



INSTITUTO SUPERIOR
MINERO METALÚRGICO DE MOA
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad Metalurgia y Electromecánica

Trabajo de Diploma

En Opción al Título de
Ingeniero Eléctrico

Título:
**Diagnóstico Energético en la UEB Sagua
de Tánamo, Empresa Materiales de la
Construcción Holguín**

Autor: Geysler Fidel Alfonso Sierra
Tutor: MsC. Gabriel Hernández Ramírez

Moa 2016
Año 58 de la Revolución



DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo: Geysler Fidel Alfonso Sierra.

Autor de este Trabajo de Diploma certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, para hacer uso del mismo en la finalidad que estime conveniente al MsC. Gabriel Hernández Ramírez.

Firma del Tutor.

Firma del Diplomante.

PENSAMIENTO

*“Hay una fuerza motriz más poderosa que
el vapor, la electricidad y la energía atómica:
la voluntad.”*

Albert Einstein.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida y a mi madre Maricel por educarme como un hombre de bien.

A Yudisita, mi familia y los amigos que han estado incondicionalmente a mi lado.

A mis tutores Gabriel y Erlán.

En fin a todas las personas que de alguna manera han contribuido a que este sueño se haga realidad, en especial a mi primo Héctor Luis.

DEDICATORIA

Dedico este triunfo a mi madre Maricel Sierra.

RESUMEN

El presente trabajo de diploma consiste en un diagnóstico energético a la UEB Sagua de Tánamo, Empresa Materiales de la Construcción Holguín.

En el primer capítulo se aborda el fundamento teórico-investigativo con las expresiones y métodos científicos necesarios para el desarrollo de este trabajo.

En el segundo capítulo se exponen las diferentes tareas que se realizan; primeramente se analiza el comportamiento del consumo de los portadores energéticos, se describe el suministro eléctrico de la entidad así como su caracterización. En los epígrafes siguientes se realiza la inspección visual de la instalación para la detección de las principales deficiencias. Posteriormente se efectúa el levantamiento de todas las cargas instaladas en la instalación, se confecciona el monolineal, se realizan mediciones en la barra principal de las principales variables eléctricas, se evalúan las pérdidas por transformación y el factor de potencia de la factura eléctrica y se calcula la sección transversal de los conductores y el ajuste de los dispositivos de protección principales.

En el tercer capítulo se exponen los resultados de los cálculos para las pérdidas por transformación reduciendo la capacidad del banco de transformadores y el cálculo de la potencia reactiva para la selección del banco de condensadores así como el cálculo de las pérdidas por transformación aplicando las dos variantes anteriores. Al finalizar se realiza el análisis económico de las propuestas realizadas y se exponen las conclusiones del trabajo.

SUMMARY

The present diploma work consists on an energy diagnosis to the UEB Sagua of Tánamo, Material Company of the Construction Holguín.

In the first chapter the theoretical-investigative foundation is approached with the expressions and necessary scientific methods for the development of this work.

In the second chapter the different tasks are exposed that are carried out; firstly the behavior of the consumption of the energy payees is analyzed, the electric supply of the entity is described as well as its characterization. In the following epigraphs is carried out the visual inspection of the installation for the detection of the main deficiencies. Later on the rising of all the loads is made installed in the installation, the monolineal is made, they are carried out mensurations in the main bar of the main electric variables, the losses by transformation are evaluated and the factor of power of the electric invoice and it is calculated the traverse section of the drivers and the adjustment of the main protection devices.

In the third chapter the results of the calculations are exposed for the losses by transformation reducing the capacity of the bank of transformers and the calculation of the power reactivates for the selection of the bank of condensers as well as the calculation of the losses for transformation applying the two previous variants. When being concluded carries out the economic analysis of the carried out proposals and the conclusions of the work are exposed.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
Capítulo 1. FUNDAMENTO TEÓRICO INVESTIGATIVO.	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Antecedentes de la investigación.	3
1.3 Factores fundamentales que influyen en los cálculos de sistemas de suministro eléctrico.....	5
1.3.1 Demanda máxima	6
1.4 Selección de los conductores eléctricos.....	7
1.5 Método de cálculo de la corriente de corto circuito para la selección de los dispositivos de protección.	12
1.6 Método de cálculo para las pérdidas por transformación.	14
1.7 Factor de potencia.....	15
1.5 Conclusiones.....	18
Capítulo II. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN.....	19
2.1 Introducción.....	19
2.2 Caracterización de la instalación objeto de estudio.....	19
2.3 Estructura de consumo de portadores energéticos.	22
2.4 Sistema de suministro eléctrico actual.	24
Inspección visual de la instalación incluyendo el estado los principales paneles eléctricos.....	26
2.6 Levantamiento de cargas instaladas.	27
2.5 Comportamiento de las principales magnitudes eléctricas en la barra principal de la instalación.	30
2.6 Análisis de las facturas eléctricas.....	33
2.7 Cálculos para la selección de los conductores.....	35
2.3 Selección de los dispositivos de protección.	41
2.7 Conclusiones.....	42
CAPÍTULO III: PROPUESTA DE SOLUCIÓN Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	43
3.1 Introducción.....	43

3.3 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia en la instalación.	44
3.4 Cálculo de las pérdidas por transformación después de la disminución de la capacidad del banco de transformadores y la compensación de reactivo.	45
3.5 Nivel de competencia en materia de ahorro de energía en la empresa. .	46
3.6 Propuesta de medidas para elevar la eficiencia energética.	46
3.7 Valoración económica.	48
3.7 Conclusiones.....	51
CONCLUSIONES GENERALES.....	52
RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	54
ANEXOS.....	1

INTRODUCCIÓN GENERAL

La reducción de los costos asociados con el consumo de energía eléctrica y con las inversiones capitales en los equipos eléctricos utilizados en las instalaciones industriales y de servicios, resulta imprescindible en la situación actual de la economía de nuestro país. Esta necesidad resulta potenciada por el impacto medioambiental de las tecnologías energéticas.

Todo programa de ahorro de energía tiene como punto de partida, el conocimiento de los consumos y el estado energético de todos los equipos consumidores de energía de la instalación. Es por ello que resulta necesario partir de esas características, su problemática de operación, la explotación de procesos, equipos y el conocimiento de los factores que inciden en los excesos de consumos y pérdidas de energía, con vista a su eliminación y establecer un control efectivo.

En nuestro país se han llevado a cabo importantes proyectos encaminados a elevar la eficiencia de los procesos productivos de las diferentes ramas industriales, con vista a alcanzar los más altos rendimientos económicos. Los portadores energéticos podrán utilizarse eficazmente con la aplicación de medidas que son realizables desde el punto de vista técnico, lo que tiene suma importancia en el sector de los servicios. La utilización racional de la energía requiere de métodos racionales que enfoquen la solución del sobre-consumo, excesos de pérdidas y explotación de las instalaciones en el ámbito técnico, económico y ambiental.

Situación Problemática

La baja eficiencia debido a problemas técnicos y operacionales que conducen a la baja productividad y el incremento en el consumo de energía eléctrica en la UEB Sagua de Tánamo, Empresa Materiales de la Construcción Holguín exige la realización de un diagnóstico energético capaz de detectar los factores influyentes en esta situación.

Problema

Se desconocen las causas que conllevan a la baja eficiencia energética y al incremento del consumo de energía eléctrica en la instalación.

Hipótesis

Si se realiza un diagnóstico energético en la instalación, se pueden tomar las medidas adecuadas para reducir los gastos por concepto de consumo de energía eléctrica.

Objeto de la investigación: UEB Sagua de Tánamo, Empresa Materiales de la Construcción Holguín.

Campo de acción: Suministro eléctrico.

Objetivo General:

Diagnosticar el sistema eléctrico de la entidad para detectar las insuficiencias existentes.

Objetivos Específicos:

- Caracterizar el sistema eléctrico de la instalación.
- Determinar el comportamiento de las principales magnitudes eléctricas, en los ramales principales y en los equipos de mayor demanda.
- Determinar la relación entre la demanda de energía eléctrica de la instalación y la capacidad instalada en el banco de transformadores.
- Proponer alternativas técnicas-organizativas para la reducción del consumo de energía eléctrica.

Tareas de la Investigación:

- Realización del levantamiento de cargas instaladas en la planta.
- Evaluación de la instalación incluyendo los principales paneles eléctricos.
- Mediciones de las variables eléctricas en los ramales principales y en los equipos de mayor demanda.

Capítulo 1. FUNDAMENTO TEÓRICO INVESTIGATIVO.

1.1 Introducción

En este capítulo se realiza una breve reseña de los estudios antes realizados, en cuanto a diagnóstico, eficiencia energética y compensación de energía reactiva. Se exponen los métodos científicos y herramientas a utilizar necesarios para la elaboración de este trabajo de diploma.

1.2 Antecedentes de la investigación.

La eficiencia y el uso racional de la energía es un tema de vital importancia en la actualidad que vive el país, es necesario utilizar de una manera eficaz los recursos que se disponen para así contribuir al progreso del mismo.

A continuación se expondrán algunos trabajos precedentes relacionados con el tema de este trabajo de diploma:

(Lovaina, 2003). Expuso un trabajo relacionado con la gestión energética en el sector industrial y de los servicios, aplica las nuevas tecnologías para el uso eficiente de la energía. Estas aplicaciones se han diversificado en todo el país a partir de la participación de grupos multidisciplinarios compuestos por profesionales universitarios y de diferentes empresas. Básicamente el alcance de estas investigaciones de gestión energética consiste en realizar, conjuntamente con el cliente, un análisis de la situación energética de la planta industrial, a manera de diagnóstico (cuánta energía se consume, dónde se consume, qué cantidad de ella se desprecia), con el objetivo de identificar oportunidades evidentes de ahorro que produzcan beneficios económicos directos.

(Núñez Costeños, I, 2005). Se realizó un estudio de las protecciones de los motores que alimentan las barras de 6 kV del Bloque 2 de La Central de Generación Eléctrica “Lidio Ramón Pérez” de Felton y se observaron las causas que pueden atentar contra la optimización del funcionamiento de la misma. Se hizo el ajuste de las protecciones empleadas en este tipo de motores. Se caracterizó a cada uno de los motores de acuerdo a su importancia, así como la composición del Sistema Eléctrico. Se describe con mucho detalle el

funcionamiento de cada uno de los consumidores y sus protecciones. Se brinda el esquema de las protecciones propuestas, se tabula su ajuste y sus características generales. Como resumen de algunas de las conclusiones que se obtuvieron, es que los métodos de protecciones utilizados para motores varían en dependencia de la importancia y Potencia de los mismos y en este trabajo se realiza un estudio exhaustivo de éstos factores para cada uno de los motores.

(Yong-jun Zhang and Zhen Ren en 2005). Presentan un modelo que ajusta los costos de los dispositivos correctores (de la potencia reactiva) con el objetivo de disminuir las pérdidas de energía para un estado determinado de la carga. Se presenta la simulación para demostrar que el modelo propuesto refleja el principio de maximización de ganancia, donde se puede disminuir las pérdidas de potencia activa.

(Rafael Miranda, H, 2006). Se realizó un estudio acerca de las pérdidas en la red de distribución del municipio Sagua de Tánamo y se definió el área que mayores pérdidas aporta con el objetivo de ejecución de inversiones en el mismo, para lo que se analizaron 4 variantes de mejoras técnicas. El trabajo sirvió como base para la confección del proyecto ejecutivo. Se hace un análisis sobre el comportamiento de las pérdidas mensuales del año anterior al estudiado y se determinaron los factores más incidentes. Luego de haber hecho un estudio de las pérdidas en el sistema se determinó donde era necesario ejecutar el proyecto de inversión y se dieron a conocer los esquemas de los circuitos escogidos para el proyecto. Se hizo el cálculo para la compensación del reactivo en las áreas seleccionadas. Se realizó un resumen del flujo de las cargas monofásicas y se realizó el cálculo de la valoración económica de la variante seleccionada.

(Viego, P.F; de Armas, M.A. En 2006). Expone los factores que influyen en la calidad de la energía y cómo prevenirlos, se abarca un capítulo completo para el mejoramiento del factor de potencia, pues este es uno de los factores que más problemas ocasiona en la industria y es el más fácil de corregir, en

él se abordan varios métodos para corregir el factor de potencia pero no se tiene en cuenta a la hora de realizar el balance económico el gasto por la mano de obra en la instalación del elemento compensador.

(López Labañino, M, 2009). Se estructuró cuidadosamente la arquitectura teórico metodológica de la investigación, se brindaron cada uno de los datos nominales de los transformadores y se dio a conocer su régimen de trabajo, se caracterizaron las cargas no lineales, se hizo el cálculo del flujo de potencia a frecuencia fundamental y armónica, uno de los problemas con el que cuentan muchas instalaciones es el reactivo que aportan a la red, en su gran mayoría producto a los motores eléctricos, por lo que en este trabajo se hizo el cálculo para la selección de la compensación de reactivo mejorando así factor de potencia en el Sistema.

(Erlan Orestes Toll Palma, 2010, Trabajo de Diploma). Realiza un análisis del consumo del portador energético electricidad en la Planta de Beneficio de Áridos en la localidad de Miguel, Municipio Sagua de Tánamo, Provincia Holguín; donde a partir del análisis de las facturas eléctricas y de mediciones periódicas en la barra principal y en los equipos principales se detectan mal control de la demanda contratada y bajo factor de potencia a raíz de esto se hacen los cálculos para la demanda contratada y para la propuesta de la instalación de un banco de condensadores.

