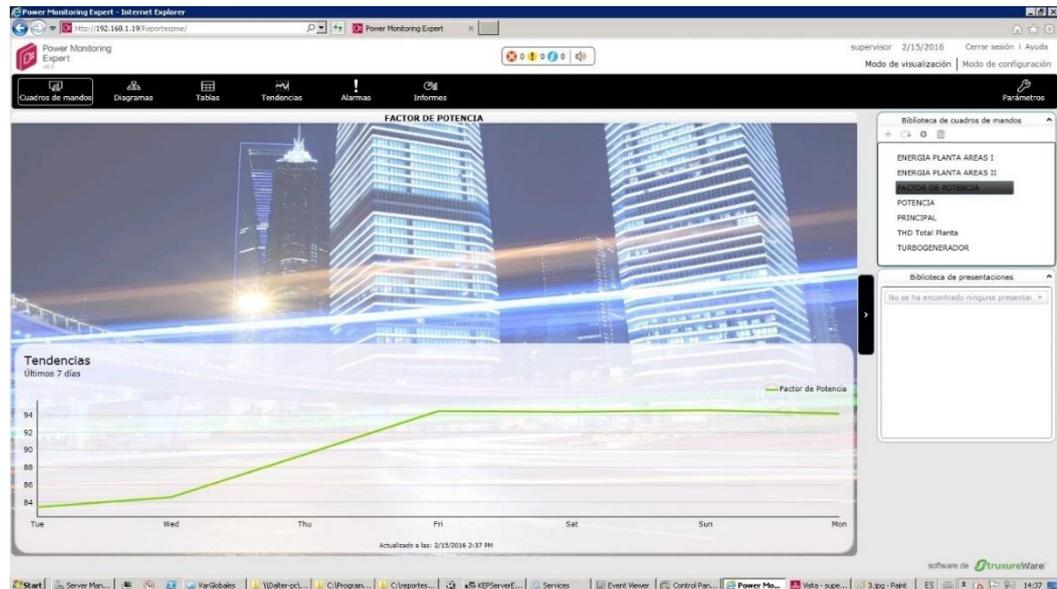


Figura 23 Distribución de cuadro de mando factor de potencia

- En la figura 24 se muestra el cuadro de energía de la planta por áreas



Figura 24 Distribución de cuadro de mando energía de planta por áreas

- En la figura 25 se muestra el cuadro de THD total de la planta

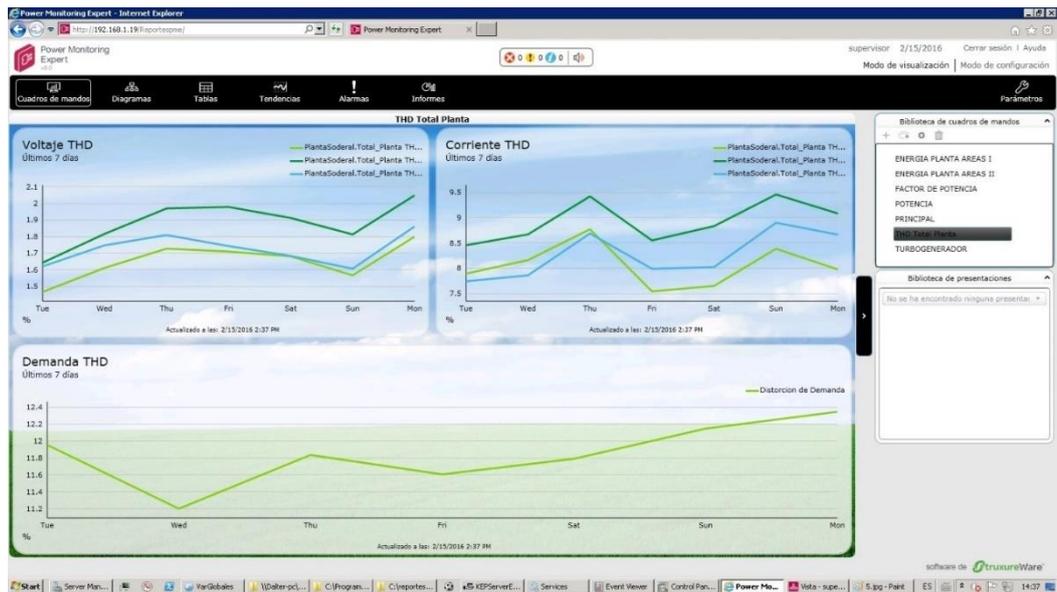


Figura 25 Distribución de cuadro de mando THD total de la planta

4.5. Implementación de HMI

Se incorpora el HMI al sistema en la parte de Diagramas y se obtiene las siguientes pantallas:

En la figura 26 se muestra la pantalla en la sección de diagramas INICIO

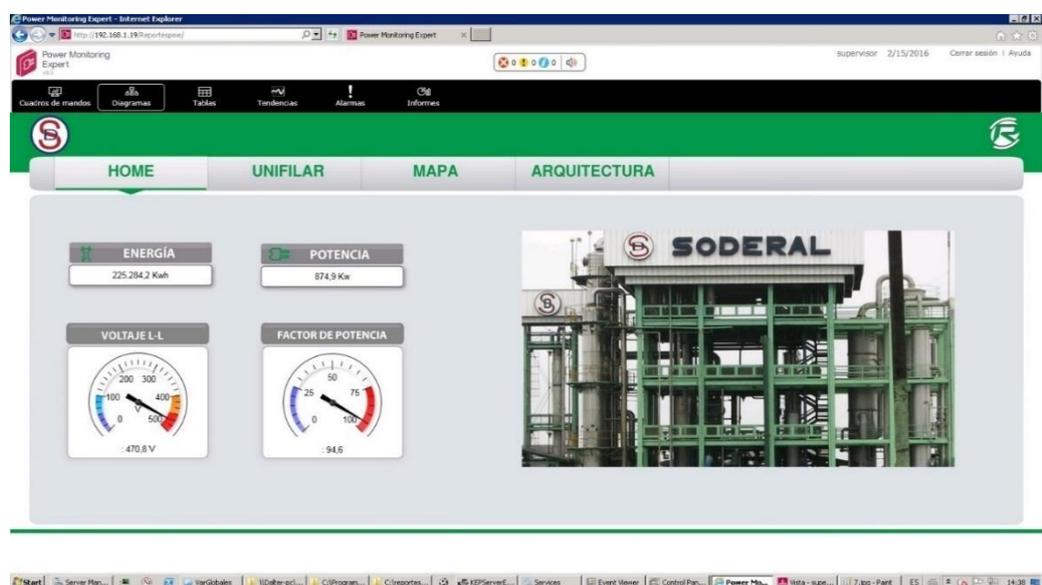


Figura 26 Pantalla diagramas inicio (HOME)

