

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE USO
RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA
CEMENTERA**

**CARLOS ALBERTO GOMEZ SUAREZ
ALEJANDRO ROLONG LOPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO MECNICAS
INGENIERIA ELECTRICA
BUCARAMANGA
2004**

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE USO
RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA
CEMENTERA**

**CARLOS ALBERTO GOMEZ SUAREZ
ALEJANDRO ROLONG LOPEZ**

Convenio CEMEX COLOMBIA - UIS

**Director:
Ciro Jurado Jerez
Ingeniero Electricista.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO MECÁNICAS
INGENIERÍA ELECTRICA
BUCARAMANGA**

2004

AGRADECIMIENTOS

Al *Ingeniero Eléctrico, Ciro Jurado Jerez*, por su colaboración y aporte de conocimientos y experiencia, fundamentales y esenciales para el desarrollo del proyecto.

A los *ingenieros Mauricio Mantilla, Mauricio Cala y Héctor Julio Caballero* de CEMEX-COLOMBIA, por su colaboración y participación en la realización de la practica empresarial correspondiente al estudio del uso racional de la energía en la Planta Bucaramanga de Cemex Colombia

DEDICATORIA CARLOS ALBERTO GOMEZ SUAREZ

Dedico este triunfo de mi vida, a **Dios**, a la **Santísima Virgen**, a mis padres **Héctor** y **Graciela**, a mi **tía Yolis**, y a mis hermanos que siempre fueron apoyo en la conquista de esta meta.

Dedico también este logro a **Natalia Moreno** que en el último año, fue una fuente de inspiración en la culminación de esta etapa de mi vida.

DEDICATORIA ALEJANDRO ROLONG LOPEZ

Dedico este triunfo a **Dios**, a mis padres **Mario Enrique** y **Rosalba**, por apoyarme y creer siempre en mi.

Dedico esta meta a mis hermanos, **Carlos**, **Adriana** y **Mario Andrés**, a mis primos, **Juliette Paola**, **Paula Andrea** y **Leon Darío**, por darme siempre fuerzas para seguir adelante, y a mi tío **Rodrigo** por apoyarme incondicionalmente durante todo el transcurso de este camino.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	26
1.0 GENERALIDADES	28
1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO	28
1.2 AUDITORIA DE ENERGÍA	30
1.2.1 Aspectos básicos de un programa de ahorro de energía	31
1.2.2 Energía que se está consumiendo	31
2.0 SISTEMA ELECTRICO	32
2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA	32
2.2 CENTROS DE DISTRIBUCIÓN	32
2.3 CENTROS DE CONSUMOS	34
3.0 ILUMINACIÓN	38
3.1 INTRODUCCION A LA EFICIENCIA ENERGETICA EN LA ILUMINACIÓN	38
3.1.1 Conceptos	38
3.1.2 Fuentes de luz	38
3.1.3 Características de iluminación	39
3.1.4 Factores externos	39
3.1.5 Tipos de lámparas	40
3.1.6 Recomendaciones	47
3.2 RECOMENDACIONES VARIAS	48
3.2.1 Niveles de iluminación	48
3.2.2 Lámparas más eficientes	48
3.2.3 Separación de circuitos	49
3.2.4 Luz Diurna / Redistribuir luminarias	49
3.2.5 Eliminación de focos incandescentes	50