1.3 Factores fundamentales que influyen en los cálculos de sistemas de suministro eléctrico.

Para llevar a cabo estudios sobre el ahorro de energía, diseño y demás aspectos relacionados con los sistemas eléctricos industriales, es necesario conocer cada detalle de la utilización de la energía en los equipos que la consumen así como las especificaciones técnicas de los mismos. También es importante conocer los consumidores que operan simultáneamente.

Como herramientas de trabajo para lograr los fines indicados, se definen una serie de factores o términos que permiten conocer los parámetros característicos de cada carga y del sistema eléctrico, y expresar en forma

cuantitativa sus variaciones, sus efectos sobre el sistema y la relación entre las cargas.

1.3.1 Demanda máxima

Se le denomina demanda máxima ($D_{m\acute{a}x}$), a aquellos valores máximos de potencia que representan los mayores valores de las correspondientes magnitudes medias en determinados intervalos de tiempo. Cuanto menor sea el intervalo de tiempo considerado.

1.3.2 Factor de demanda

Es la relación existente entre la demanda máxima y la capacidad instalada, expresadas en las mismas unidades (en ocasiones, se expresa en %). Y se expresa con la siguiente ecuación.

$$F_{dem} = D_{m\acute{a}x} / C_{inst} \quad (1.1)$$

Donde:

F_{dem} : Factor de demanda

$D_{m\acute{a}x}$: Demanda máxima

C_{inst} : Carga instalada

1.3.3 Potencia media

Es la relación entre la demanda activa de los consumidores independientes y el tiempo de duración de estos conectados o en uso, la cual se expresa de la siguiente forma.

$$P_{med} = \frac{P_{cons}}{T_{conex}} \quad (\text{kW}) \quad (1.2)$$

Donde:

P_{med} : Potencia media

P_{cons} : Demanda activa

T_{conex} : Tiempo de conexión

$$Q_{med} = D_{react} / T_{conex} \quad (\text{kVAr}) \quad (1.3)$$

Donde

Q_{med} : Potencia Reactiva media

D_{react} : Potencia reactiva

$$S_{med} = \sqrt{P_{med}^2 + Q_{med}^2} \quad (\text{kVA}) \quad (1.4)$$

P_{med} : Potencia aparente media

1.3.4 Factor de diversidad

El factor de diversidad F_{div} no es más que la división entre la sumatoria de la demanda máxima individual de los consumidores $D_{máxc}$ y la demanda máxima real del conjunto $D_{máxr}$, como se puede observar en la fórmula siguiente.

$$F_{div} = (\sum D_{máxc}) / D_{máxr} \quad (1.5)$$

1.3.5 Factor de coincidencia

El factor de coincidencia (F_{coin}) no es más que el recíproco del factor de diversidad, este indica el porcentaje de coincidencia de las cargas dentro del período de tiempo que están siendo evaluadas, véase en la siguiente ecuación.

$$F_{coin} = 1 / F_{div} \quad (1.6)$$

1.3.6 Factor de carga

El factor de carga es el resultado de la relación entre la potencia media P_{med} y la demanda máxima $D_{máx}$, esto decide si se necesita hacer un cambio del equipo, véase en la siguiente expresión.

$$F_{car} = P_{med} / D_{máx} \quad (1.7)$$

1.4 Selección de los conductores eléctricos.

Para la selección de los conductores eléctricos se debe partir de conocer la corriente de carga que circulará por ellos, para este fin existen dos métodos fundamentales:

1.4.1 Método que determina la carga a través del producto de la magnitud de la potencia por un coeficiente menor que la unidad;

$$P_c = K * P_n$$

(1.8)

Donde:

P_c es la potencia de carga.

P_n es la potencia nominal.

K es el coeficiente de demanda utilizado en función del coeficiente de utilización.

1.4.2 Método que determina la carga por medio del producto de la magnitud de la potencia media por un coeficiente mayor o igual que la unidad;

$$P_c = K * P_n$$

(1.9)

Donde P_n es la potencia media.

Al primer grupo pertenece el método de determinación de la carga por medio de la potencia instalada y el coeficiente de demanda, éste último puede estar en correspondencia con el coeficiente de utilización. [Feodorov, 1987].

Tabla 1.1 Valores de coeficiente de utilización y demanda.

K_u	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
K_d	0.5	0.6	0.65-0.7	0.75-0.8	0.85-0.9	0.92-0.95

Tabla 1.2 Valores de coeficiente de simultaneidad por cantidad de consumidores.

Cantidad de consumidores	Factor de simultaneidad (K_s)
2 a 4	1
5 a 9	0,78

10 a 14	0,63
15 a 19	0,53
20 a 24	0,49
25 a 29	0,46
30 a 34	0,44
35 a 39	0,42
40 a 49	0,41
50 o más	0,40

Además de los coeficientes de utilización y demanda de la Tabla 1.1, se cuenta además con el coeficiente de simultaneidad, que puede estar en función de la cantidad de consumidores, como se muestra en la tabla 1.2. Este factor se aplica a cada grupo de carga (alimentadas desde un panel de distribución). La determinación de estos factores es una responsabilidad del diseñador, porque requiere un conocimiento detallado de la instalación y las condiciones en las que se van a explotar los circuitos individuales. Por esta razón no es posible dar valores precisos de aplicación. [Cuaderno Electrotécnico Cubano].

Para la selección de las secciones de los conductores y cables disponemos de diferentes métodos que a continuación se describen.

Métodos:

Por calentamiento;

El calentamiento de los conductores no debe exceder los siguientes valores de temperatura admisible:

- 55 °C para conductores y cables con aislamiento de goma.
- 80 °C para cables con aislamiento de papel.
- 70 °C para los conductores desnudos y barras.

El aumento de la temperatura por encima de las normas establecidas conduce al desgaste nocivo del aislamiento y reduce la confiabilidad de los contactos en los puntos de unión de los conductores. Mientras mayor sea la temperatura del medio ambiente menor debe ser la carga del conductor por corriente.

La selección de las secciones de los conductores y cables por este método se realiza con la ayuda de tablas disponibles en diferentes manuales considerando condiciones de temperatura y de tendido.

Sobre la base de las condiciones ambientales y temperatura admisible se fabrica y clasifica el aislamiento de los conductores eléctricos, tal como se ve en la siguiente tabla.

Tabla 1.3. Clasificación de aislamiento para conductores eléctricos.

Nombre del Aislante	Clase	Temperatura máxima de operación
Goma	R	60 ⁰ C
Goma resistente al calor	RH	75 ⁰ C
Goma resistente a la humedad	RW	60 ⁰ C
Goma resistente a la humedad y al calor	RH –	60 ⁰ C
	RW	75 ⁰ C
Goma látex	RU	60 ⁰ C
Goma látex resistente a la humedad	RUW	60 ⁰ C
Termoplástico	T	60 ⁰ C
Termoplástico resistente a la humedad	TW	60 ⁰ C

Por caída de voltaje.

La caída de voltaje en los conductores y en los circuitos de corriente alterna se debe a la resistencia de los mismos al paso de la corriente y a la reactancia

(inducción). El calor desarrollado por la disipación de la potencia en el alambre, deteriora el aislamiento del conductor, por tanto para evitar un pobre rendimiento y los otros posibles efectos, los conductores de los circuitos deben de seleccionarse para que mantengan la caída de tensión en dicho circuito dentro del 3%.

Sin embargo al cargar el circuito al 60% (recomendación) ofrece una protección sustancial contra la caída de tensión excesiva, el tamaño del conductor para tendidos largos debería siempre determinarse cuidadosamente para asegurar la capacidad libre que se ha tenido en cuenta. Los conductores usados en los tendidos largos, deben de seleccionarse sobre la base de mantener la caída de tensión dentro de los límites apropiados con la máxima carga posible.

Las caídas de voltaje deben ser determinadas debido a que la reducción de voltaje en los equipos de alumbrado reduce el flujo luminoso y la iluminación en el plano de trabajo se empeora, (su magnitud es proporcional al cuadrado del voltaje). Con la reducción de voltaje aplicado a los motores se reduce su torque de rotación, el cual para motores sincrónicos es directamente proporcional y para motores asincrónicos proporcionales al cuadrado del voltaje residual.

Las magnitudes de las caídas de voltaje deben satisfacer determinadas exigencias establecidas de desviaciones y fluctuaciones permisibles de voltaje. En sistemas trifásicos la magnitud de las pérdidas de voltaje de línea será igual a:

$$DU_L = \sqrt{3} * DU_f$$

(1.10)

Por demanda máxima.

Para seleccionar las secciones de los cables para los circuitos de distribución de una instalación la corriente I (en amperes) a través de un circuito está determinada por la siguiente ecuación.

$$I_b = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000}{\sqrt{3} * U} \quad (1.11)$$

Donde:

$S_{m\acute{a}x}$ es la demanda máxima real en kVA.

$$S_{m\acute{a}x} = \sum S * K_s \quad (\text{kVA}) \quad (1.12)$$

Donde:

$S_{m\acute{a}x} \rightarrow$ Demanda máxima real.

$K_s \rightarrow$ Factor de simultaneidad. (Ver Tabla 1.2)

$$S = \sqrt{3} * U * I * K_u \quad (\text{kVA}) \quad (1.13)$$

Donde:

$S \rightarrow$ Potencia aparente real. (kVA)

$U \rightarrow$ Tensión fase a fase (V).

$I \rightarrow$ Corriente (A).

$K_u \rightarrow$ Factor de utilización.

1.5 Método de cálculo de la corriente de corto circuito para la selección de los dispositivos de protección.

El cálculo de la corriente de cortocircuito es realizado con la finalidad de determinar la capacidad de los dispositivos de protección que van hacer conectados en la planta nos apoyamos en el método de sistema de unidades relativas (por unidad). Todas las magnitudes que intervienen en el cálculo de las corrientes de cortocircuito pueden ser expresadas en unidades concretas (kVA, A, V, Ω) o en unidades relativas (en fracciones o en por ciento de la magnitud base elegida). Para la expresión de todas las magnitudes en unidades relativas se deben establecer las magnitudes o condiciones básicas.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito partimos del siguiente razonamiento:

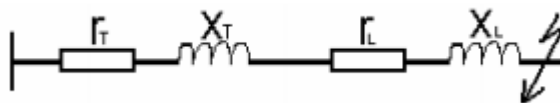


Figura 1.5.1 Tramo de una fase cortocircuitada en un punto de la línea

Donde:

$r_T \rightarrow$ Resistencia del transformador.

$r_L \rightarrow$ Resistencia de la línea.

$x_T \rightarrow$ Reactancia del transformador.

$x_L \rightarrow$ Reactancia de la línea.

Estas magnitudes son obtenidas por datos de chapa, por catálogos de fabricantes y analíticamente.

Partiendo de los datos conocidos son seleccionadas las magnitudes bases:

Potencia base S_b y tensión base V_b , a partir de estas magnitudes podemos determinar la corriente base y con ella la impedancia base que permite luego determinar las resistencias y reactancias en valores por unidad.

$S_b = \text{Valor de referencia}$

$U_b = \text{Valor de referencia}$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} \quad (1.14)$$

$$Z_b = \frac{V_b}{\sqrt{3} * I_b} \quad \text{o} \quad Z_{b\text{fase}} = \frac{V_b \text{ fase}}{I_b \text{ fase}}$$

Seguidamente:

$$r_{t*} = \frac{r_t}{Z_b} \quad ; \quad r_{L*} = \frac{r_L}{Z_b} \quad ; \quad x_{t*} = \frac{x_t}{Z_b} \quad ; \quad x_{L*} = \frac{x_L}{Z_b} \quad (1.15)$$

Donde, r_T, x_T, r_L, x_L son resistencias y reactancias del transformador y la línea respectivamente, expresadas en unidades relativas, referidas a las condiciones bases.

Se determina la I_{cc} en valores por unidad, a partir de las expresiones siguientes:

$$I_{cc} = \frac{U_*}{Z_{cc}} \quad (1.16)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{r_{cc}^2 + x_{cc}^2} \quad (1.17)$$

Donde (U) está expresado valores por unidad, y equivale a (1 pu).

$$r_{CC} = r_T + r_L ; x_{CC} = x_T + x_L$$

(1.18)

Donde:

r_{CC}, x_{CC} → Resistencia y reactancia de cortocircuito.

Z_{CC} → Impedancia de corto circuito.

I_{CC} → Corriente de corto circuito.

El resultado obtenido de la I_{CC} se encuentra expresado en valores por unidad, por lo que para llevarlo a (A) se debe multiplicar por la corriente base I_b .

1.6 Método de cálculo para las pérdidas por transformación.

Las pérdidas totales se calculan empleando la siguiente ecuación:

$$pt = pfe * T3 + \left(\frac{kVAr}{kVA_n} \right)^2 * pcu * T1;$$

(1.19)

Donde:

pt = pérdidas totales que se producen en el transformador.

pfe = pérdidas en el hierro.

$T3$ = tiempo en horas que está energizado el transformador (720 horas/mes).

pcu = pérdidas en el cobre.

$T1$ = tiempo de trabajo: Ejemplo: un turno (200 hrs/mes), dos turnos (400 hrs/mes), 3 turnos (720 hrs/mes).

$$kVAr = \frac{\text{Consumomes}(kW/h)}{T1 * \text{factor de potencia}}$$

(1.20)

$kVAn = kVA \text{ nominales del banco de transformadores.}$

1.7 Factor de potencia

Operar con bajo factor de potencia una instalación eléctrica, además del impacto en el pago de electricidad, tiene otras implicaciones de igual o mayor significación, particularmente en relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso eficiente de las máquinas y aparatos que funcionan con electricidad.