En la figura 27 se muestra la pantalla en la sección de diagramas UNIFILAR

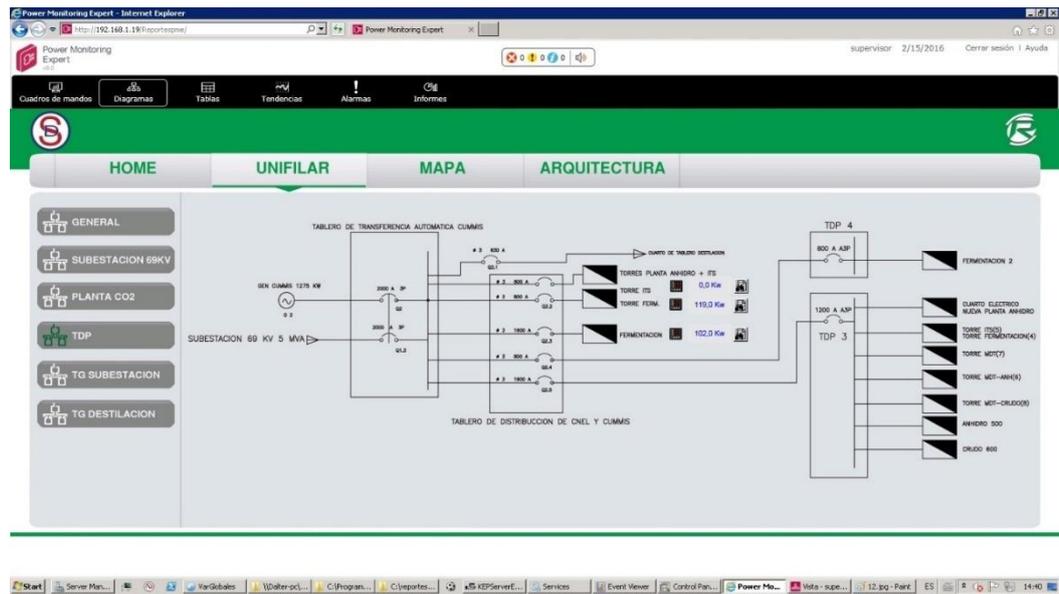


Figura 27 Pantalla diagramas unifilar

En la figura 28 se muestra la pantalla en la sección de diagramas MAPA

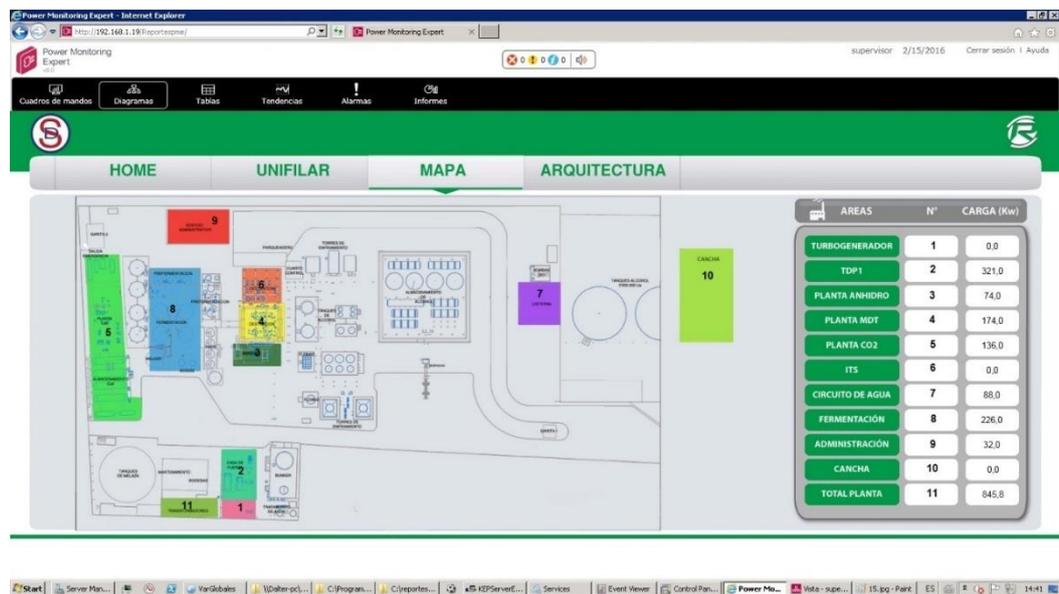


Figura 28 Pantalla diagramas mapa

En la figura 29 se muestra la pantalla en la sección de diagramas ARQUITECTURA

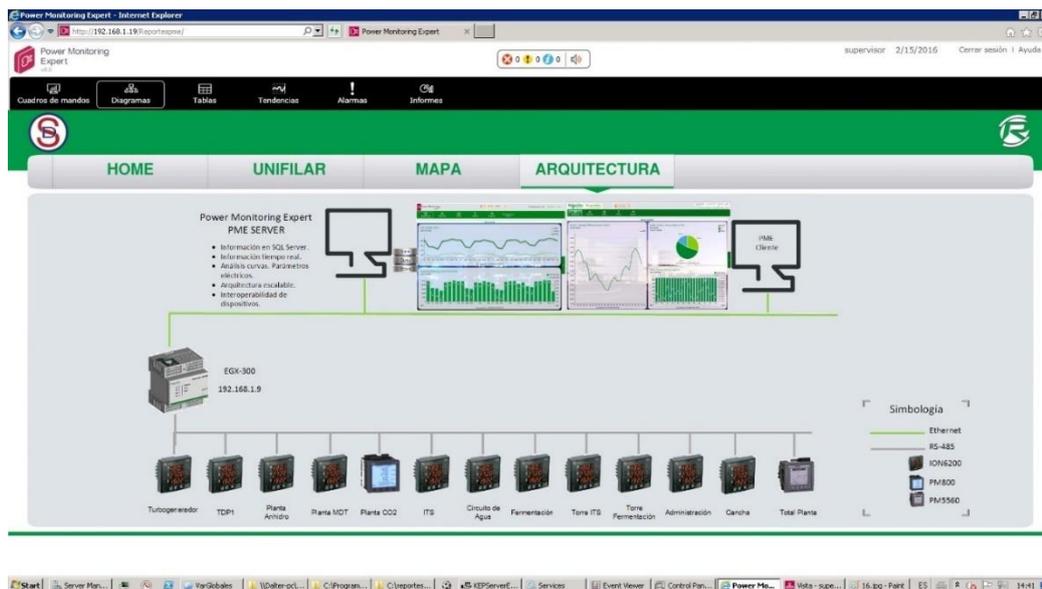


Figura 29 Pantalla diagramas arquitectura

4.6. Configuración de alarmas

Se tiene distintas alarmas dependiendo los eventos que la empresa requirió en el sistema, que se describen en la tabla 18:

Tabla 18

Descripción de Alarmas en el Sistema

TIPO DE ALARMA	EVENTO
DE MENSAJE	Comunicación de algún medidor es perdida
CRITICA	Factor de potencia menor a 92
LEVE	Sobretensión mayor a 483 V

En la figura 30 se muestra la pantalla de alarmas del sistema implementado con algunos eventos que ha determinado el sistema:

Vista: Registro histórico de alarmas

Alarmas mostradas: 19 Alarmas no confirmadas: 0 Confirmar

Activo	Hora de inicio	Dispositivo	Prioridad	Tipo	Condición	Medida	Valor
	2/14/2016 7:45:06.573 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Sobretensión	Activado	Tensión A-B	483,945
	2/14/2016 7:44:45.397 AM	PlantaSoderal.CO2	!	Sobretensión	Activado	Tensión A-B	484,000
	2/14/2016 7:43:28.787 AM	PlantaSoderal.CO2	!	Sobretensión	Activado	Tensión B-C	488,000
	2/14/2016 7:43:28.787 AM	PlantaSoderal.CO2	!	Sobretensión	Activado	Tensión C-A	488,000
	2/14/2016 7:30:14.453 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Sobretensión	Activado	Tensión B-C	483,881
	2/14/2016 7:30:14.453 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Sobretensión	Activado	Tensión C-A	484,000
	2/14/2016 4:04:18.097 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	✖	Factor de Potencia	Desactivado	Factor de potencia	94,043
	2/14/2016 3:48:54.207 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	✖	Factor de Potencia	Desactivado	Factor de potencia	94,791
	2/14/2016 3:08:16.523 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	✖	Factor de Potencia	Desactivado	Factor de potencia	94,217
	2/12/2016 11:33:47.703 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	✖	Factor de Potencia	No disponible	Factor de potencia	Configuración cambiada
	2/6/2016 12:20:12.573 PM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Encendido de medidor		Encendido de medidor	
	2/6/2016 12:20:06.527 PM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Restablecimiento de medidor		Restablecimiento de medidor	
	2/6/2016 12:13:16.414 PM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Encendido de medidor		Encendido de medidor	
	2/6/2016 12:13:10.296 PM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Restablecimiento de medidor		Restablecimiento de medidor	
	2/3/2016 11:11:01.957 AM	PlantaSoderal.Total_Planta	!	Encendido de medidor		Encendido de medidor	

Figura 30 Pantalla de alarmas del sistema

4.7. Configuración de tablas

Se realizaron 3 tablas según los requerimientos del sistema explicados en el capítulo 3 donde se muestra:

- Lecturas básicas
- Potencia – Energía
- Resumen de las lecturas de energía de la Planta

Tabla: Lecturas basicas

Exportar Última actualización: 2/15/2016 3:06:18 PM Actualizar en: 00:03 Pasar Intervalo de actualización: 5 segundos

Dispositivos	Intensidad A (A)	Intensidad B (A)	Intensidad C (A)	Tensión A B (V)	Tensión B C (V)	Tensión C A (V)	Frecuencia (Hz)	Factor de...
PlantaSoderal.Administracion	47.0	45.0	44.0	473.0	475.0	474.0	60.0	-95.9
PlantaSoderal.Ashbero	105.0	108.0	143.0	471.0	471.0	470.0	60.0	-77.5
PlantaSoderal.Cancha	---	---	---	---	---	---	---	---
PlantaSoderal.Circuitos_de_Agua	142.0	149.0	141.0	472.0	469.0	472.0	60.0	-76.0
PlantaSoderal.CO2	260.0	235.0	245.0	479.0	481.0	481.0	60.0	-73.0
PlantaSoderal.Fermentacion	158.0	156.0	163.0	477.0	474.0	476.0	60.0	-93.5
PlantaSoderal.MDF	219.0	281.0	282.0	472.0	470.0	473.0	60.0	-82.6
PlantaSoderal.LTS	0.0	0.0	0.0	470.0	470.0	469.0	60.0	100.0
PlantaSoderal.LDPI	451.0	444.0	440.0	474.0	476.0	475.0	60.0	-85.8
PlantaSoderal.Torre_Fermentac	167.0	171.0	170.0	476.0	475.0	477.0	60.0	-94.7
PlantaSoderal.Torre_FT5	0.0	0.0	0.0	476.0	475.0	476.0	60.0	-84.9
PlantaSoderal.Turbogenerador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0
PlantaSoderal.Total_Planta	1,124.4	1,094.7	1,094.0	475.5	478.3	477.3	60.0	94.8

Figura 31 Tabla de lecturas básicas del sistema

En la figura 31 se muestran las lecturas del sistema de las variables que consisten en intensidades, voltajes, frecuencia y factor de potencia.

4.8.Reporte personalizado

En los requerimientos de la empresa se solicitó un reporte personalizado con los valores diarios del sistema, para esto el sistema de monitoreo generaba un reporte con la información requerida que es el consumo en KW de las siguientes zonas:

- Turbogenerador
- Anhidro
- CO2
- ISC
- Complejo – cancha
- Calderas
- MDT
- ITS
- Sistema de Agua
- Torres de enfriamiento
- Fermentación
- Planta Total

Para tener los valores de Calderas del valor de TDP1 se resta Administración y MDT

Y para obtener el valor de torres de enfriamiento se debe sumar los valores de Torre de Fermentación y torre ITS

Con esta información se llena una tabla dada por la empresa con valores establecidos diarios, esta información se tomara todos los días a las 7 am. Para obtener estos datos del informe generado por el sistema se coloca los 2 archivos en una misma carpeta y por medio de programación en Visual Basic, el código general es el que muestra la figura 32 donde primero se debe inicializar los objetos a utilizar.

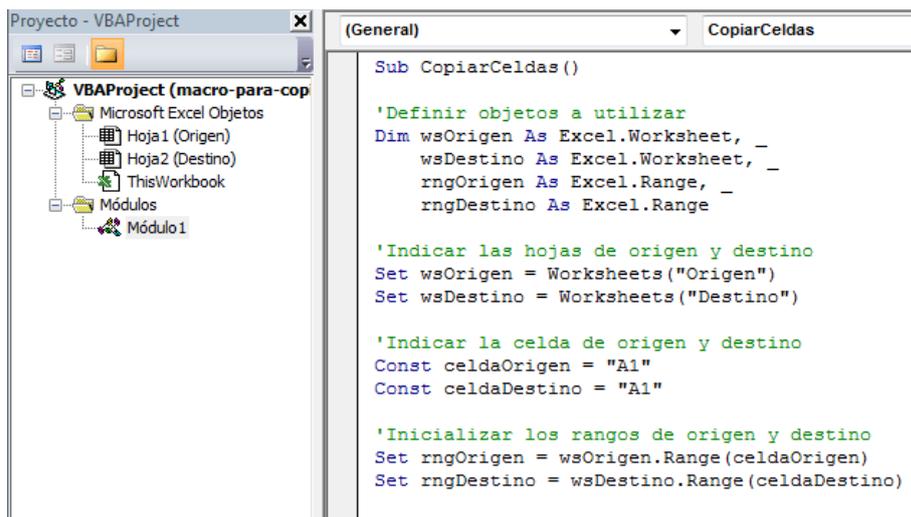


Figura 32 Código inicializar objetos

Luego se llama por medio de código de programación la información que se requiere de origen a destino como se muestra en la figura 33:

```

1 Sub CopiarCeldas()
2
3 'Definir objetos a utilizar
4 Dim wsOrigen As Excel.Worksheet, _
5     wsDestino As Excel.Worksheet, _
6     rngOrigen As Excel.Range, _
7     rngDestino As Excel.Range
8
9 'Indicar las hojas de origen y destino
10 Set wsOrigen = Worksheets("Origen")
11 Set wsDestino = Worksheets("Destino")
12
13 'Indicar la celda de origen y destino
14 Const celdaOrigen = "A1"
15 Const celdaDestino = "A1"
16
17 'Inicializar los rangos de origen y destino
18 Set rngOrigen = wsOrigen.Range(celdaOrigen)
19 Set rngDestino = wsDestino.Range(celdaDestino)
20
21 'Seleccionar rango de celdas origen
22 rngOrigen.Select
23 Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
24 Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
25 Selection.Copy
26
27 'Pegar datos en celda destino
28 rngDestino.PasteSpecial xlPasteValues
29 Application.CutCopyMode = False
30
31 End Sub