3.2.6 Balastros ociosos.....	50
3.2.7 Balastros de alta eficiencia.....	50
3.2.8 Difusores en mal estado.....	51
3.2.9 Luminarias obsoletas.....	51
3.2.10 Altura de montaje excesiva.....	52
3.2.11 Alumbrado de seguridad.....	52
3.2.12 Apagar la luz artificial cuando no se requiera.....	52
3.2.13 Sistemas automáticos / Sensores de presencia.....	52
3.3 RECOMENDACIONES POR SECCIONES.....	53
3.3.1 Báscula.....	53
3.3.2 Laboratorio.....	54
3.3.3 Oficinas administrativas.....	54
3.3.4 Talleres.....	54
3.3.5 Molinos.....	55
3.3.6 Trituración.....	55
3.3.7 Empaque.....	55
3.3.8 Planta hidráulica.....	56
3.3.9 Subestaciones A, B, C.....	56
4.0 TRANSFORMADORES.....	58
4.1 TEORIA ELEMENTAL.....	58
4.1.1 Transformadores de medida.....	59
4.1.2 Pérdidas presentes en transformadores de distribución.....	63
4.1.3 Ensayos.....	64
4.1.4. Regulación de tensión.....	69
4.1.5 Regulación de voltaje.....	69
4.1.6 Ensayos de transformadores trifásicos.....	70
4.1.7 Índice de Carga.....	73
4.1.8 Tensión nominal de cortocircuito. (μ).....	74

4.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES.....	74
4.2.1 Pérdidas de energía.....	74
4.2.2 Normas que reglamentan las pérdidas de transformadores en Colombia.....	75
4.2.3 Rendimiento para transformadores trifásicos.....	76
4.3 CALCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RENDIMIENTO.....	79
4.3.1 Parámetros calculados.....	80
4.3.2 Parámetros calculados con el transformador recomendado.....	81
4.3.3 Tiempo recuperación de la inversión con TRF recomendado.....	81
4.4 RECOMENDACIONES PROPUESTA 1.....	82
4.4.1 Transformador de 3000 kVA hidráulica.....	82
4.4.2 Transformador de 900 kVA subestación A.....	83
4.4.3 Transformador de 700 kVA subestación B.....	83
4.4.4 Transformador de 900 kVA subestación C.....	85
4.5 RECOMENDACIONES PROPUESTA 2.....	86
4.5.1 Un transformador para alimentar toda la planta de cemento.....	86
4.5.2 Estudio Económico.....	86
4.6 RECOMENDACIONES PROPUESTA 3.....	87
4.6.1 Un transformador para alimentar molienda y empaque y otro para alimentar trituración por separado.....	87
4.6.2 Estudio Económico.....	87
5.0 MOTORES DE INDUCCIÓN.....	89
5.1 TEORIA ELEMENTAL.....	89
5.1.1 Selección del motor.....	90
5.1.2 Pérdidas y diagrama de flujo de potencia.....	93
5.1.3 Potencia y momento de torsión en los motores de inducción.....	95
5.1.4 Momento inducido.....	96
5.1.5 Circuito equivalente del motor de inducción.....	97

5.2 RENDIMIENTO EN LOS MOTORES DE INDUCCIÓN.....	102
5.3 RECOMENDACIONES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN MOTORES ELÉCTRICOS.....	104
5.3.1 Cuidado con las reparaciones.....	105
5.3.2 Motores eléctricos y el factor de potencia.....	106
5.3.3 Administración de la demanda.....	108
5.3.4 Motive al personal a ahorrar.....	109
5.3.5 Un ejemplo de área de oportunidad.....	109
5.4 RECOMENDACIONES GENERALES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN MOTORES ELÉCTRICOS.....	110
5.5. LETRA DE CÓDIGO.....	115
5.6. RECOMENDACIONES INDIVIDUALES.....	116
5.6.1 MOTORES EMPAQUE.....	116
5.6.2 MOTORES TRITURACIÓN.....	119
5.6.3 MOTORES MOLINOS.....	121
6.0 FACTOR DE POTENCIA.....	126
6.1 RELACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y TIPOS DE CARGAS EN LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS.....	126
6.1.1 Cargas resistivas.....	126
6.1.2 Cargas inductivas.....	127
6.1.3 Cargas capacitivas.....	128
6.1.4 Cargas combinadas.....	128
6.2 EL FACTOR DE POTENCIA (FP).....	129
6.2.1 Potencia activa.....	129
6.2.2 Potencia reactiva.....	129
6.2.3 Potencia aparente.....	129
6.2.4 Triángulo de potencias.....	129
6.2.5 Factor de potencia (FP).....	130
6.3 EL BAJO FACTOR DE POTENCIA.....	131