El concepto del factor de potencia, los efectos que se presentan cuando su valor es reducido y los métodos para corregirlo, no son temas nuevos. Sin embargo, su análisis es un problema permanente y de obligada importancia para todos aquellos cuya actividad se relaciona con la operación eficiente de las instalaciones eléctricas industriales y el ahorro de energía.

La mayoría de las cargas industriales son de naturaleza inductiva. Precisamente las cargas inductivas son el origen del bajo factor de potencia, con los inconvenientes que esto ocasiona.

Energéticamente hablando, el factor de potencia es la relación entre la potencia activa (que produce trabajo en la carga) y la potencia aparente del circuito:

$$\cos \varphi = fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} VI} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\tan^{-1}(Q/P)) \quad (1.21)$$

Donde:

P: Potencia activa (W)

S: Potencia aparente (VA)

Q: Es la potencia reactiva (VAr)

Esta es la expresión del factor de potencia instantáneo en un momento dado. Sin embargo, considerando la variabilidad de la carga eléctrica en el tiempo, se acostumbra a emplear el término de factor de potencia medio pesado para referirse a un valor constante que representa la relación entre la energía activa E_a (kWh) y la energía aparente E_s (kVAh) suministrada a la carga:

$$fp_{MP} = \frac{Ea}{\sqrt{Ea^2 + Er^2}} = \cos(\tan^{-1}(Er / Ea)) \quad (1.22)$$

donde:

$$\sqrt{E_a^2 + E_r^2} = E_s \quad (V) \quad (1.23)$$

El factor de potencia medio pesado es el que corrientemente se emplea por las empresas distribuidoras de energía eléctrica para facturar la energía que se suministra a una empresa industrial dada.

Por otra parte, se habla de factor de potencia natural de una instalación, cuando se refiere al factor de potencia instantáneo o medio pesado de dicho circuito sin considerar el efecto de los motores sincrónicos, capacitores u otros equipos compensadores del factor de potencia instalados, mientras que cuando se consideran dichos equipos se habla de factor de potencia global o simplemente factor de potencia de la instalación.

1.7.1 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia.

a) A partir de la factura eléctrica

Cuando la carga total de una planta que se va a compensar no presenta variaciones importantes durante la jornada de trabajo, el cálculo de la potencia reactiva de los capacitores a instalar (kVAR_C) puede realizarse a partir de la factura eléctrica.

Para esto se escoge el mes donde el reporte de energía reactiva sea más elevado y se toman los valores de kWh y kVArh facturados. Se determina el factor de potencia promedio existente en la instalación, al que se le denominará $\cos\phi_1$. La potencia reactiva necesaria de los capacitores, para corregirlo a un nuevo valor de $\cos\phi_2$, se puede calcular aplicando directamente la siguiente expresión derivada de las relaciones del triángulo representativo de la potencia aparente, activa y reactiva:

$$kVAR_C = kW(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (1.24)$$

donde:

$$\tan\varphi_1 = \tan(\cos\varphi_1^{-1}) \quad (1.25)$$

Con el objetivo de simplificar los cálculos, los fabricantes de capacitores han preparado materiales auxiliares, como el que se tiene en el anexo 1, en la que se puede encontrar rápidamente el valor del multiplicador $(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2)$. El factor de potencia que se desea corregir está mostrado como ordenada y el factor de potencia deseado, como abscisa. La magnitud del multiplicador es leída en la intersección. Por ejemplo, considérese una carga de 1000 kW con un factor de potencia de 0.8, que se desea modificar a 0.9. Del Anexo # 1 el multiplicador es 0.266; por lo tanto, la potencia de los capacitores es: $1000 \times 0.266 = 266 \text{ kVAR}$.

Sin embargo, con sencillas herramientas de programación estos valores pueden obtenerse de forma más precisa, amigable y rápida. Igualmente pueden hacerse cálculos semejantes en ramales, cargas de gran capacidad, etc., que presenten las características mencionadas, si se conectan medidores de potencia activa y reactiva.

b) Con mediciones en condiciones de demanda máxima

Si la carga presenta cambios significativos, puede emplearse tanto el factor de potencia, como la potencia en condiciones de demanda máxima. Se debe tener cuidado que los capacitores así seleccionados, cuando se esté en condiciones de mínima carga, no causen una sobrecompensación, ya que ésta se traduciría en una elevación de la tensión, lo cual podría alcanzar niveles peligrosos. Si esto ocurriera, debe considerarse la utilización de bancos de regulación automática, con los que se puede mantener un factor de potencia dentro de un rango apropiado.

c) A partir de los parámetros eléctricos de la instalación

Para nuevas instalaciones, el cálculo de la capacidad de los bancos de capacitores se realiza efectuando el balance de la potencia activa y reactiva de todos los receptores de la instalación, teniendo en cuenta los factores de utilización, de coincidencia y otros. Con esos resultados, se calculan los valores totales de P y Q y se determina el factor de potencia.

1.5 Conclusiones.

En este capítulo se creó la base de fundamentación teórica para la realización de esta investigación. Se analizaron varias bibliografías y trabajos de diplomas estrechamente relacionados con el tema en cuestión seleccionando algunos conceptos y métodos de cálculo de uso potencial en este trabajo de diploma tales como: demanda máxima, capacidad instalada, factor de demanda, factor de diversidad y factor de coincidencia, factor de carga, factor de potencia, método de cálculo de la corriente de corto circuito para la selección de dispositivos de protección, para el cálculo de las pérdidas por transformación, para la selección de conductores y métodos y normas para el cálculo y selección de bancos de capacitores.

Capítulo II. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN.

2.1 Introducción.

Para el diagnóstico energético de la UEB Sagua de Tánamo, Empresa Materiales de la Construcción Holguín, en este capítulo se exponen las diferentes tareas que se realizan; primeramente se analiza el comportamiento del consumo de los portadores energéticos, se describe el suministro eléctrico de la entidad así como su caracterización. En los epígrafes siguientes se realiza la inspección visual de la instalación valorando el estado actual de los principales paneles y de la instalación en su conjunto, estado de los conductores eléctricos y el estado de los dispositivos de protección. Posteriormente se efectúa el levantamiento de todas las cargas instaladas en la instalación y se diseña el monolineal, se realiza el análisis de las mediciones tomadas en la barra principal así como el análisis en las facturas eléctricas de las pérdidas por transformación y el factor de potencia, finalmente se calcula el calibre de los conductores de la instalación y el ajuste de los dispositivos de protección.

2.2 Caracterización de la instalación objeto de estudio

La Empresa Materiales de Construcción de Holguín, se formó el 7 de febrero de 1987 a partir de la fusión de dos entidades de materiales para la construcción, la EMC No. 12 de Holguín y la No. 3 radicada en Moa y un taller nacional, heredando de esta fusión diversos problemas de índole organizacional, financiero, contable y de sobrecarga de plantillas y equipamiento de trabajo que aconsejó elaborar y poner en práctica un proyecto de redimensionamiento empresarial que fue discutido con el MEP y finalmente aprobado y que ha traído una sustancial mejoría a la Gestión en general. Así se crea el 12 de octubre de 1995 mediante la resolución #129 del ministro del Ministerio de Economía y Planificación, subordinada al Ministerio de Industria de Materiales de la Construcción. A su vez la resolución # 38/95 de fecha 27 de noviembre de 1995 del propio ministerio crea la empresa, pero no es hasta el 1 de enero de 1996 que comienza a trabajar como organización, al mismo tiempo se crean 7 organizaciones económicas estatales en toda la provincia, dentro de

las cuales se incluye esta UEB; con personalidad jurídica independiente y patrimonio propio subordinándose a dicha empresa.

Con el objetivo de incrementar al máximo su eficiencia y competitividad el 30 de enero del 2001 se autoriza que la empresa comience la aplicación del Perfeccionamiento Empresarial, la misma al emprender este proceso las Unidad Básica Económica pasan a ser Unidades Empresariales de Base (UEB) y para su mejor funcionamiento se organizó una oficina central y seis UEB, las cuales tienen contabilidad y finanzas descentralizada.

Objeto social

Con alcance MICONS y terceros:

1. Producir, transportar y comercializar de forma mayorista en MN y MLC áridos provenientes de la cantera en todas sus fracciones, pinturas, elementos de hormigón, terrazos, lozas y otros materiales.
2. Prestar servicios de baremación y voladura, de laboratorios para ensayos de materiales de construcción, de alquiler de equipos de la construcción, alquiler de almacenes, locales y parqueos, la asistencia técnica consultoría y asesoría en actividades de producción de materiales tanto en moneda nacional como en divisas.
3. Brindar servicios de transporte obreros a sus trabajadores.

Misión

Producir Materiales de Construcción con alto nivel competitivo, para satisfacer las necesidades del cliente en calidad, precios y plazos de entrega que permita expandirnos en el mercado, logrando motivación de los Recursos Humanos, elevados valores políticos – ideológicos y protección del medio ambiente.

Visión

Conducir la empresa hacia una mayor efectividad en su gestión, que permita posicionarla en el mercado nacional, mediante la venta y transportación de materiales de construcción, con garantía del aumento constante de la calidad integral del trabajo, la continua mejora de la tecnología, y la disminución de los

costos.

2.2.1 Flujo tecnológico del molino.

Se hace la extracción del yacimiento con una retrocavadora y se traslada hasta el patio del material bruto, con un cargador se suministra la torva primaria a través de un alimentador de movimiento horizontal llevándola al llamado molino de mandíbula (primario) donde se tritura el material hasta un diámetro regulado, luego se traslada por el transportador primario a la zaranda y la separa con agua a presión comenzando el proceso de lavado separando la arena (0-5,5mm), la grava tres octavos (5-10mm) y la grava tres cuartos (11-14mm) del resto del material, cayendo la arena en el sinfín lavador el cual separa la arcilla del material útil y se transporta la arena por un convello hacia su lugar de almacenamiento en el patio, La grava tres octavos y tres cuartos luego de su clasificación en el paso anteriormente mencionado también son transportadas por sus respectivos convellos hacia su lugar de almacenamiento en el patio . El material superior a los 38mm cae en un molino de cono el cual la tritura en fragmentos de diferentes tamaños y a través de un transportador se incorporan al proceso inicial junto con el material bruto comenzando el proceso tecnológico.

2.2.2 Flujo tecnológico de las bloqueras.

Esta norma de Empresa establece el proceso tecnológico en la producción de bloques huecos de hormigón de la Bloquera de Sagua de Tánamo, perteneciente a la UEB de Sagua de Tánamo subordinada a la Empresa de Materiales de la Construcción de Holguín.

Para la fabricación de bloques en la Bloquera de Sagua se obtiene de una mezcla donde se pesan 100 kg de cemento, 400 kg de granito fracción 5-10 mm, y 400 kg de arena artificial fracción 0,15-5 mm, se vierten al mezclador y se mezclan en seco por aproximadamente un minuto, luego se le añaden aproximadamente 35 litros de agua y se continúa mezclando de 3 a 5 minutos. Después mediante una cinta transportadora la mezcla obtenida pasa por un proceso de vibrocompactación, luego la mezcla de hormigón es distribuida en el

molde mediante la acción que ejercen los agitadores o gallegos, esta operación se lleva a cabo mientras que el operador de la máquina determina visualmente que el molde está lleno, posteriormente, mediante la acción de la máquina, el bloque es desencubado o desmoldeado, siendo trasladado en la plantilla que lo soporta por el ayudante hacia los estantes o burros. Los bloques permanecen en la plantilla durante 24 horas en un proceso de curado en celdas, luego son trasladados hacia el área de almacenamiento donde se continúa con el proceso de curado y se llevará a cabo diariamente durante 72 horas o tres días, hasta completar 7 días como mínimo, contados a partir de la fecha de fabricación, en caso del uso de aditivo el tiempo de curado se reduce a tres días con la frecuencia de 2 horas en la mañana y 2 horas en la tarde.

Transcurridos 7 días desde la conformación del bloque, se realiza la inspección de aceptación y se liberan los lotes de bloques teniendo en cuenta su estado respecto a la calidad.

2.3 Estructura de consumo de portadores energéticos.

Después de efectuar la caracterización del centro, se llevó a cabo la tarea de conocer como estaban estructurados los distintos portadores energéticos que se utilizaban en la instalación; y para esto se hizo una relación de todos los portadores energéticos, con el objetivo de conocer la estructura de estos dentro del proceso productivo.

Los portadores energéticos son los siguientes:

- Diésel.
- Electricidad.
- Lubricantes.
- Gasolina

2.3.1 Determinación de los principales portadores energéticos.

Aplicando el principio de Pareto, se determinó que el Diésel es el responsable del 85,1% del consumo de energía equivalente seguido de la energía eléctrica con el 14,2% (Ver Tabla 2.1 y Figura 2.1). Según el principio de Pareto es el Diésel el portador energético que más influye en el consumo total de los

portadores y necesita un proceso de estratificación para detectar cuáles son los equipos que más influyen en este consumo elevado. Aunque el diésel es el más influyente no podemos dejar de analizar el portador de energía eléctrica porque las plantas son eléctricas y es su producto terminado el que genera los ingresos para la compra del combustible.

Tabla 2.1. Por ciento de cada portador energético del total.