```

Figura 33 Código para leer información de una hoja a otra hoja

El informe total se encuentra como anexo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Introducción

El sistema se implementó y se tomó información de 3 meses debido a que la empresa estaba en construcción de una nueva planta y esta debía estar integrada en el sistema, los meses fueron julio, agosto y septiembre; estos datos se utilizaron para poder tener datos constates y poder encontrar errores recurrentes, se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Existe un bajo factor de potencia en algunas zonas,
2. Los armónicos de corriente y de voltaje están en los valores permitidos y
3. Hay un alto índice de sobretensiones y sobreintensidades.

4.2. Análisis del factor de potencia

En los tres meses que se analizó la información se tiene los siguientes datos promedios del valor de factor de potencia por zonas, como indica la tabla 19.

Tabla 19

Factor de potencia promedio por zonas

ZONA	FACTOR DE POTENCIA
Administración	96.9
Anhidro	77.5
Cancha	---
Circuito de Agua	76.0
CO2	73.0
Fermentación	95.5
MDT	82.6
ITS	93.2

CONTINUA



TPD1	85.8
Torre de Fermentación	94.7
Torre ITS	84.9
Turbogenerador	92.5
Total Planta	93.8

No existe valor en la zona de “cancha” porque la red modbus es antigua y está deteriorada y no se puede adquirir datos de ese medidor.

Para la compensación del factor de potencia se debe reducir la potencia activa esto es posible colocando capacitores en paralelo con la carga.

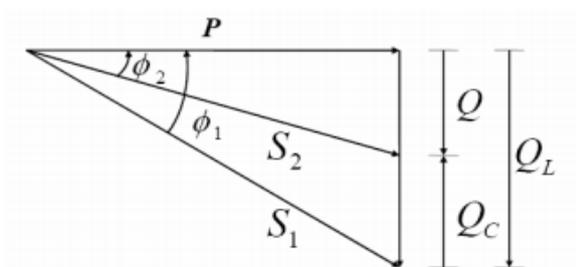


Figura 34 Triángulo de potencias con compensación capacitiva

En la figura 34 se muestra el triángulo de potencias con compensación capacitiva donde:

Q_L es la potencia aparente actual

Q_C suministro de reactivos del capacitor

ϕ_1 Angulo actual del factor de potencia

ϕ_2 Angulo factor potencia con compensación

Al usar los capacitores el ángulo ϕ_1 se reduce a ϕ_2 así también S_1 disminuye y toma el valor de S_2 y al disminuir ϕ_1 incrementa el factor de potencia.

Las zonas con valores más bajos: anhidro, circuito de agua, CO2, MDT, TPD1, torre ITS; para corregir el factor de potencia se necesita la siguiente información de cada zona:

- Demanda en KW
- Factor de potencia promedio
- Factor de potencia deseado

En la tabla 20 se muestra el resumen de la información que se necesita para mejorar el factor de potencia, teniendo un factor de potencia esperado de 0.92 para todas las zonas.

Tabla 20

Datos para mejorar el factor de potencia

ZONA	FACTOR DE POTENCIA PROMEDIO	FACTOR DE POTENCIA DESEADO	DEMANDA EN KW
Anhidro	0.77	0.92	74
Circuito de Agua	0.76	0.92	88
CO2	0.73	0.92	39
MDT	0.83	0.92	174
TPD1	0.86	0.92	321
Torre ITS	0.85	0.92	122

Para la corrección del factor de potencia se utiliza la tabla de corrección de factor de potencia