6.3.1 Causas del bajo factor de potencia.....	131
6.3.2 Consecuencias del bajo factor de potencia.....	131
6.4 COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	133
6.4.1 Fundamentos.....	133
6.4.2 Calculo del tamaño del capacitor.....	134
6.4.3 Métodos para compensar el FP.....	136
6.4.4 Tamaño del capacitor.....	139
6.4.5 Compensación individual en transformadores de distribución.....	139
6.4.6 Compensación en grupo.....	140
6.4.7 Compensación central con banco automático.....	141
6.4.8 Compensación combinada.....	142
6.5 VENTAJAS DE LA COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	142
6.6 CALCULO DE LOS DIFERENTES BANCOS DE CAPACITORES POR SECCIÓN.....	145
6.6.1 EMPAQUE.....	145
6.6.2 TRITURACIÓN.....	146
7.0 RESISTENCIA, RESISTIVIDAD, AISLAMIENTO Y CONDUCTORES.....	149
7.1 LA TIERRA Y LA RESISTIVIDAD.....	149
7.2 MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO.....	150
7.3 VALORES ACEPTABLES DE LA RESISTENCIA A TIERRA.....	151
7.4 MEDICIONES DE LA RESISTENCIA DE ELECTRODOS A TIERRA.....	152
7.4.1 Tipo de prueba.....	152
7.4.2 Tipo de aparato.....	152
7.4.3 Lugar físico.....	153
7.5 MEDICION DE LA RESISTENCIA DE UN ELECTRODO	

POR EL METODO DE CAIDA DE POTENCIAL.....	154
7.6 MEDICION DE UN ELECTRODO POR EL METODO DE LOS DOS PUNTOS.....	156
7.7 MEDICION DE LA RESISTENCIA DE LAS MALLAS A TIERRA.....	157
7.7.1 Método de la pendiente.....	158
7.8 MEDICIONES DEL POTENCIAL DE TOQUE.....	160
7.9 MEDICIONES DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TIERRAS	160
7.10 SEGURIDAD EN LA MEDICION DE LAS TIERRAS.....	161
7.11 FUNCIONALIDAD DE LAS PUESTAS DE TIERRA.....	161
7.12 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LAS MALLAS DE TIERRA..	162
7.13 MEJORAMIENTO DEL TERRENO.....	164
7.14 MEDIDAS DE RESISTENCIA Y RESISTIVIDAD REALIZADAS EN LAS MALLAS DE TIERRA EN LA PLANTA BUCARAMANGA CEMEX COLOMBIA.....	168
7.15 CONSIDERACIONES.....	169
7.16 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICE DE POLARIZACIÓN EN MAQUINAS ROTATORIAS.....	169
7.16.1 Medición de aislamiento de los motores de CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.....	172
7.17 AHORRO EN CONDUCTORES.....	172
8.0 TARIFACIÓN.....	174
8.1 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	174
8.2 TARIFACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL.....	174
8.3 TARIFACIÓN EN CEMEX COLOMBIA PLANTA BUCARAMANGA.....	176
8.3.1 Cliente no regulado.....	177
8.4 RECOMENDACIONES AHORRO POR TARIFACIÓN.....	179

9.0 ANALISIS COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS EN LA PLANTA BUCARAMANGA CEMEX COLOMBIA.....	181
9.1 ANÁLISIS SUBESTACIÓN A (EMPAQUE)....	182
9.2 ANÁLISIS SUBESTACIÓN B (TRITURACIÓN).....	183
9.3 ANÁLISIS SUBESTACIÓN C (MOLINOS)....	184
9.4 ANALISIS SUBESTACIÓN DE LLEGADA HIDRAULICA.....	186
CONCLUSIONES.....	187
BIBLIOGRAFIA.....	190
ANEXOS.....	191