Portador	TCC	%	% Acumulado
Diésel	60,81779	85,1	85,1
Electricidad	10,14654	14,2	99,3
Lubricantes	0,358064	0,5	99,8
Gasolina	0,146692	0,2	100,0
Total	71,46909	100	-

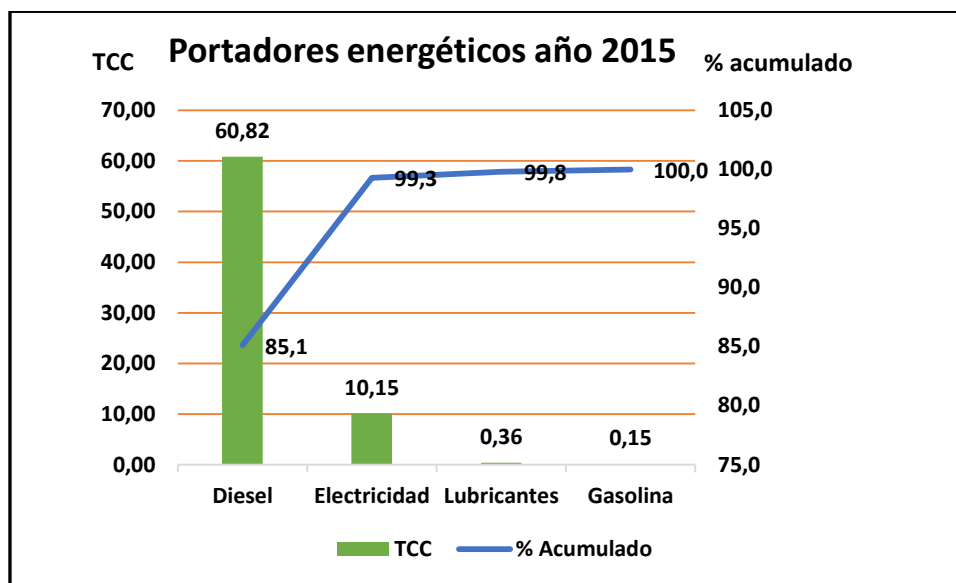


Figura 2.1. Diagrama de Pareto del consumo de portadores energéticos en el año 2015

La figura 2.2 muestra el consumo anual del portador energético Diésel por equipos.

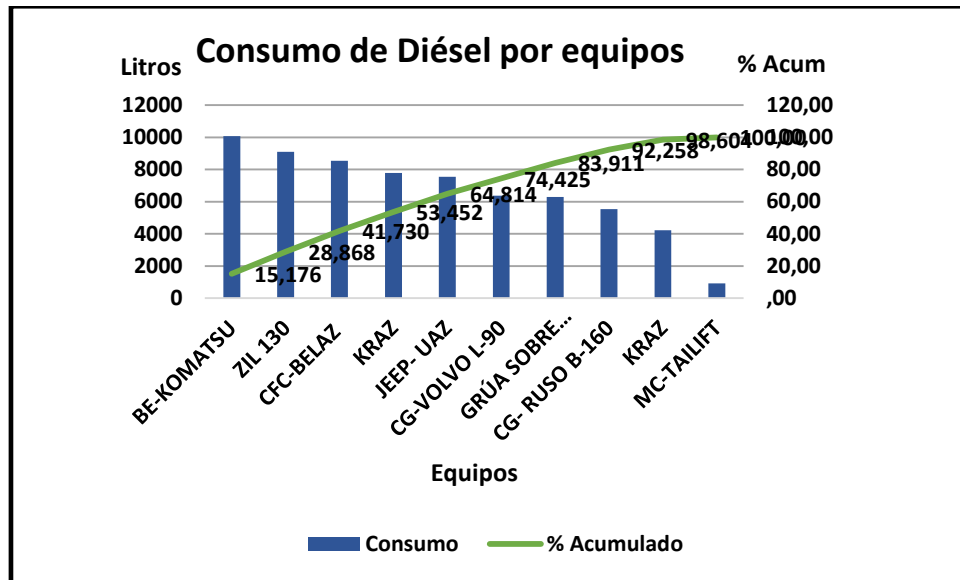


Figura 2.2 Diagrama de Pareto de consumo de Diésel por equipos en el año 2015

2.4 Sistema de suministro eléctrico actual.

En la UEB el sistema de suministro eléctrico está dividido en dos partes ya que existen dos bancos de transformadores, el primero alimenta las oficinas y el segundo un banco trifásico que alimenta las áreas de producción, el taller y el alumbrado exterior. En este trabajo de diploma solo se estudiará el suministro eléctrico del segundo banco el cual está alimentado por una red trifásica de 13,2 kV y tiene las siguientes características:

- Potencia nominal, 667 kVA;
- grupo de conexión, estrella - delta;
- frecuencia, 60Hz;
- tensión nominal en el primario, 7,62 kV;
- tensión nominal del secundario, 480 V;
- tensión de fase del secundario, 280 V;
- corriente nominal del secundario 650 A.

La energía eléctrica que se suministra llega hasta el panel principal de la planta que está a seis metros del banco de transformadores y domina toda la carga de la instalación mediante un interruptor general (1250A y 690V) que conecta la pizarra del molino además de dos interruptores para el total de los dispositivos des conectivos con que cuenta dicho panel; el primero de los interruptores (250A y 800V) conecta a la bloquera y el taller (107.7kW de carga total) y el segundo (160A y 800V) conecta al motor de la turbina (22 kW). La pizarra del molino está localizada a 100 metros de la pizarra principal; conectada por una línea soterrada y está dominada por un breaker principal (1000A y 800V) que conecta a 5 interruptores; el primero conecta al transformador monofásico (110V – 220V) que alimenta el alumbrado (1650W), el segundo (500 A y 690V) conecta al interruptor (225A y 380V) del motor del molino primario de (75kW), el tercero (500A y 690V) conecta al interruptor (400A y 800V) del motor del remolador (180kW), el cuarto (320A y 500V) conecta al interruptor de la máquina de soldar (22kW), el quinto breaker (320A y 500V) conecta 8 interruptores que conectan los motores de la zaranda el alimentador y los transportadores; de estos ocho breaker el primer breaker (63A y 690V) conecta al motor del alimentador (22kW), el segundo breaker (25A y 400V) conecta al motor del transportador primario (18kW), el tercer breaker (40A y 680V) conecta al motor de la zaranda (15kW), el cuarto breaker (25A y 690V) conecta al motor del transportador de retorno (9kW), el quinto breaker (25A y 400V) conecta al motor del transportador de tres octavos (11kW), el sexto breaker (25A y 400V) conecta al motor del transportador de tres cuartos (11kW), el séptimo breaker (50A y 690V) conecta al motor del sin fin (17kW) y el octavo breaker (25A y 690V) conecta al motor del transportador de arena (9kW).

Nota: Los breaker se encuentran enumerados de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha en el diagrama monolineal de la instalación. (Ver Anexo # 2)

Inspección visual de la instalación incluyendo el estado los principales paneles eléctricos.

Como ya se dijo anteriormente la instalación cuenta dos paneles eléctricos principales, el panel principal (Figura 2.1) y el panel del molino (Figura 2.2), un molino de áridos, un taller y dos bloqueras, los que no cumplen con el estado físico ni eléctrico necesario para un desempeño eficiente y confiable que garantice la protección óptima de los equipos eléctricos y la integridad física del hombre. A continuación se exponen las principales deficiencias detectadas:

- En el panel principal no existe iluminación eléctrica y en el panel del molino es deficiente.
- Al panel principal le falta una de las tapas que cubren las barras de 480V.
- Al panel principal le faltan los medios contra incendios.
- El panel del molino posee poca ventilación.
- En ambos paneles existen breakers sobre dimensionados.
- La mayoría de los breakers de la bloquera están obsoletos y en mal estado.
- La pizarra del operador del molino no presenta una señalización clara.
- Gran parte de los conductores eléctricos no han sido seleccionados adecuadamente y se sobrecalientan por exceso de corriente.
- Algunos motores no tienen dispositivos de protección térmica.
- Las armarios de las barras principales no poseen instrumentos de medición (voltímetros y amperímetros) para el monitoreo de dichas variables eléctricas.
- Las aguas residuales del lavado de la arena se estancan en el área de la estructura metálica del molino provocando un alto por ciento de humedad.
- La iluminación eléctrica exterior es deficiente.
- La línea trifásica que conecta la bloquera posee un aislamiento deteriorado debido al uso de conductores obsoletos, carece de

aisladores en algunos postes y está sobrecargada por un aumento de la potencia.

- Algunos motores rotos se han sustituido por otros sobredimensionados.

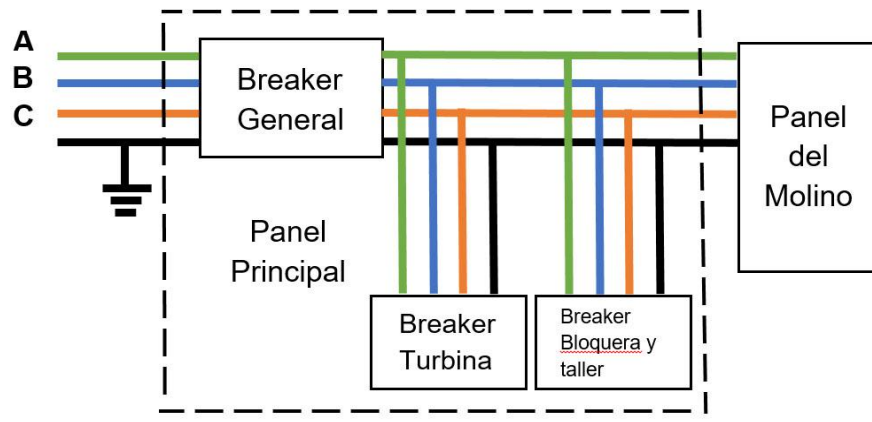


Figura. 2.1. Esquema del panel principal de la planta.

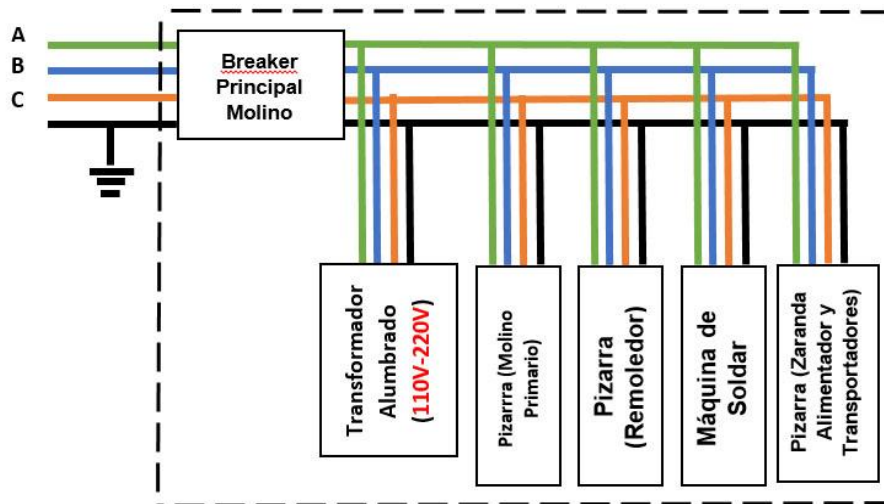


Figura. 2.2. Esquema del cuarto de control del molino.

2.6 Levantamiento de cargas instaladas.

En las Tablas (2.1, 2.2, 2.3 y 2.4) se encuentran los levantamientos de cargas de las áreas del molino, el taller y las bloqueras. El área de la instalación que más incide en el consumo de energía eléctrica es la del molino con una potencia nominal instalada de 395,27 kW donde tienen mayor incidencia los motores del remolador con 180 kW y el molino primario con 75 kW, luego le

siguen la bloquera con 106 kW y finalmente el área de menor consumo que es el taller con 54,9 kW para una potencia total instalada de 556,17 kW.

Tabla 2.1 Levantamiento de cargas del Molino

Molino			
Equipo	$U_n(V)$	$I_n(A)$	$P_n (kW)$
Molino primario	480	122	75
Remolador	480	280	180
Alimentador	480	32,5	22
Transportador primario	480	26,1	18
Zaranda	480	25,4	15
Transportador de retorno	480	15,8	9
Transportador de 3/8	480	17,9	11
Transportador de 3/4	480	17,9	11
Sin fin	480	29,5	17
Transportador de arena	480	15,8	9
Bomba de aceite	480	4,4	1,8
Subir y bajar cono	480	2,95	1,3
Ventilador	480	3,45	1,5
Soplador	480	0,9	0,47
Turbina	440	18,2	22
Máquina de soldar	220	120	22
Iluminación	220	6	1,8
Total			395,27

Tabla 2.2 Levantamiento de cargas del Taller

Molino			
Equipo	U_n(V)	I_n(A)	P_n (kW)
Torno	440	21	12
Taladro	440	13,3	7,5
Piedra esmeril	440	12	7,5
Compresor	440	5	5,5
Máquina de soldar	220	120	22
Total			54,9

Tabla 2.3 Levantamiento de cargas de la bloquera 1

Molino			
Equipo	U_n(V)	I_n(A)	P_n (kW)
Agitador	440	10	5,5
Vibrador	440	10	5,5
Concretera	440	28	22
Bomba de aceite	440	13,3	7,5
Transportador	440	6,7	3
Máquina de soldar	440	120	22
Total			65,5

Tabla 2.4 Levantamiento de cargas de la bloquera 2

Molino			
Equipo	U_n(V)	I_n(A)	P_n (kW)
Vibrador	440	10	5,5
Transportador	440	10	5,5

Concretera	440	28	22
Pulidora	440	12	7,5
Total			40.5

2.5 Comportamiento de las principales magnitudes eléctricas en la barra principal de la instalación.

Luego de realizar mediciones en la barra principal de la instalación con el instrumento de medición marca UNI-T modelo UT 232 se obtienen valores puntuales de las corrientes y tensiones de las fases A, B y C y de demanda real de potencia aparente en línea. Se escogió para el análisis una medición en un día de trabajo del mes de mayo en el horario de la tarde en el tiempo de tres horas y con un intervalo de tiempo de muestreo de 10 minutos para analizar el comportamiento de estas variables eléctricas. En el horario en que se realizaron las mediciones en la barra principal solo estaban funcionando el molino y las bloqueras que representan el 90% del total de la carga instalada. Mediante los gráficos de control siguientes se muestra el comportamiento de las corrientes de fase, tensiones de fase y demanda real de potencia aparente.