TABLA PARA DETERMINAR EL CAPACITOR NECESARIO PARA COMPENSAR INSTALACIONES QUE TENGAN CONSUMO DE ENERGIA REACTIVA																	
Cos Fi Inicial	0,80	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,25	3,123	3,253	3,280	3,306	3,333	3,361	3,389	3,417	3,447	3,478	3,510	3,544	3,581	3,622	3,670	3,731	3,873
0,26	2,964	3,094	3,121	3,147	3,174	3,202	3,230	3,258	3,288	3,319	3,351	3,385	3,422	3,463	3,511	3,572	3,714
0,27	2,816	2,946	2,973	2,999	3,026	3,054	3,082	3,110	3,140	3,171	3,203	3,237	3,274	3,315	3,363	3,424	3,566
0,28	2,679	2,809	2,836	2,862	2,889	2,917	2,945	2,973	3,003	3,034	3,066	3,100	3,137	3,178	3,226	3,287	3,429
0,29	2,550	2,680	2,707	2,733	2,760	2,788	2,816	2,844	2,874	2,905	2,937	2,971	3,008	3,049	3,097	3,158	3,300
0,30	2,430	2,560	2,587	2,613	2,640	2,668	2,696	2,724	2,754	2,785	2,817	2,851	2,888	2,929	2,977	3,038	3,180
0,31	2,317	2,447	2,474	2,500	2,527	2,555	2,583	2,611	2,641	2,672	2,704	2,738	2,775	2,816	2,864	2,925	3,067
0,32	2,211	2,341	2,368	2,394	2,421	2,449	2,477	2,505	2,535	2,566	2,598	2,632	2,669	2,710	2,758	2,819	2,961
0,33	2,111	2,241	2,268	2,294	2,321	2,349	2,377	2,405	2,435	2,466	2,498	2,532	2,569	2,610	2,658	2,719	2,861
0,34	2,016	2,146	2,173	2,199	2,226	2,254	2,282	2,310	2,340	2,371	2,403	2,437	2,474	2,515	2,563	2,624	2,766
0,35	1,926	2,056	2,083	2,109	2,136	2,164	2,192	2,220	2,250	2,281	2,313	2,347	2,384	2,425	2,473	2,534	2,676
0,36	1,842	1,972	1,999	2,025	2,052	2,080	2,108	2,136	2,166	2,197	2,229	2,263	2,300	2,341	2,389	2,450	2,592
0,37	1,761	1,891	1,918	1,944	1,971	1,999	2,027	2,055	2,085	2,116	2,148	2,182	2,219	2,260	2,308	2,369	2,511
0,38	1,684	1,814	1,841	1,867	1,894	1,922	1,950	1,978	2,008	2,039	2,071	2,105	2,142	2,183	2,231	2,292	2,434
0,39	1,611	1,741	1,768	1,794	1,821	1,849	1,877	1,905	1,935	1,966	1,998	2,032	2,069	2,110	2,158	2,219	2,361
0,40	1,541	1,671	1,698	1,724	1,751	1,779	1,807	1,835	1,865	1,896	1,928	1,962	1,999	2,040	2,088	2,149	2,291
0,41	1,475	1,605	1,632	1,658	1,685	1,713	1,741	1,769	1,799	1,830	1,862	1,896	1,933	1,974	2,022	2,083	2,225
0,42	1,411	1,541	1,568	1,594	1,621	1,649	1,677	1,705	1,735	1,766	1,798	1,832	1,869	1,910	1,958	2,019	2,161
0,43	1,350	1,480	1,507	1,533	1,560	1,588	1,616	1,644	1,674	1,705	1,737	1,771	1,808	1,849	1,897	1,958	2,100
0,44	1,291	1,421	1,448	1,474	1,501	1,529	1,557	1,585	1,615	1,646	1,678	1,712	1,749	1,790	1,838	1,899	2,041
0,45	1,235	1,365	1,392	1,418	1,445	1,473	1,501	1,529	1,559	1,590	1,622	1,656	1,693	1,734	1,782	1,843	1,985
0,46	1,180	1,310	1,337	1,363	1,390	1,418	1,446	1,474	1,504	1,535	1,567	1,601	1,638	1,679	1,727	1,788	1,930
0,47	1,128	1,258	1,285	1,311	1,338	1,366	1,394	1,422	1,452	1,483	1,515	1,549	1,586	1,627	1,675	1,736	1,878
0,48	1,078	1,208	1,235	1,261	1,288	1,316	1,344	1,372	1,402	1,433	1,465	1,499	1,536	1,577	1,625	1,686	1,828
0,49	1,029	1,159	1,186	1,212	1,239	1,267	1,295	1,323	1,353	1,384	1,416	1,450	1,487	1,528	1,576	1,637	1,779
0,50	0,982	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,51	0,937	1,067	1,094	1,120	1,147	1,175	1,203	1,231	1,261	1,292	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,545	1,687
0,52	0,893	1,023	1,050	1,076	1,103	1,131	1,159	1,187	1,217	1,248	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,501	1,643
0,53	0,850	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600
0,54	0,809	0,939	0,966	0,992	1,019	1,047	1,075	1,103	1,133	1,164	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,417	1,559
0,55	0,768	0,898	0,925	0,951	0,978	1,006	1,034	1,062	1,092	1,123	1,155	1,189	1,226	1,267	1,315	1,376	1,518
0,56	0,729	0,859	0,886	0,912	0,939	0,967	0,995	1,023	1,053	1,084	1,116	1,150	1,187	1,228	1,276	1,337	1,479
0,57	0,691	0,821	0,848	0,874	0,901	0,929	0,957	0,985	1,015	1,046	1,078	1,112	1,149	1,190	1,238	1,299	1,441
0,58	0,655	0,785	0,812	0,838	0,865	0,893	0,921	0,949	0,979	1,010	1,042	1,076	1,113	1,154	1,202	1,263	1,405
0,59	0,618	0,748	0,775	0,801	0,828	0,856	0,884	0,912	0,942	0,973	1,005	1,039	1,076	1,117	1,165	1,226	1,368
0,60	0,583	0,713	0,740	0,766	0,793	0,821	0,849	0,877	0,907	0,938	0,970	1,004	1,041	1,082	1,130	1,191	1,333
0,61	0,549	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299
0,62	0,515	0,645	0,672	0,698	0,725	0,753	0,781	0,809	0,839	0,870	0,902	0,936	0,973	1,014	1,062	1,123	1,265
0,63	0,483	0,613	0,640	0,666	0,693	0,721	0,749	0,777	0,807	0,838	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,091	1,233
0,64	0,451	0,581	0,608	0,634	0,661	0,689	0,717	0,745	0,775	0,806	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,059	1,201
0,65	0,419	0,549	0,576	0,602	0,629	0,657	0,685	0,713	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,918	0,966	1,027	1,169
0,66	0,388	0,518	0,545	0,571	0,598	0,626	0,654	0,682	0,712	0,743	0,775	0,809	0,846	0,887	0,935	0,996	1,138
0,67	0,358	0,488	0,515	0,541	0,568	0,596	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	1,108
0,68	0,328	0,458	0,485	0,511	0,538	0,566	0,594	0,622	0,652	0,683	0,715	0,749	0,786	0,827	0,875	0,936	1,078
0,69	0,299	0,429	0,456	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,846	0,907	1,049
0,70	0,270	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,564	0,594	0,625	0,657	0,691	0,728	0,769	0,817	0,878	1,020
0,71	0,242	0,372	0,399	0,425	0,452	0,480	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,850	0,992
0,72	0,214	0,344	0,371	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,822	0,964
0,73	0,186	0,316	0,343	0,369	0,396	0,424	0,452	0,480	0,510	0,541	0,573	0,607	0,644	0,685	0,733	0,794	0,936
0,74	0,159	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,767	0,909
0,75	0,132	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,740	0,882
0,76	0,105	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,399	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,604	0,652	0,713	0,855
0,77	0,079	0,209	0,236	0,262	0,289	0,317	0,345	0,373	0,403	0,434	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,687	0,829
0,78	0,052	0,182	0,209	0,235	0,262	0,290	0,318	0,346	0,376	0,407	0,439	0,473	0,510	0,551	0,599	0,660	0,802
0,79	0,026	0,156	0,183	0,209	0,236	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,80		0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,81		0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,582	0,724
0,82		0,078	0,105														

Para usar esta tabla se tiene el siguiente procedimiento:

1. Localizar el factor de la potencia actual en la primera columna,
2. Localizar el factor de potencia deseado en la primera fila y
3. Encontrar en punto donde confluyen y ese valor es el coeficiente k
4. Multiplicar factor k con la potencia para obtener el valor del capacitor adecuado.

$$Q_C = P * K$$

5. Ya conociendo el valor de Q_C se puede hallar el valor de la capacitancia que se deberá conectar en cada fase.

Si es la conexión en triángulo se obtiene los valores con la siguiente formula y se conecta como muestra la figura 35

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_C}{V^2 * 2\pi f}$$

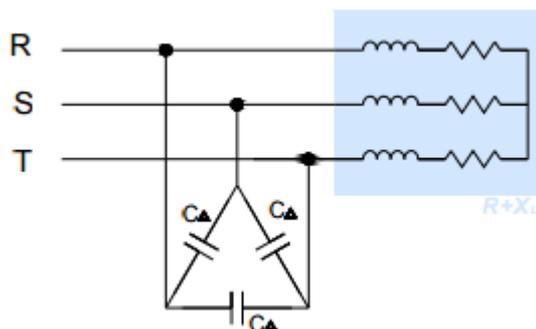


Figura 35 Banco de condensadores en triángulo

Si la conexión es en estrella se obtiene los valores con la siguiente formula y se conecta como muestra la figura 36

$$C_Y = \frac{9 Q_C}{V^2 * 2\pi f}$$

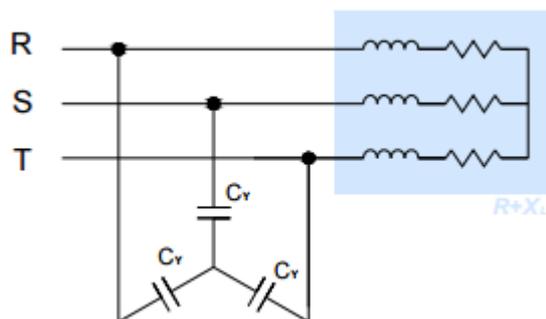


Figura 36 Banco de capacitores en estrella

En los casos a compensar se va a usar la conexión en triángulo debido a que el valor de la capacitancia sería de menor valor y más fácil de conseguir en el mercado.