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Transformadores CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.....	34
Tabla 2. Carga Instalada en la sección de trituración.....	35
Tabla 3. Carga instalada en la sección de molienda.....	36
Tabla 4. Carga Instalada en la sección de empaque.....	37
Tabla 5. Temperatura del transformador para mantener su eficiencia a determinada altura.....	76
Tabla 6. Pérdidas y rendimiento de transformadores actuales.....	82
Tabla 7. Pérdidas y rendimiento de transformadores recomendados.....	83
Tabla 8. Consumo de energía eléctrica en el Club Diacemento.....	86
Tabla 9. Calibres calculados para la sección de trituración y molinos a 440 V (Propuesta 2).....	89
Tabla 10. Calibres calculados para la sección de molinos a 440 V (Propuesta 3).....	90
Tabla 11. Tabla corriente de arranque motores.....	117
Tabla 12. Factor o constante “K” que sustituye al término $(\text{Tan}\phi_2 - \text{Tan}\phi_1)$	138
Tabla 13. Valores de capacitores para compensación individual en transformadores.....	142
Tabla 14. Resistencia de la puesta a tierra.....	171
Tabla 15. Resistividad del terreno.....	171
Tabla 16. Valores mínimos de resistencia de aislamiento para 40° C.....	174
Tabla 17. Tensiones de prueba para la medición de resistencia de aislamiento en máquinas rotatorias.....	174
Tabla 18. Desagregación precios tarifa energía CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.....	181

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Conexión trifásica de los transformadores de corriente.....	61
Figura 2(a). Circuito equivalente transformador.....	64
Figura 2(b). Circuito equivalente transformador.....	65
Figura 3. Ensayo circuito abierto.....	65
Figura 4. Ensayo corto circuito.....	68
Figura 5. Ensayo vacío transformadores trifásicos.....	72
Figura 6. Ensayo de corto circuito de transformadores trifásicos.....	74
Figura 7. Selección de motores según torque y velocidad.....	93
Figura 8. Diagrama de potencia.....	96
Figura 9. Circuito equivalente por fase de un motor de inducción.....	96
Figura 10. Circuito equivalente de la máquina.....	99
Figura 11. Diagrama del fasor de un circuito resistivo.....	129
Figura 12. Diagrama del fasor de un circuito inductivo.....	130
Figura 13. Diagrama del fasor de un circuito capacitivo.....	130
Figura 14. Triangulo de potencia electrica.....	132
Figura 15. Representación gráfica de la compensación del factor de potencia.....	136
Figura 16. Tipos de instalaciones de capacitores para corregir el factor de potencia.....	140
Figura 17. Telurómetro de cuatro terminales.....	154
Figura 18. Método caída de potencial.....	159
Figura 19. Método de los dos puntos.....	160
Figura 20. Variación del método de caída de potencial.....	161

Figura 21. Compuestos y químicos del relleno del electrodo.....	169
Figura 22. Método de la zanja con químicos con agua.....	170
Figura 23. Valores del coeficiente K_t en función de la temperatura en los bobinados de la máquina.....	173