En la Figura 2.4, podemos apreciar que las corrientes entre fases están desbalanceados llegando a alcanzar valores máximos de 285,7 A en la fase A, 365,2 A en la fase B y 324 A en la fase C. En el gráfico se aprecian fluctuaciones de corriente en las fases que se producen por las reiteradas conexiones y desconexiones de las cargas debido a que se arranca sin el suficiente material bruto acumulado en el patio del molino; irregularidad innecesaria que afecta el rendimiento de la planta.

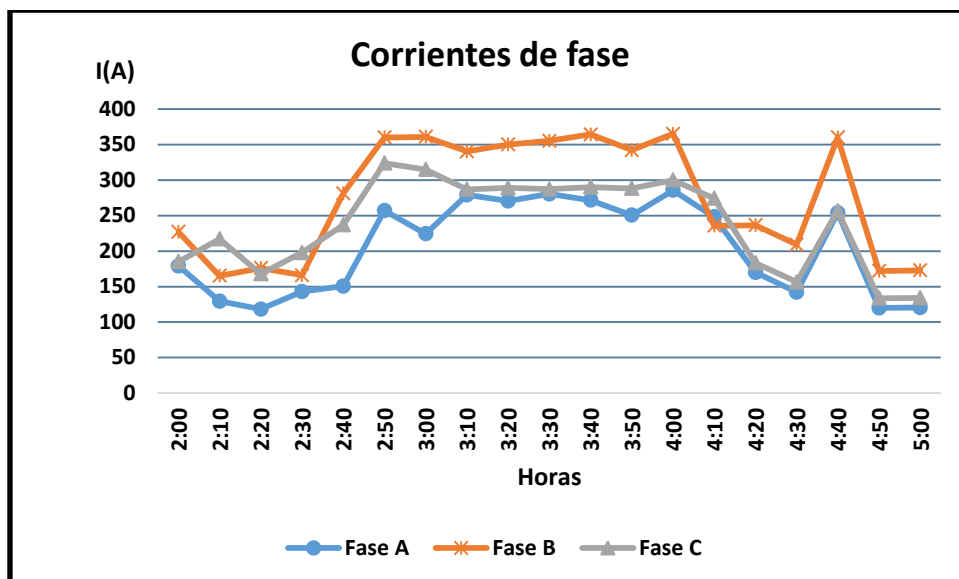


Figura 2.4. Comportamiento de las corrientes de fase.

En la figura 2.5, se observa el comportamiento de las tensiones de las fases A, B y C; podemos ver que la tensión de la fase C supera casi dos veces a las de A y B y esta irregularidad se debe a la asimetría del banco de transformadores que está compuesto por tres transformadores monofásicos, dos con igual potencia aparente (167 KVA) y un tercero de mayor potencia (333 KVA). Se aprecian fluctuaciones por caídas de tensión producto a la conexión y desconexión de las cargas.

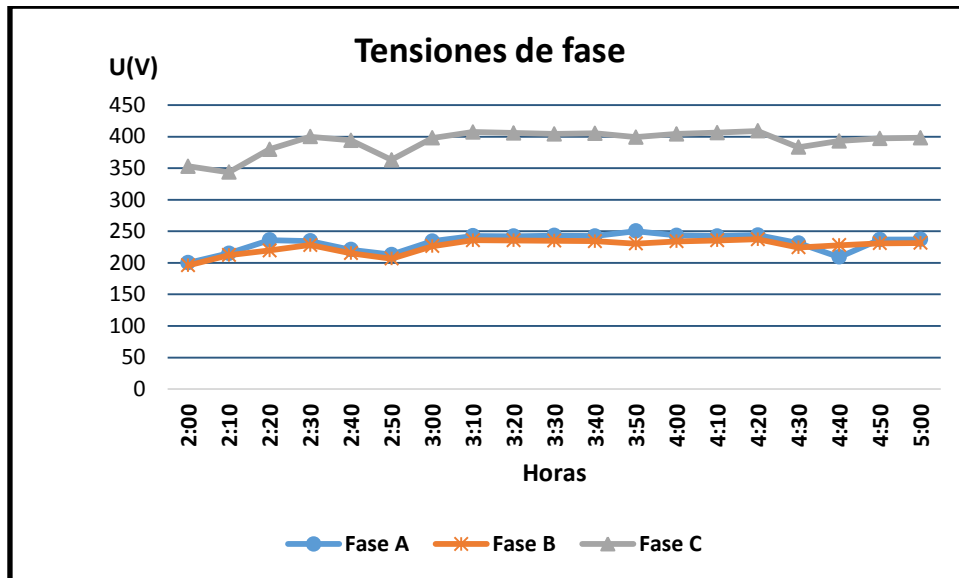


Figura 2.5. Comportamiento de las tensiones de fase.

En la figura 2.6 se observa el comportamiento de la demanda real medida pudiéndose apreciar que la capacidad de banco de transformadores está desmedidamente por encima de la demanda real de la instalación con una potencia máxima medida a las 4:00 pm de $S = 276,32kVA$ que aunque no es la demanda máxima real es el 90% del total de carga instalada demostrándose así que el banco de transformadores fue seleccionado sin un cálculo exacto previo.

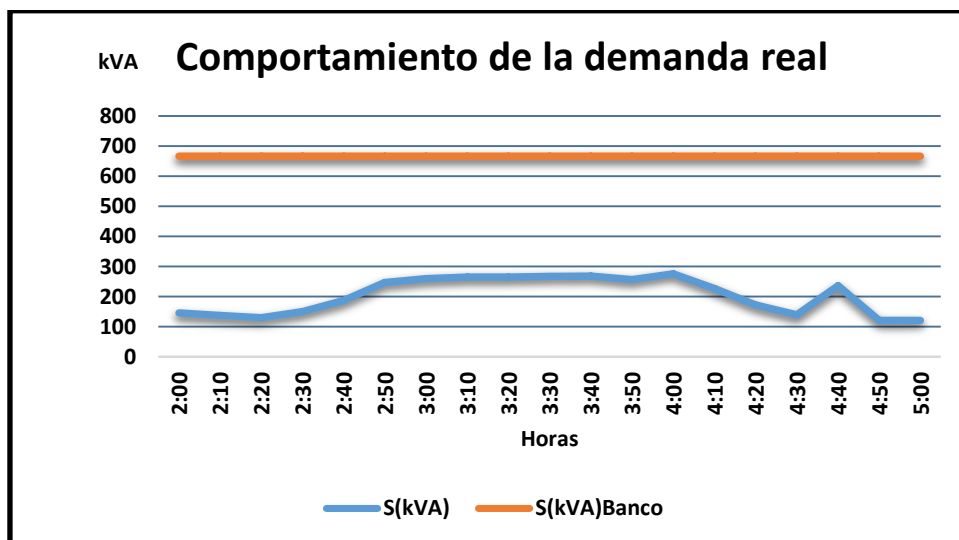


Figura 2.6 Comportamiento de la demanda real

2.6 Análisis de las facturas eléctricas.

Las facturas eléctricas proporcionadas por la Empresa Eléctrica del Municipio fueron de gran importancia para este trabajo de diploma porque revelaron datos históricos necesarios para establecer puntos de investigación y para la evaluación preliminar del nivel de ahorro energético de la UEB. Es necesario mencionar que la U.E.B está siendo penalizada por la Empresa Eléctrica por causa del bajo factor de potencia. (Ver Tabla 2.2).

Tabla 2.2. Relación de pérdidas facturadas desde enero del año 2015 hasta marzo del 2016.

Meses	Pérdidas por transformación (kWh)	Pérdidas por transformación (\$)	Factor de potencia	Penalizaciones por bajo factor de potencia (\$)
Enero del 2015	721	145,89	0,79	479,4
Febrero	653	130,26	0,79	495,84
Marzo	724	128,6	0,78	544,64
Abril	700	125,18	0,79	483,42
Mayo	724	129,76	0,77	603,73
Junio	1307	237,99	0, 8	522,50
Julio	1358	265,51	0,77	598,30
Agosto	1335	247,36	0,78	550,26
Septiembre	1292	235,5	0,79	485,40
Octubre	1335	225,62	0,79	471,20
Noviembre	1292	232,1	0,77	590,10
Diciembre	1335	232,91	0,78	510,74
Enero del 2016	1335	252,75	0,79	480,60
Febrero	1249	215,35	0,77	582,92
Marzo	1335	233,63	0,78	550,24
Total		3038,41		7949,29

En la figura 2.7 se muestra el comportamiento del factor de potencia en la UEB en el período desde enero del 2015 hasta marzo del 2016 llegando la empresa a pagar un valor anual de \$ 7949,29 en penalizaciones por bajo factor de potencia.

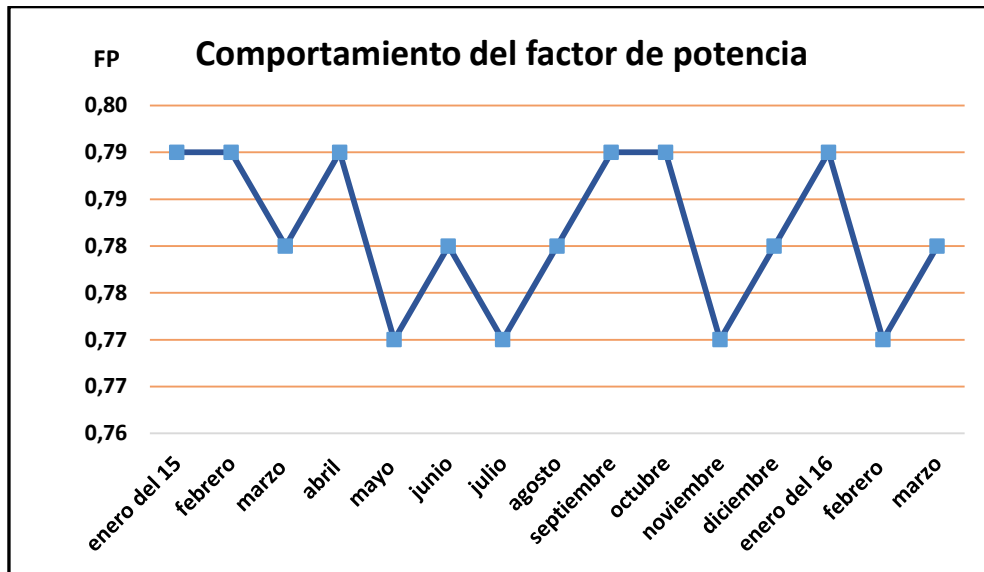


Figura 2.7 Comportamiento del factor de potencia en la UEB

Pérdidas por transformación.

A través de la factura eléctrica se pudo conocer que en el año 2015 aumentaron las pérdidas por transformación debido a que se aumentó la potencia aparente del banco de transformadores instalando un tercer transformador de 333 kVA al banco de 334 kVA ya existente; el promedio mensual de pérdidas por transformación hasta el mes mayo fue de 704,4 kWh y en los siguientes meses del año hasta el mes de marzo del 2016 el promedio asciende a 1317,3 kWh en consecuencia al aumento de la potencia del banco, en la figura 2.8 se puede apreciar claramente este aumento de pérdidas por transformación. La empresa pagó en el período evaluado \$ 3038,41 por pérdidas por transformación.

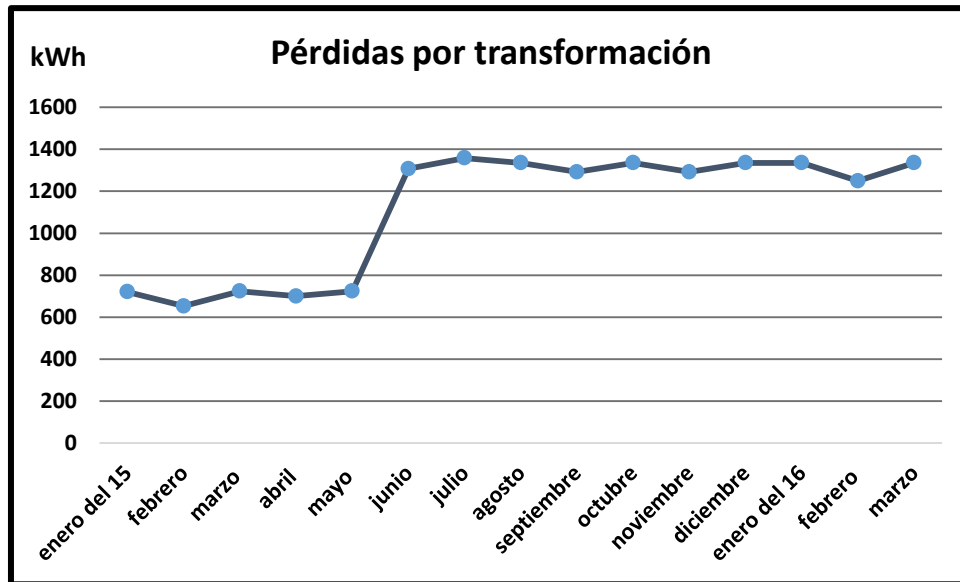


Figura 2.8 Relación de pérdidas por transformación

2.7 Cálculos para la selección de los conductores.

Para seleccionar las secciones de los cables para los circuitos de distribución de una instalación la corriente I (en amperes) a través de un circuito está determinada por la ecuación (1.11).

$$I = \frac{S_{m\acute{a}x} \cdot 1000}{U\sqrt{3}} \quad (A) \quad (1.11)$$

Donde,

$S_{m\acute{a}x}$ es la demanda máxima real en kVA.