4.2.1. Corrección del factor de potencia de Anhidro

Se busca el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 2.

Para anhidro se obtiene un coeficiente k de 0,403 al multiplicar con la potencia 74 KW tenemos:

$$Q_c = 74 \text{ Kw} * 0,403$$

$$Q_c = 29,82 \text{ KVar}$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_c}{V^2 * 2\pi * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 29,82 \text{ KVar}}{(440 \text{ V})^2 * 2\pi * 60 \text{ Hz}}$$

$$C_{\Delta} = 123 \times 10^{-6} \text{ F} = 123 \mu\text{F}$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 166 μF

4.2.2. Corrección del factor de potencia de Circuito de agua

Se busca el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 3.

Para circuito de agua se obtiene un coeficiente k de 0,429 al multiplicar con la potencia 88 KW tenemos:

$$Q_c = 88 \text{ Kw} * 0,429$$

$$Q_c = 37,75 \text{ KVA}r$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_c}{V^2 * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 37,75 \text{ KVA}r}{(440 \text{ V})^2 * 2\pi * 60 \text{ Hz}}$$

$$C_{\Delta} = 175 \times 10^{-6} \text{ F} = 175 \mu \text{ F}$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 199 μ F

4.2.3. Corrección del factor de potencia de CO2

Se busca el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 4.

Para CO2 se obtiene un coeficiente k de 0,510 al multiplicar con la potencia 39 KW tenemos:

$$Q_c = 39 \text{ Kw} * 0,510$$

$$Q_c = 18,36 \text{ KVA}r$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_c}{V^2 * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 18,36 KVA_r}{(440 V)^2 * 2\pi * 60 Hz}$$

$$C_{\Delta} = 75,4 \times 10^{-6} F = 75,4 \mu F$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 99.4 μF

4.2.4. Corrección del factor de potencia de MDT

Se busca el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 5.

Para MDT se obtiene un coeficiente k de 0,246 al multiplicar con la potencia 174 KW tenemos:

$$Q_c = 174 Kw * 0,246$$

$$Q_c = 42,80 KVA_r$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_c}{V^2 * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 42,80 KVA_r}{(440 V)^2 * 2\pi * 60 Hz}$$

$$C_{\Delta} = 1,75 \times 10^{-6} F = 175 \mu F$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 199 μF

4.2.5. Corrección del factor de potencia de TPD1

Se buscar el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 6.

Para TDP1 se obtiene un coeficiente k de 0,167 al multiplicar con la potencia 321 KW tenemos:

$$Q_C = 321 \text{ Kw} * 0,167$$

$$Q_C = 53,61 \text{ KVAr}$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_C}{V^2 * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 53,61 \text{ KVAr}}{(440 \text{ V})^2 * 2\pi * 60 \text{ Hz}}$$

$$C_{\Delta} = 2,20 \times 10^{-4} \text{ F} = 220 \mu \text{ F}$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 265 μ F

4.2.6. Corrección del factor de potencia de Torre ITS

Se buscar el factor k en la tabla según los datos ya definidos, se encuentra como anexo 7.

Para torre ITS se obtiene un coeficiente k de 0,194 al multiplicar con la potencia 122 KW tenemos:

$$Q_C = 122 \text{ Kw} * 0,194$$

$$Q_C = 23,67 \text{ KVAr}$$

Se debe tomar en cuenta el voltaje en este caso es 440V y la frecuencia que es de 60 Hz.

$$C_{\Delta} = \frac{3 Q_C}{V^2 * f}$$

$$C_{\Delta} = \frac{3 * 23,67KVA_r}{(440 V)^2 * 2\pi * 60 Hz}$$

$$C_{\Delta} = 9,72 \times 10^{-5} F = 97,2 \mu F$$

En el mercado se podría conseguir capacitancias de 133 μF

4.2.7. Resumen de capacitancias a compensar

Tabla 21

Resumen de capacitaciones a compensar

ZONA	CAPACITANCIA CALCULADA	CAPACITANCIA COMERCIAL
Anhidro	123 μF	166 μF
Circuito de Agua	175 μF	199 μF
CO2	75,4 μF	99,4 μF
MDT	175 μF	199 μF
TPD1	220 μF	265 μF
Torre ITS	97,2 μF	133 μF

En la tabla 21 indica el resumen de las capacitancias a compensar, al no ser el mismo valor calculado y los valores comerciales son mayores se obtiene un factor de potencia mayor a 0.92, siendo mejor porque el valor mínimo que debe tener el factor de potencia en Ecuador es 0,92.

5.3. Análisis de la distorsión armónica de voltaje

La norma IEEE 519 recomienda los límites de distorsión de voltaje (THD: Distorsión armónica de voltaje total en porcentaje a la frecuencia fundamental nominal).

Tabla 22**Límites de distorsión de voltaje**

VOLTAJE DE BARRA EN EL PCC	DISTORCION DE VOLTAJE INDIVIDUAL (%)	DISTORCION DE VOLTAJE TOTAL THD (%)
69 kV y por debajo	3.0	5.0
69.001 V a 161 kV	1.5	2.5
161.001 V y por encima	1.0	1.5

Fuente: (IEEE519, 1992)

También se debe tomar en cuenta los valores límites por el CONELEC, la tabla 22 comprara estos 2 límites.

Tabla 23**Comparación entre límites de CONELEC e IEEE 519-1992**

VOLTAJE DE BARRA EN EL PCC	THD _v (%) Establecidos por el CONELEC	THD _v (%) Recomendados por la norma IEEE 519-1992
69 Kv y por debajo	8.0	5.0
69.001 V a 161 kV	5.5	2.5
161.001 V y por encima	4.5	1.5

Fuente: (IEEE519, 1992)

Como se observa en la tabla 23, el CONELEC tiene un límite establecido 3% mayor que el de la norma IEEE 519-1992 debido que se lo adecua a las condiciones del sistema eléctrico del Ecuador, si se quisiera un sistema más confiable con menor THD se requiere de una mayor inversión

La empresa tiene un voltaje de barra de 69 kV según los valores establecidos por el CONELEC debería tener un valor máximo de THD_v de 8%, según los resultados obtenidos en los tres meses se obtiene la siguiente curva por mes.