U es la tensión fase a fase en volt.

2.7.1 Cálculo de la demanda máxima real en kVA ($S_{m\acute{a}x}$).

Todas las cargas individuales no están funcionando necesariamente a su potencia nominal ni al mismo tiempo. Los factores de utilización K_u y de simultaneidad K_s permiten la determinación de las demandas máximas de potencia y de potencia aparente requeridas en la realidad para poder hacer el cálculo de los conductores de la instalación. El factor de utilización debe aplicarse a cada carga individual específicamente a los motores debido a que en raras ocasiones trabajan a plena carga, en industrias este valor puede tomarse como promedio $K_u = 0,75$. El factor de simultaneidad se aplica a cada

grupo de cargas, en la *Tabla 2.2* están los valores de este factor según la cantidad de consumidores.

Tabla 2.2. Factor de simultaneidad

Cantidad de consumidores	Factor de simultaneidad (Ks)
2 a 4	1
5 a 9	0.78
10 a 14	0.63
15 a 19	0.53
20 a 24	0.49
25 a 29	0.46
30 a 34	0.44
35 a 39	0.42
40 a 49	0.41
50 o más	0.40

Mediante la fórmula (1.13) se alcanzó el valor de potencia aparente de los consumidores. (Ver Tablas 2.3, 2.4, 2.5, 2.6).

$$S = \sqrt{3} * U * I * K_u \quad (\text{kVA}) \quad (1.13)$$

Donde:

$S \rightarrow$ Potencia aparente real. (kVA)

$U \rightarrow$ Tensión fase a fase (V).

$I \rightarrow$ Corriente (A).

$K_u \rightarrow$ Factor de utilización.

Tabla 2.3 Cálculo de la potencia aparente real del molino.

Nombre	U (V)	I_n (A)	K_u	S (kVA)
Motor del molino primario	480	122	0.75	76.7
Motor del remolador	480	280	0.75	174.79
El motor del alimentador	480	32.5	0.75	20.26
El motor del transportador primario	480	26.1	0.75	16.27
El motor de la zaranda	480	25.4	0.75	15.84
El motor del transportador de retorno	480	15.8	0.75	9.85
El motor del transportador de	480	17.9	0.75	11.16

3/8				
El motor del transportador de 3/4	480	17.9	0.75	11.16
El motor del sin fin	480	29.5	0.75	18.39
El motor del transportador de arena	480	15.8	0.75	9.85
El motor de la bomba de aceite	480	4.4	0.75	2.74
El motor de subir y bajar cono	480	2.95	0.75	1.84
Ventilador	480	3.45	0.75	2.15
Soplador	480	0.9	0.75	0.56
Máquina de soldar	220	120	1	45.73
Iluminación	220	6	1	2.29
Turbina	480	18.2	0.75	15.13

Tabla 2.4 Cálculo de la potencia aparente real de la bloquera de 150 cm.

Nombre	U (V)	I_n (A)	K_u	S (kVA)
Agitador	480	10	0.75	6.24
Vibrador	480	10	0.75	6.24
Concretera	480	28	0.75	17.46
Bomba de aceite	480	13.3	0.75	8.29
Transportador	480	6.7	0.75	4.18

Tabla 2.5 Cálculo de la potencia aparente real de la bloquera de 100 cm.

Nombre	U (V)	I_n (A)	K_u	S (kVA)
Vibrador	480	10	0.75	6.24
Transportador	480	10	0.75	6.24
Concretera	480	28	0.75	17.46
Pulidora	480	12	0.75	7.48
Máquina de soldar	480	120	1	99.76

Tabla 2.6 Cálculo de la potencia aparente real del Taller.

Nombre	U (V)	I_n (A)	K_u	S (kVA)
Torno	480	21	0.75	13.09
Taladro	480	13.3	0.75	8.19
Piedra esmeril	480	12	0.75	7.48
Compresor	480	5	0.75	3.12
Máquina de soldar	220	120	1	45.73

La potencia aparente máxima se obtiene mediante la fórmula (1.12) teniendo en cuenta los factores de simultaneidad de la tabla 2.2.

$$S_{m\acute{a}x} = \sum S * K_s \quad (\text{kVA}) \quad (1.12)$$

Donde:

$S_{m\acute{a}x} \rightarrow$ Demanda máxima real.

$K_s \rightarrow$ Factor de simultaneidad.

Demanda máxima real ramal Molino.

$$S_{m\acute{a}x} = \sum S * K_s$$

$$S_{m\acute{a}x} = 434.71 * 0.53$$

$$S_{m\acute{a}x} = 230.4 \quad (\text{kVA})$$

Demanda máxima real ramal Bloquera - Taller.

$$S_{m\acute{a}x} = \sum S * K_s$$

$$S_{m\acute{a}x} = 257.19 * 0.53$$

$$S_{m\acute{a}x} = 136.31 \quad (\text{kVA})$$

Demanda máxima real de la instalación.

$$S_{m\acute{a}x} = 366.61 \quad (\text{kVA})$$

Teniendo el valor de $S_{m\acute{a}x}$ se puede calcular la corriente.

$$I = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000}{U\sqrt{3}}$$

Corriente Ramal Molino.

$$I = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000}{U\sqrt{3}}$$

$$I = \frac{230.4 * 1000}{480\sqrt{3}}$$

$$I = 277.13 \quad (\text{A})$$

Corriente Ramal Bloquera - Taller.

$$I = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000}{U\sqrt{3}}$$

$$I = \frac{136.31 * 1000}{480\sqrt{3}}$$

$$I = 163.95 \quad (\text{A})$$

Corriente de la instalación.

$$I = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000}{U\sqrt{3}}$$

$$I = \frac{366.61 * 1000}{480\sqrt{3}}$$

$$I = 440.96 \quad (\text{A})$$

2.7.2 Selección de los conductores de la instalación por temperatura de calentamiento por la corriente eléctrica.

Para escoger el calibre de los conductores de la instalación se utilizó la tabla de densidad de corriente admisible para conductores de cobre y aluminio con aislamiento (Ver anexo 4).

Tabla 2.7 Selección de la sección de los conductores del Molino.

Ramal del Molino	I_n (A)	Conductor de cobre (Cu) Sección en mm^2
Molino primario	122	25
Remolador	280	95
Alimentador	32,5	4
Transportador primario	26,1	2,5
Zaranda	25,4	2,5
Transportador de retorno	15,8	1,5

Transportador de 3/8	17,9	1,5
Transportador de 3/4	17,9	1,5
Sin fin	29,5	4
Transportador de arena	15,8	1,5
Bomba de aceite	4,4	0,75
Subir y bajar cono	2,95	0,75
Ventilador	3,45	0,75
Soplador	0,9	0,75
Máquina de soldar	120	25
Iluminación	6	0,75
Turbina	18,2	1,5
Total	277.13	95

Tabla 2.8 Selección de la sección de los conductores de las Bloqueras y el Taller.

Ramal Bloquera - Taller	I_n (A)	Conductor de cobre (Cu) Sección en mm^2
Agitador	10	0,75
Vibrador	10	0,75
Concretera	28	2,5
Bomba de aceite	13,3	1
Transportador	6,7	0,75
Máquina de soldar	120	25
Vibrador	10	0,75
Transportador	10	0,75
Concretera	13,3	1
Pulidora	12	0,75
Torno	21	2,5
Taladro	13,3	1
Piedra esmeril	12	0,75
Compresor	5	0,75
Máquina de soldar	120	25
Total	163.95	50

La instalación requiere un conductor de cobre de 185 **mm²**. Se escogió el calibre de los conductores para el cobre (Cu) pero también se puede cambiar a aluminio multiplicando el calibre seleccionado para el cobre por 1.5. Mediante el método utilizado se logra reducir las pérdidas térmicas hasta un 5 o 10% de toda la energía según (M Kuznestsov, Fundamentos de Electrotecnia, editorial Mir 1988.)

2.3 Selección de los dispositivos de protección.

Partiendo de las corrientes de los ramales se puede fijar el ajuste de los dispositivos de protección para la corriente nominal o de acción térmica, multiplicando la corriente de operación por el factor de seguridad que oscila entre 1.5 y 2. [Torres Breffe, Orlis, 2002]

$$I_n = 1.5 * I_{op}$$

(2.1)

Donde:

I_n – corriente de operación (A).

Breaker principal del Molino

$$I_n = 1.5 * 277.13$$

$$I_n = 415.70 \text{ A}$$

Breaker Bloquera -Taller

$$I_n = 1.5 * 163.95$$

$$I_n = 245.93 \text{ A}$$

Breaker general

$$I_n = 1.5 * 440.96$$

$$I_n = 661.44 \text{ A}$$

2.7 Conclusiones.

En este capítulo se realizó el diagnóstico energético de la instalación que inició con el análisis de la estructura de los portadores energéticos. Se realiza la descripción del sistema de suministro eléctrico de la entidad y una inspección visual que arrojó como resultado un gran número de deficiencias. Se realiza el levantamiento de cargas por áreas de la instalación para una potencia total instalada de 556.17 kW. Con las mediciones puntuales en las barras del panel principal se demuestra que el banco de transformadores está sobredimensionado. Por medio de las facturas de electricidad se conocieron las pérdidas por transformación y el bajo factor de potencia de la instalación. En este capítulo también se realizaron los cálculos para los conductores de la instalación y el ajuste de los dispositivos de protección.

CAPÍTULO III: PROPUESTA DE SOLUCIÓN Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

3.1 Introducción.

En este capítulo se exponen los resultados de los cálculos para las mejoras propuestas como son el cálculo de las pérdidas por transformación reduciendo la capacidad del banco de transformadores a 400 kVA, y se propone la instalación de un banco de condensadores automático para mejorar el factor de potencia de la instalación, se hace una encuesta a 36 trabajadores para conocer el nivel de competencia en materia de ahorro de energía en la empresa y se proponen medidas para elevar la eficiencia energética y al finalizar se hace la valoración económica del trabajo.

3.2 Cálculo de las pérdidas por transformación disminuyendo la capacidad del banco de transformadores actual.

En el epígrafe 2.2.1 se obtuvo el valor de la demanda real máxima de la instalación $S = 366,31 \text{ kVA}$ que estandarizado sería un banco de transformadores de $S = 400 \text{ kVA}$. La UEB tuvo un consumo de energía eléctrica media por meses desde el mes de junio hasta diciembre del año 2015 de 10093,29 kWh con un factor de potencia medio de 0,78. Para obtener las pérdidas por transformación se utiliza el método de las pérdidas en el hierro y en el cobre; método utilizado por la Unión Nacional Eléctrica (UNE). Las pérdidas en el hierro y en el cobre son promedios, en correspondencia con el transformador en específico. (Ver anexo 5).

$$pfe = 1,457$$

$$pcu = 5,803$$

$$T1 = 720hrs/mes$$

$$T3 = 400hrs/mes$$

$$kVAn = 400 \text{ kVA}$$

$$kVAr = \frac{\text{Consumomes}(kW/h)}{T1 * \text{factordepotencia}}$$

$$(1.20)$$

$$kVAr = \frac{10093,29}{400 * 0,78}$$

$$kVAr = 32.35 \text{ kVAr}$$

$$pt = pfe * T3 + \left(\frac{kVAr}{kVAn}\right)^2 * pcu * T1$$

(1.19)

$$pt = 1,457 * 720 + \left(\frac{32.35}{400}\right)^2 * 5,803 * 400$$

$$pt = 1064,22 \text{ kW/hmes}$$

Donde:

pt = pérdidas totales que se producen en el transformador.

pfe = pérdidas en el hierro.

T3 = tiempo en horas que está energizado el transformador (720 horas/mes).

pcu = pérdidas en el cobre.

T1 = tiempo de trabajo: Ejemplo: un turno (200 hrs/mes), dos turnos (400 hrs/mes), 3 turnos (720 hrs/mes).

kVAn = kVA nominales del banco de transformadores.

3.3 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia en la instalación.

Para calcular la potencia reactiva capacitiva que mejore el valor del factor de potencia de $\cos\varphi_1 = 0.78$ a $\cos\varphi_2 = 0.96$ se utilizará la fórmula:

$$Q_c = P * (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (3.3)$$

Donde:

Q_c: capacidad de banco a instalar (kVAr)

P: Potencia consumida por la carga (kW)

φ₁: ArcoCoseno(cos φ₁)

φ₂: ArcoCoseno(cos φ₂)

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos \varphi_1 \quad (3.4)$$

$$P = 1.73 * 480 * 440.96 * 0.78$$

$$P = 285.62 \text{ kW}$$

Donde:

$U \rightarrow$ Tensión fase a fase (V).