THDV MES JULIO, AGOSTO Y SEPTIEMBRE 2016

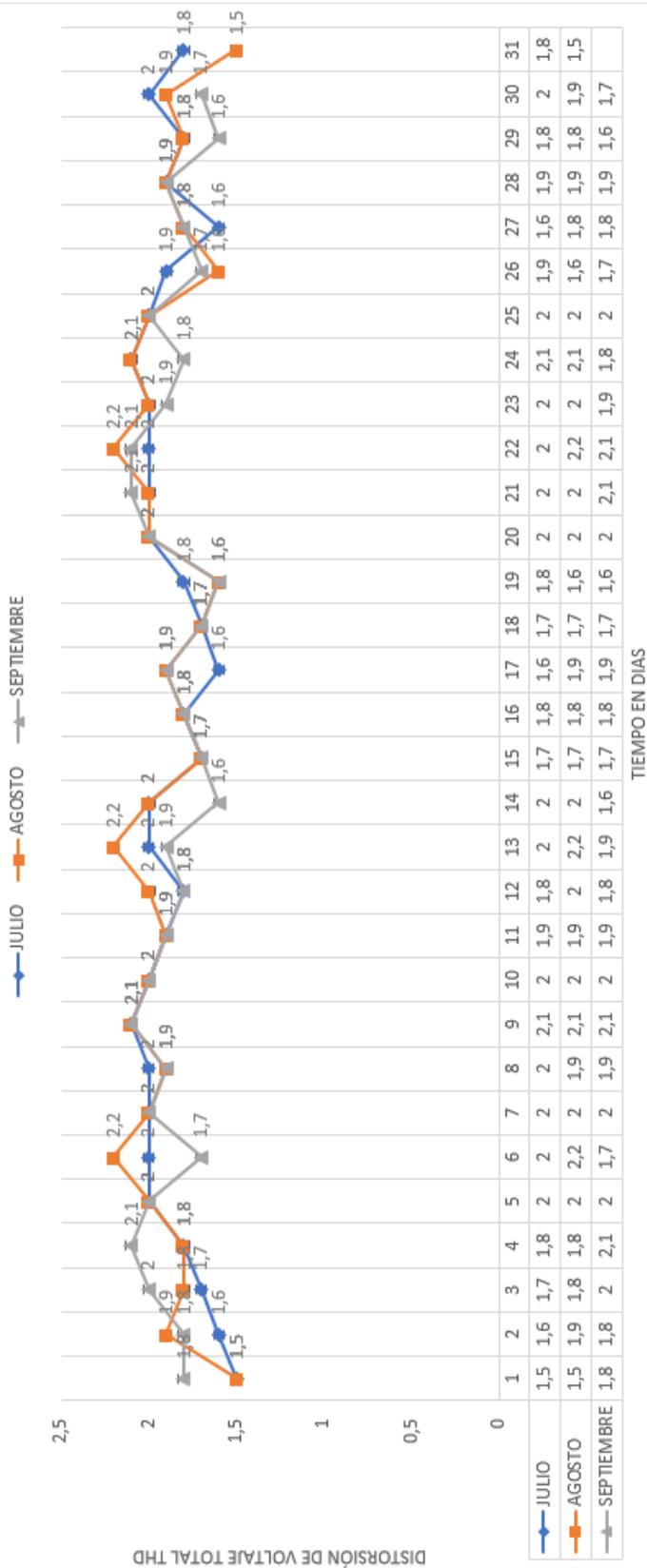


Figura 37 THDv del mes de julio, agosto, septiembre 2016

Como se observa en la figura 37 el valor máximo del mes de julio es 2.1 %, el valor máximo del mes de agosto es 2.2 % y el valor máximo del mes de septiembre es 2.1 %.

La empresa tiene un valor permitido y no llega a los valores límites según las regulaciones del Ecuador y de la norma IEEE 519-1992.

5.4. Análisis de distorsión armónica de corriente

La norma IEEE 519 recomienda los límites de distorsión de corriente que un consumidor puede introducir a la red de distribución eléctrica. Los límites de corriente armónica individual son expresados en porcentaje de máxima corriente de carga.

Cada usuario introduce a la red eléctrica diferentes corrientes armónicas, pueden mostrar diferencias por los ángulos de fase o en función del tiempo que cada usuario inyecta a la red eléctrica

Tabla 24

Límites de distorsión de corriente para sistema de distribución en general desde 120 V hasta 69kV

Máxima distorsión de corriente armónica en porcentaje de IL						
Orden Armónico Individual (Armónicos Impares)						
Isc/IL	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.3	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: (IEEE519, 1992)

Donde:

Isc = Máxima corriente de cortocircuito en el PCC

IL = Máxima corriente de carga demandada (componente de frecuencia fundamental) en el PPC (Punto de acoplamiento común)

TDD = distorsión demandada total, distorsión de corriente armónica en % de la máxima corriente de carga demandada

Los límites recomendados que pueden ser usados como valores de diseño para un sistema para condiciones ideales en operación normal se muestra en la tabla 24, a condiciones ideales se entiende como condiciones que duran más de una hora.

Tomados los datos del sistema se obtiene un valor promedio de:

$$I_{sc} = 75907,455 \text{ A}$$

$$I_L = 1167,807 \text{ A}$$

El valor de relación de corto circuito es:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{75807,455 \text{ A}}{1167,807 \text{ A}} = 64,91$$

Este valor según la tabla 24 un valor de TDD máximo de 12 %, según los datos obtenidos de sistema la planta tiene un valor promedio de 8.86 %, así teniendo un valor permitido por la norma.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Al tener un sistema de calidad de energía se cumple con la norma ISO 50001, porque la norma solicita un sistema que muestre la energía de la empresa en tiempo real de voltajes corrientes, potencias, energías, factor de potencia y armónicos; además que la norma es compatible con otros esquemas de gestión basados en normas ISO, podrían ser integrarlos y traería beneficios en la gestión de la empresa.
- Al utilizar la norma ISO 50001 se pudo reducir costos de energía porque como se tenía en el punto 3.1 de condiciones iniciales donde se tenía multas por parte de la empresa eléctrica debido a un alto factor de potencia, al tener la información desde el sistema se puede monitorear las zonas y evaluar si alguna no funciona con los parámetros establecidos de la empresa y se puede tomar decisiones para controlar y solucionar esta falla de manera más rápida porque se alerta el sistema y se puede solucionar al momento y no esperar la factura para revisar este error.
- El modelo de gestión de la norma ISO 50001 es de 4 pasos, de los cuales se cumplieron tres que son: “planificar” porque se estableció controles y objetivos al implementar el sistema; “hacer” se creó el sistema y está funcionando normalmente, “verificar” porque se pudo monitorear y medir los procesos por un tiempo de 3 meses y reportar resultados de consumo energético, el que no se cumplió fue el “actuar” debido a que la empresa debe evaluar los cambios y mejoras recomendadas en este trabajo.
- Con el sistema que guarda los datos de energía se puede tener información de todo el mes y se pudo realizar el análisis en el departamento administrativo para los costos con la planilla de consumo, además la empresa posee un

turbogenerador que genera energía para los procesos de producción y puedo realizar análisis de cuanto beneficio genera a la misma.