$I \rightarrow$ Corriente (A).

$$Q_c = P * (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$Q_c = P * (\tan(38.74) - \tan(16.26))$$

$$Q_c = P * (\tan(38.74) - \tan(16.26))$$

$$Q_c = 145.85 \text{ kVAr}$$

3.4 Cálculo de las pérdidas por transformación después de la disminución de la capacidad del banco de transformadores y la compensación de reactivo.

$$kVAr = \frac{\text{Consumomes}(kW/h)}{T1 * \text{factordepotencia}} \quad (1.20)$$

$$kVAr = \frac{10093,29}{400 * 0,96}$$

$$kVAr = 15.76 \text{ kVAr}$$

$$pt = pfe * T3 + \left(\frac{kVAr}{kVAn} \right)^2 * pcu * T1 \quad (1.19)$$

$$pt = 1052,64 \text{ kW/hmes}$$

Ahorro en pérdidas después de la compensación.

$$\Delta pt = pt(ac) - pt(dc) \quad (3.5)$$

$$\Delta pt = 279.36 \text{ kW/hmes}$$

3.5 Nivel de competencia en materia de ahorro de energía en la empresa.

Para la realización de las encuestas se entrevistaron un total de 36 trabajadores dentro de los cuales se encuentran obreros, especialistas, oficinistas, directivos, seguridad entre otros, las encuestas dieron los siguientes resultados: (ver encuesta en el anexos 6 y 7).

El 68.5% de los encuestados no recibe información sobre el estado del consumo de electricidad del centro, el 18.1% del total no conoce las medidas de ahorro de su área, un 70.8% respondió que no se discutían los resultados del programa de ahorro, el 88.5% no conoce qué % del centro le corresponde a los portadores energéticos el 72.2% no conoce en cuanto influye su área en el consumo eléctrico del centro, el 70% del total no conocen cuanto influye su puesto de trabajo en el consumo eléctrico del centro, el 80.9% no conoce el programa de capacitación relacionado con el ahorro de electricidad, el 50.5% no saben si el ahorro eléctrico está incluido dentro de los parámetros emulativos del centro y un 8.5% dicen que no están incluido, el 40.7% no conocen si están incluidos los problemas eléctrico dentro del banco de problemas del centro.

En resumen no se efectúan intercambios de experiencias, talleres y eventos sobre eficiencia eléctrica en la empresa donde se estimulan las mejores áreas, mejores trabajadores y operadores. Se logran ahorros básicamente por la eliminación parcial o temporal de desperdicios o suspensión de servicios no imprescindibles, se desconocen los potenciales de ahorro y no existe el banco de problemas energético. No se ha capacitado de forma especializada la dirección y el personal involucrado en la transformación y uso de la energía. La UEB no cuenta con una instrumentación adecuada para llevar a cabo el control del portador electricidad.

3.6 Propuesta de medidas para elevar la eficiencia energética.

- Crear una secuencia en los arranques para disminuir el aumento de la demanda que se genera en el momento de la puesta en marcha.

- Desarrollar acomodos de cargas monofásicas donde estas sean posibles para balancear la carga en las fases.
- Realizar supervisión y control de los índices de consumo y consumo de los portadores energéticos.
- Desconectar los equipos trabajando en vacío.
- Acumular el suficiente material bruto en el patio del molino para evitar las constantes conexiones y desconexiones de los motores.
- Realizar ajustes en el molino para tratar de que los motores trabajen en carga óptima.
- Controlar que se realicen los mantenimientos planificados a los equipos.
- Revisar el contrato con la Empresa Eléctrica para gestionar el cambio del transformador de 333 kVA por uno de menor potencia.
- Realizar la compra de un banco de condensadores ajustado al cálculo de este trabajo.
- Construir zanjas para drenar el agua que se acumula en el área de la estructura metálica del molino.
- Establecer una emulación entre los turnos.
- Realizar un programa de medidas de ahorro para bajar la demanda en el horario pico.
- Determinación del personal clave en la eficiente de la energía, establecer para el mismo un sistema de atención diferenciada, capacitación y motivación a través de mecanismos de interés (\$ 5000 MN y \$ 300 CUC en el año).
- Establecer y ejecutar un programa de seminarios y cursos de capacitación para el personal directivo y especialistas en eficiencia eléctrica (\$ 3000 MN y 150 CUC en el año).

3.7 Valoración económica.

Los indicadores dinámicos para la evaluación de las inversiones, parten del desarrollo de un modelo, en el que se consideran las entradas (ingresos) y las salidas (gastos) de efectivo a causa de realizar el proyecto, calculando el flujo resultante en varios años.

3.7.1 Propuesta de reducción de la capacidad del banco de transformadores.

Según los cálculos de pérdidas por transformación realizados en el epígrafe 3.2 se propone revisar el contrato con la Empresa Eléctrica para proponer un cambio del transformador de 337 kVA por uno de menor potencia para completar 400 kVA. Con la reducción de la capacidad del banco de transformadores a 400 kVA se logran ahorrar 257.78 kWh en un mes y 3352,32 kWh en un año para un ahorro anual de \$ 14670.88 CUP. Para la conversión de kWh a CUP se usó el factor K promedio del año 2015 tomado de la factura de la Empresa Eléctrica con un valor de $K = 4.7427$ (Ver Anexo 11).

3.7.2 Propuesta del banco de condensadores.

La instalación de los bancos de condensadores es uno de los métodos más utilizados en la industria, pues compensa el consumo de la potencia reactiva, disminuye el consumo de energía por concepto de pérdidas en los consumidores, transformadores; con el consiguiente ahorro de combustible para la industria.

De acuerdo a los cálculos realizados en este trabajo de diploma la empresa necesita adquirir un banco de condensadores automático de 145.85 kVAr que estandarizado sería un banco de 150 kVAr por lo que se propone la compra de un banco de condensadores de esta capacidad para instalarlo en la entrada de la instalación. La firma suministradora es COPEXTEL S.A. y el banco propuesto tiene las siguientes características:

(Ver Anexo 10 y tabla 3.1)

- Marca MERLIN GERIN.
- Bancos de capacitores automáticos 230 y 440 V, 3Ø, 60 Hz.
- Condensadores VARPLUS2 con membrana de supresión.
- Resistencia de descarga y fusible de protección incluidos.
- Regulador Automático / Manual NR-6 con microprocesador y protecciones (desconexión y reconexión automática) por regulación inestable, baja tensión, sobretensión, sobretemperatura y sobrecargas armónicas.
- Disyuntor General interbloqueado con la puerta.
- Contactores TELEMECANIQUE tipo LC1.
- Construidos con materiales compatibles con el medio ambiente.

Tabla 3.1 Gastos de adquisición.

Descripción	kVAr/kV	Cantidad	Precio unitario (CUC)	Total (CUC)
Banco de condensadores Firma MERLIN GERIN	150/0.440	1	1400	1400

La UEB Sagua de Tánamo, Materiales de la Construcción Holguín cuenta con dos obreros destinados al montaje, mantenimiento y puesta en marcha de todos los equipos eléctricos por lo que los costos son mínimos y se pueden ver en la tabla 3.2. La instalación se completa en una jornada de trabajo. (Ver tabla 3.2).

Tabla 3.2 Gastos de salario.

No.	Descripción.	Cant.	Costo diario. (CUP).	Costo total. (CUC).
1.	Personal calificado	1	25.44	1.018
2	Ayudante	1	16.21	0.65

Costo total de salario.	1.67
-------------------------	------

Inversión Total

El costo general de la inversión para un período de explotación se determina a partir de la sumatoria de todos los gastos deducidos anteriormente, para ello se aplica la expresión 3.6.

$$Inv = C_{amont} + C_{mont} \quad (3.6)$$

Donde:

Inv – Inversión total.

C_{mont} – Costo de montaje.

C_{amont} – Costo de adquisición de montaje.

$$Inv = 1400 + 1.67$$

$$Inv = 1401.67$$

3.7.3 Amortización de las variantes propuestas.

Realizaremos el cálculo de la amortización de la propuesta de inversión realizada, la compensación de reactivo se amortizará a través de la energía ahorrada por penalizaciones por bajo factor de potencia y la energía ahorrada en pérdidas por transformación luego de la reducción del banco de transformadores a 400 kVA y la compensación de reactivo.

$$T_{Años} = \frac{Costo\ total\ de\ la\ inversión}{Ahorro/Año} \quad (3.7)$$

$$T_{Años} = 1.58$$

La inversión del banco de condensadores se recupera en 1.58 años.

3.7 Conclusiones.

Se puede concluir que si se cumplen las medidas organizativas y las medidas de inversión propuestas en este trabajo de diploma se producen ahorros monetarios significativos en la UEB. Con la propuesta de reducción de la capacidad del banco de transformadores a 400 kVA se reducen las pérdidas por transformación en un 56,55% que representa un ahorro anual de \$ 14670,88 CUP. Con la instalación del banco de condensadores se ahorran \$ 6335,53 CUP en un año y con la ejecución de las dos variantes a la vez se ahorran \$ 22234,57 CUP al año. La inversión del banco de condensadores se recupera en 1.58 años. Los cálculos de los conductores de la instalación y de los dispositivos de protección pueden servir de guía para inversiones futuras en la UEB así como el monolineal de la instalación.

CONCLUSIONES GENERALES.

El diagnóstico energético realizado a la instalación arrojó los siguientes resultados:

- Se lograron identificar deficiencias organizativas que influyen en el despilfarro de energía eléctrica.
- Es posible ahorrar \$ 14670.88 CUP de pérdidas por transformación en un año reduciendo la capacidad del transformador a 400 kVA.
- Con la instalación del banco de condensadores automático de 150 kVAr para mejorar el factor de potencia, y la reducción del banco de transformadores a 400 kVA se ahorran \$ 22234.57 CUP en un año.
- La inversión del banco de condensadores automático se recupera en 1,58 años.
- Los cálculos de los conductores de la instalación, los dispositivos de protección y el diseño del monolineal de la instalación pueden servir de guía para inversiones futuras en la UEB.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio con más profundidad del portador energético Diésel.
2. Tener en cuenta los cálculos de este trabajo para la selección de conductores y dispositivos de protección para inversiones futuras.
3. Implantar un Sistema de Gestión Energético Total (SGET) en la entidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Almirall Mesa, Juan: TEMAS de INGENIERÍA ELÉCTRICA. Editorial Félix Varela. La Habana, 2003.
2. Aquino, Tamayo. A. Estudio a bajo costo de la calidad de la energía. Revista Ingeniería Electroenergética. No 2, 1994.
3. Aquino, Tamayo. A. Programa para el análisis de redes eléctricas de estructuras, variables. Calidad de la energía. Revista Ingeniería Electroenergética. No 3, 1994.
4. Batista, Marrero. L. Propuesta de una red de monitoreo para la planta de Calcinación y Sínter. Trabajo de Diploma. ISMM 1999.
5. BORROTO NORDELO, A.E; et. al. *Libro de Gestión Energética en el sector Productivo y los Servicios*.
6. Campo A, J; Gómez D, R; Santos M, L. La eficiencia energética en la gestión empresarial. Edit. Universidad de Cienfuegos. 1999.
7. Carrion, Pérez, M. estudio para el mejoramiento energético de los consumidores de las plantas de Recuperación de NH₃ y Calcinación y Sinter. Trabajo de Diploma. ISMM1998.
8. Catálogo Dispositivos y sistemas para el ahorro de energía.1996
9. Catálogo general CIRCUTOR 1999.
10. Chan, Long, D. Análisis estructural para la valoración del suministro. Editorial Electricidad. 1983.
11. Colectivo de expertos. Ahorro de energía en proceso. Revista Energía. No 3. 1986
12. Crespo, Infante, E. Compensación de potencia reactiva en presencia de convertidores. Revista Ingeniería Electroenergética. No 3, 1987.
13. Creus, Sole. A. "Fiabilidad y Seguridad de procesos industriales". Marcombo, España, 1991.
14. De Quesada, Martínez. A. Optimización de reactivo en circuitos eléctricos industriales. Revista Ingeniería Electroenergética. No 3, 1988.