- Para diseñar unas interfaces HMI se debe tomar en cuenta las normas específicas como ISA SP 101 y recomendaciones, pero además las interfaces ya existentes en la empresa para tener armonía y que el operario no se le haga difícil la interacción con el sistema.
- Se pudo realizar el monitoreo del sistema desde cualquier computadora conectada a la red colocando la IP del sistema, porque la computadora donde se instaló el servidor tenía 2 tarjetas de red así se podía conectar la red industrial como a la red administrativa.
- Un sistema remoto es beneficioso para el departamento de mantenimiento que es el encargado de tener las mediciones y consumos de la energía porque no tiene que ir a la planta para tomar estos datos, así mismo el departamento administrativo puede revisar información.
- Como resultado de la investigación estadística presentada, se concluye que existe bajo factor de potencia en algunas zonas de la planta, se podría mejorar con banco de capacitores en cada una de estas para mejorar la red eléctrica de la empresa, a pesar que el total de la planta está sobre el nivel mínimo y no debería existir multas.
- Se realizó análisis de armónicos donde la empresa cuenta con valores permitidos bajo la norma, como antecedentes la empresa tenía varios equipos se han dañado y dejado de funcionar, pero no es por un alto valor de armónicos sino por subidas de tensión y de corriente, que muestran los informes de los medidores de las zonas de CO2 y TDP.
- La red modbus con la que se implementó el sistema no ha sido modificada desde el origen de la empresa y no existe una buena transmisión de datos y no se pudo tener un estudio completo del sistema, se debería cambiar la red por una nueva para poder tener datos de todas las zonas y saber el consumo exacto de las zonas.
- Para que el sistema funcione en su totalidad de manera óptima debería existir en cada zona un medidor, actualmente para saber valores de consumo de

“Caldera” del valor de TDP1 se debe restar el valor de administración menos el valor de MDT, y este valor es importante porque la empresa necesita este valor para los reportes mensuales por departamentos de producción.

- Para la mejorar la eficiencia es importante tomar en cuenta el consumo de cada zona, la planta al funcionar las 24 horas los 7 días a la semana tiene un alto consumo en luminarias y en aire acondicionado debido al clima de la costa y a los equipos en funcionamiento, sería importante poder cambiar las luminarias incandescentes por led y mejorar los aires acondicionados por unos que tengan ahorro energético.
- Para tener una mejora continua en la calidad de energía se debe tener auditorías internas para poder tomar acciones preventivas y correctivas, se debe tener una correcta conformación de los auditores internos así por un ejemplo requiera en la planta nuevos equipos, este grupo de personas debe generar una política en la empresa para que los nuevos equipos tengan beneficios en el desempeño energético.
- La implementación de un sistema de energía ayuda a generar un procedimiento sobre prevención y sobre el control del consumo de energía, lo que permite tener mayor rendimiento energético sin necesidad de disminuir el beneficio obtenido.

6.2.Recomendaciones

- Se debe mejorar la red modbus en la planta para poder tener la información completa de los dispositivos.
- Se recomienda tomar en cuenta el cambio de luminaria, mejora de aires acondicionados, aumento de banco de capacitores en las zonas establecidas para mejorar la red energética de la empresa.
- Se recomienda tener un responsable del sistema energético con habilidades y competencias adecuadas para asegurar el funcionamiento del sistema.
- Se debe tomar en cuenta que es imprescindible para proteger la instalación usar fusibles, debe ir un fusible en serie con cada contactor, además es importante que el tablero del capacitor tiene que ser aterrizado desde la terminal.

Bibliografía

- Arriaga, J., Bradley, D., & Bodger, P. (1979). *Power System Harmonic*. Chin Chester UK: Jhon Wiley and Sons.
- Castaño, R. S., & Plata, C. E. (2003). *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Castrillon, R. D., A. G., & Quispe, E. C. (2013). Mejoramiento de la eficiencia energetica en la industria de cemento por proceso humedo a traves de la implementacion del sistema de gestión integral de a energía. *Dyna*, 155-123.
- CONELEC, C. N. (2001). *REGULACION No. CONELEC – 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION*.
- Donald, G., Fink, & Wayne, B. (1993). *Manual de Ingeniería Eléctrica, decimo tercera edición, tomo 2*. Mexico: McGraw-Hill.
- Europea, N. (2004). *Norma UNE- EN 50160- Caracterisicas de la tensión suministrada por las redes generales de distribución* . CENELEC.
- Figeroa, E. L., Meriño, L. S., Ospino, I. T., & Gómez, A. N. (2010). *Calidad de la Energía Eléctrica*. Colombia.
- Gutiérrez, A. S. (2010). De la gestión de la calidad a la aplicabilidad de la calidad en la enseñanza. *IEEE*.
- Heydt, G. T. (1991). *Electric Power Quality. Star in a Circle Publications*.
- IEEE. (1994). *Recomendaciones practicas para distribución electrica de poder en una planta industrial*. New York: Institute of Electrical an Electronics Engineers.
- IEEE1159. (1995). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE New York USA, 1995. -Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz). Standard Publication no. ANSI C84.1-1995*.

- IEEE519. (1992). *"Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el control de Armónicos en Sistemas Electricos de Potencia"*. Estados unidos: Institute of Electrical an Electronics Engineers.
- Joseph, E. (s.f.). *"Circuito Eléctricos " 1 edicion.* (M. Hill, Ed.) Interamericana de España.
- Minas, M. d. (s.f.). *Eficiencia Energética Electricidad.*
- Muhammad, R. (s.f.). *Electrónica de potencia 3 edición .* Mexico: Pearson.
- Owen, R. (s.f.). *Distribution System Harmonics: Effects in Equipment and Operation.* Estados Unidos: McGraw Edison Company.
- Plata, E. A. (2006). *Calidad del Servicio de Energia Eléctrica.* Colombia, Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional Colombia.
- Publication, N. S. (2004). *Motors and Generators.* Estados Unidos: National Electrical Manufacturers Association.
- Stevenson, W. (1979). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, segunda edición.* McGraw-Hill.
- Wildi, T. (2007). *Sistemas de Potencia, sexta Edición.*
- Alfonso Aranda, Sabina Scarpellini, Marisa Feijoó, (2003) *Análisis de la eficiencia energética de la industria española y su potencial de ahorro.* Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/352/01%20ALFONSO%20ARANDA.pdf>
- Rivera William, Pardo Endel. (2014). *Diseño e implementación de un sistema de monitoreo y control del factor de potencia de un grupo de motores de corriente alterna.* (Tesis de arquitectura). Recuperada del repositorio de la Universidad del Azuay: <http://dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/3609/1/10291.pdf>

De La Torre, A.; Cepeda, J. y Herrera, J. (2013). “*Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI*”. *Ingenius*. N.º 10, (Julio-Diciembre). pp. 34-43. ISSN: 1390-650X.