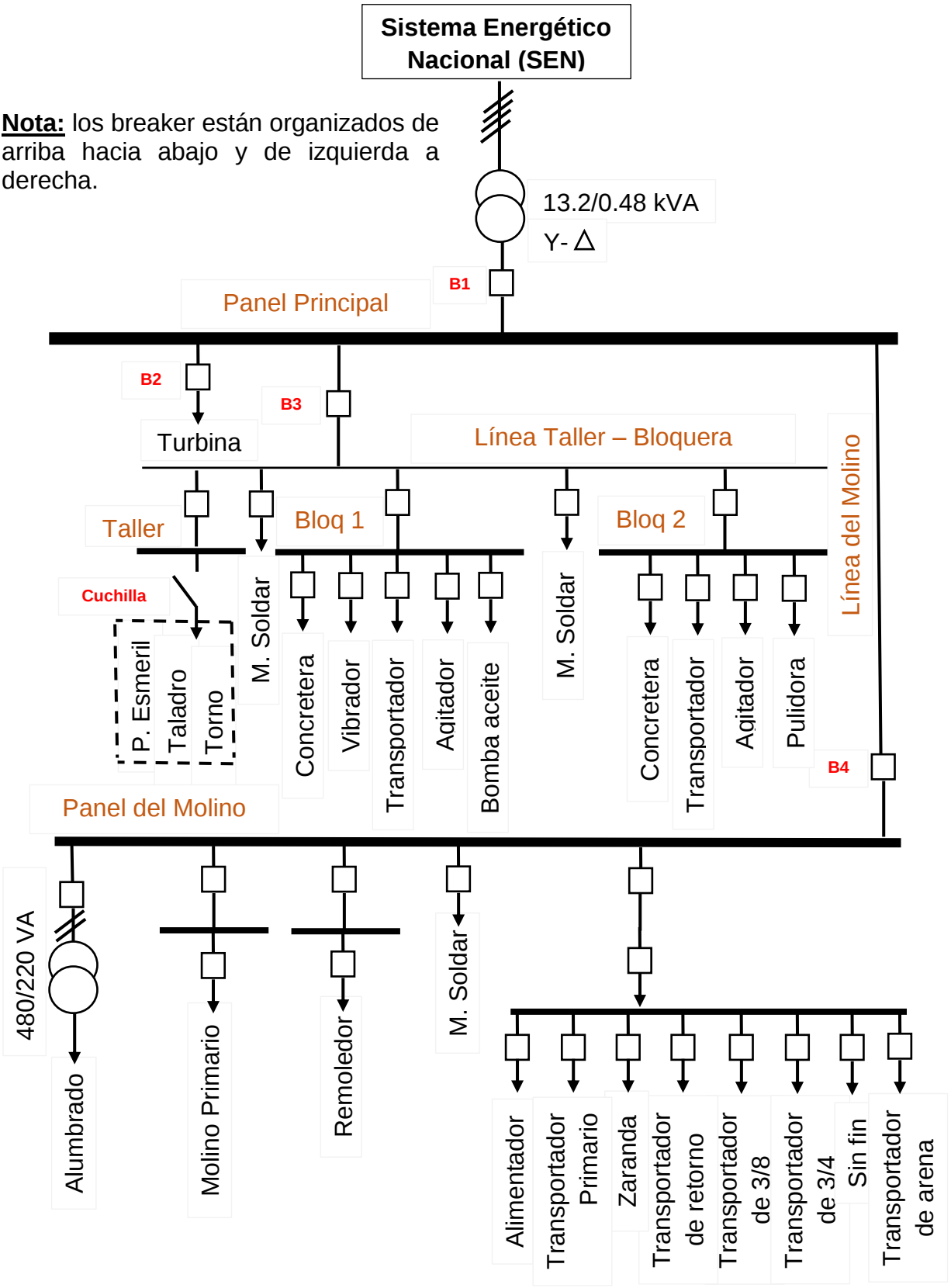
15. Eguíluz L, I; Lavandero J, C; Mañana, M; Sánchez, P. Eficiencia energética y calidad del suministro eléctrico. 1998.
16. Ener, Gómez. JM. Análisis de la confiabilidad del suministro eléctrico de la planta de Calcinación y Sinter. Trabajo de Diploma. 1999.
17. FEODOROV, A. A. *Suministro Eléctrico de Empresas Industriales*. 2 ed. La Habana. Editorial Pueblo y Educación, 1993.
18. García, Barreto, J. Potencia reactiva en los sistemas electroenergéticos. Editorial Ciencias Técnicas. 1988.
19. González P. I; Compensación de la potencia reactiva en sistemas eléctricos. *Revista Geología y Minería*. 1999.
20. González, F, J. la gestión de la energía. 2001.
21. González, Palau. I. Estudio de los portadores energético de la planta de Hornos de reducción. Tesis Maestría. ISMM, 1999.
22. Gualda, J., Martínez, S., Martínez, P. M. *Electrónica Industrial Técnicas de Potencia*. Marcombo, España, 1992.
23. Guía técnica de la distribución eléctrica en baja tensión. *Compensación de Energía Reactiva*, Schneider Electric, 2001.
24. Haug, Ramírez. C. Planificación de potencia reactiva en los sistemas. Revista Ingeniería Electroenergética. No 4, 1985.
25. Haug, Ramirez. C; Martínez, Pérez, M. Flujo de potencia método rápido por descomposición reactiva en los sistemas. Revista Ingeniería Electroenergética. No 4, 1988.
26. Hernández, Ramírez, Gabriel. Eficiencia en los suministros eléctricos industriales de baja tensión. Tesis maestría. ISMM. 2000.
27. Jones, K, M. Introduction to special section, Static compensation for AC power systems. *IEEE Proc*. No 6. 1981
28. Klein, W. A.; Mallard, S. A.: Reactive sources a method of evaluating they effectiveness. *IEEE. Trans*. No. 5. 1964.
29. KOSTENCO, M. y PIOTROVSKY, L. *Máquinas Eléctricas*. Ciudad de la Habana: Editorial Pueblo y Educación, 1982. 522 p.

30. Lazarev, S, S. Fiabilidad en sistemas eléctricos. Editorial Instituto Energético de Moscú. 1989.
31. Lopez, Pérez. M. Acciones correctivas en los análisis de seguridad de los sistemas eléctricos. Revista Ingeniería Electroenergética. No 2, 1994.
32. M Kuznestsov, Fundamentos de Electrotecnia, editorial Mir 1988.
33. Ma Piti, F.; Otero Sierra, C.: Mejoramiento de la confiabilidad del suministro eléctrico de la Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara. Trabajo de Diploma. ISMM. 1997.
34. Maldonado. J;F. Instalación de capacitores en circuitos eléctricos. Revista Tecnología. 1968.
35. Maliuk, Petrovna. S. Factor de potencia en la industria. Editorial Oriente. 1980.
36. Marrero, Ramírez, Secundino. Gestión energética en el sector industrial y de los servicios. 2000.
37. Martínez, García, A. Análisis de contingencias en sistema eléctrico de potencia. Revista Ingeniería Electroenergética. No 2, 1994.
38. Mazorra, Soto, J. Metodología para la minimización técnico económica de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos industriales. Revista Energía. No 1, 1986.
39. Medina, Díaz, J; Haug, Ramirez. C; . Minimización de la instalación de capacidad en un sistema. Revista Ingeniería Electroenergética. No 1, 1981.
40. Palma Loforte, F.: Estudio de la carga actual en los motores asíncronos e incidencias sobre el reactivo en la planta termoeléctrica de la Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara. Trabajo de Diploma. ISMM. 1996.
41. Pérez, Martín, David; López, López, Ileala. Evaluación de los escenarios de mitigación del cambio climático en el sector eléctrico. 1999.
42. PINO MORALES, J. Aplicación de herramientas de la Gestión Energética en la Batería de Grupos Electrógenos Diésel de Moa 2008. Moa, 2008.
43. Power Factor. Application Guide. 1996.
44. Power Systems. Reactive power compensation. 1994.
45. Reglamento Electrotécnico Cubano. Edición 1.0 2008.

46. Ribero Barbuero, A. Pérdidas de energía en los transformadores de potencia. Boletín Informático CEC. Julio – Septiembre, 1999.
47. SMOLENSKI, Ivanov. Máquinas Eléctricas.
48. VIEGO FELIPE, V; et. al. Maestría Eficiencia Energética: Temas Especiales de Sistemas Eléctricos Industriales. Cienfuegos: Editorial Universo Sur, 2007.
49. Viego, P.; Cárdenas, A. “Análisis económico de un proyecto para lograr ahorros mejorando el factor de potencia”. Mundo Eléctrico Colombiano, Santa Fe de Bogotá, Abril-Junio de 1998, Volumen. 12.
50. VOLDEK, A. I. Máquinas Eléctricas.

Anexo 2. Diagrama Monolineal UEB Sagua de Tánamo.

Nota: los breaker están organizados de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha.



Anexo 3. Mediciones realizadas en la barra principal de la instalación

	Fase A		Fase B		Fase C		
Hora	U	I	U	I	U	I	S (kVA)
2:00	200	179	196	227	353	185	145,597
2:10	215	129,3	212,15	165,3	343,7	217	137,450795
2:20	236	118	219,6	176	380	168	130,3376
2:30	234,6	143	228,2	166	400	198	150,629
2:40	220,9	150,5	215,3	281,3	394,1	237	187,21104
2:50	213	257	206,6	360	363,2	324	246,7938
3:00	234,2	224,2	226,5	361	398	315	259,64414
3:10	242,6	279,1	235,8	340,3	407,4	287	264,8762
3:20	242,3	270,5	235,6	350,1	405,7	289	265,27301
3:30	243,2	280,4	235	355,2	404,2	287,3	267,79194
3:40	242,4	271,6	234,2	364,3	405,3	290,2	268,77296
3:50	250,2	250,4	230,6	342,1	399,2	288,3	256,6277
4:00	243,4	285,7	234,1	365,2	404,3	300	276,3227
4:10	242,5	248,3	235,6	235,6	406,4	274,4	227,23627
4:20	244	170	237,4	236,5	409,2	183,2	172,59054
4:30	231,3	142,1	224,4	209,2	383,3	156,4	139,76033
4:40	209,1	253,8	227,9	360	393,1	256,8	236,06166
4:50	236,8	120	231	172,1	397,2	133,6	121,23702
5:00	237,1	120,3	231,6	173	398,1	134,1	121,97514

Anexo 4 Densidad de corriente admisible para conductores de cobre con aislamiento.

<i>Sección en mm² para el cobre</i>	<i>Sección en mm² para el aluminio</i>	<i>Intensidad en A</i>
0,75	1,125	13
1	1,5	15
1,5	2,25	20
2,5	3,75	27
4	6	36
6	9	46
10	15	68
16	24	92
25	37,5	123
35	52,5	152
50	75	192
70	105	242
95	142,5	292
120	180	342
150	225	392
185	277,5	450
240	360	532
300	450	614
400	600	737

Anexo 5. Pérdidas promedios en transformadores trifásicos.

kVA	P.CU	PFE
25	0,553	0,230
37,5	0,718	0,259
40	0,860	0,263
50	1,125	0.268
63	1,170	0,285
75	1,306	0,443
100	1,771	0,468
150	2,218	0,813
200	2,738	1,143
300	4,206	1,349
400	5,803	1.457
500	6,883	1,484
630	7,736	1,531
750	9,925	2,237
800	10,340	2,300
1000	11,115	2,594
1250	15,520	2,705
1600	16,587	3,174
2000	23,950	3,649
2500	23,100	5,175
3200	37.000	11,500
10000	65,000	14,500
25000	120,000	27,000

Anexo # 6: Evaluación de la gestión energética de empresas.

1. Si___No___No se___.¿Conoce y sigue la empresa el peso de los costos energéticos en los costos totales de producción y en el precio de los productos que vende?
2. Si___No___No se___.¿Conoce la empresa el 20% de los equipos que provocan el 80% de los consumos totales de todos los portadores energéticos que gasta?
3. Si___No___No se___.¿Tiene identificados la empresa el 20% de los equipos que provocan el 80% de las pérdidas energéticas actuales?
4. Si___No___No se___.¿Existe algún procedimiento en la empresa para detectar si los consumos y costos energéticos están bajo control o no?
5. Si___No___No se___.¿Conoce la empresa cuanta energía gasta no asociada a las producciones que efectúa?
6. Si___No___No se___.¿Conoce la empresa cuanto debe gastar en energía eléctrica y combustibles para cada nivel de producción?
7. Si___No___No se___.¿Están establecidos en la empresa los índices de consumo y de eficiencia energética hasta el nivel de áreas o equipos mayores consumidores?
8. Si___No___No se___.¿Existe en la empresa algún mecanismo o procedimiento de análisis y control periódico de estos índices?
9. Si___No___No se___.¿Evalúa la empresa la tendencia en el tiempo de los consumos y los costos energéticos?
10. Si___No___No se___.¿A realizado la empresa diagnósticos o auditorias energéticas en los últimos 5 años?
11. Si___No___No se___.¿Cuenta la empresa en la actualidad con un Plan de Inversiones o Medidas para reducir los costos energéticos?

Anexo # 7: Continuación.

12. Si___ No___ No se___.¿Están identificados en la empresa los operarios y actividades que deciden los altos niveles de consumos y costos energéticos?

13. Si___ No___ No se___.¿Es controlado, registrado y analizado en la empresa por las lecturas el consumo diario de electricidad y combustibles?

14. Si___ No___ No se___.¿Están establecidas en la empresa las medidas de ahorro de energía de los equipos mayores consumidores?

15. Si___ No___ No se___.¿Están claramente definidos en la empresa los factores externos e internos que afectan la eficiencia energética?

16. Si___ No___ No se___.¿Cuenta la empresa con tecnología y equipamiento eficiente energéticamente para producir?

17. Si___ No___ No se___.¿Conoce la empresa lo que le cuesta producir los energéticos secundarios (vapor, aire comprimido, tonelada de frío etc..)que usa?

18. Si___ No___ No se___.¿Realiza la empresa autodiagnósticos energéticos con periodicidad (al menos 2 veces al año)?

19. Si___ No___ No se___.¿Existe un sistema de registro y contabilidad energética en la empresa?

20. Si___ No___ No se___.¿Existe un Plan de Mantenimiento Energético en la empresa?

21. Si___ No___ No se___.¿Existe un Programa de Entrenamiento y Motivación a los empleados de la empresa en ahorro de energía?

22. Si___ No___ No se___.¿Ha realizado la empresa inversiones en los últimos tres años para reducir los costos energéticos?

23. Si___ No___ No se___.Utiliza la empresa alguna fuente de energía no renovable para reducir los consumos?

24. Si ____ No ____ No se ____ ¿Ha recibido la gerencia o el personal técnico de la empresa capacitación en eficiencia o gestión energética en los últimos tres años?

Anexo 8. Foto del Molino.



Anexo 9. Foto del banco de transformadores.



Anexo 10. Banco de condensadores automáticos.



Anexo 11. Factor K mensuales del año 2015

Meses	K
Enero	5,1695
Febrero	5,5899
Marzo	4,7027
Abril	4,6031
Mayo	4,7805
Junio	4,8218
Julio	5,0601
Agosto	5,0116
Septiembre	4,8773
Octubre	4,0424
Noviembre	4,1593
Diciembre	4,0844
Promedio Mensual	4,7427