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Iluminación.....	191
Anexo 1a. Iluminación De La Planta Bucaramanga Cemex Colombia (Inventario de lámparas).....	192
Anexo 1b. Niveles de iluminación Planta Bucaramanga Cemex Colombia.....	193
Anexo 1c. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	194
Anexo 1d. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	195
Anexo 1e. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	196
Anexo 1f. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	197
Anexo 1g. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	198
Anexo 1h. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	199
Anexo 1i. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.....	200
Anexo 2. Transformadores.....	201
Anexo 2a. Perdidas en Transformadores trifásicos.....	202
Anexo 2b. Transformadores Planta de Bucaramanga.....	203
Anexo 3. Motores.....	204
Anexo 3a. Pruebas de vacío y cortocircuito de motores mayores a 10 kw.....	205
Anexo 3b. Ahorro de energía eléctrica al remplazar los motores > 10 kw.....	206
Anexo 4. Tarifas.....	207
Anexo 4a. Consumo de energía.....	208
Anexo 4b. Valores facturados.....	209
Anexo 4c. Energía diaria promedio consumida por sección.....	210
Anexo 5. Analizador Empaque.....	211
Anexo 5a. Tensiones de fase Empaque.....	212

Anexo 5b.	Corrientes de fase Empaque.....	213
Anexo 5c.	Potencia activa trifásica Empaque.	214
Anexo 5d.	Potencia Reactiva trifásica Empaque.	215
Anexo 5e.	Factor de potencia trifásico Empaque.	216
Anexo 6.	Analizador Trituración.....	217
Anexo 6a.	Tensiones de fase Trituración.	218
Anexo 6b.	Corrientes de fase Trituración.	219
Anexo 6c.	Potencia activa trifásica Trituración.....	220
Anexo 6d.	Potencia Reactiva trifásica Trituración.	221
Anexo 6e.	Factor de potencia trifásico Trituración.	222
Anexo 7.	Analizador Molinos....	223
Anexo 7a.	Tensiones de fase Molinos.	224
Anexo 7b.	Corrientes de fase Molinos... ..	225
Anexo 7c.	Potencia activa trifásica Molinos.	226
Anexo 7d.	Potencia Reactiva trifásica Molinos.	227
Anexo 7e.	Factor de potencia trifásico Molinos.	228
Anexo 8.	Analizador Hidráulica.	229
Anexo 8a.	Tensiones de fase Hidráulica.	230
Anexo 8b.	Corrientes de fase Hidráulica.	231
Anexo 8c.	Potencia activa trifásica Hidráulica.	232
Anexo 8d.	Potencia reactiva inductiva trifásica Hidráulica.....	233
Anexo 8e.	Potencia reactiva capacitiva trifásica Hidráulica.	234
Anexo 8f.	Factor de potencia trifásico Hidráulica.	235
Anexo 9.	Cotización Equipos.....	236
Anexo 9a.	Cotización transformadores y banco de condensadores.....	237
Anexo 9b.	Cotización motores y arrancadores.....	239
Anexo 10.	Planos actuales.....	241
Anexo 10a.	Diagrama unifilar general a 6.6 Kv.	242
Anexo 10b.	Diagrama elemental de alambrado.	243

Anexo 10c.	Subestaciones A, B y C.	244
Anexo 10d.	Diagrama unifilar empaque a 0.44 Kv.	245
Anexo 10e.	Diagrama unifilar CCM molinos a 0.44 Kv.	246
Anexo 10f.	Diagrama unifilar CCM molinos a 0.44 Kv (continuación)	247
Anexo 10g.	Diagrama unifilar trituración a 0.44 Kv.	248
Anexo 11.	Planos Propuesta 1.....	249
Anexo 11a.	Diagrama unifilar general a 6.6 Kv.	250
Anexo 11b.	Subestaciones A, B Y C.	251
Anexo 11c.	Diagrama unifilar empaque a 0.44 Kv.	252
Anexo 11d.	Diagrama unifilar CCM molinos a 0.44 Kv.	253
Anexo 11e.	Diagrama unifilar trituración a 0.44 Kv.	254
Anexo 12.	Planos Propuesta 2.....	255
Anexo 12a.	Diagrama unifilar general a 6.6 Kv.	256
Anexo 12b.	Diagrama unifilar general a 0.44 Kv.	257
Anexo 13.	Planos Propuesta 3.....	258
Anexo 13a.	Diagrama unifilar general a 6.6 Kv.	259
Anexo 13b.	Diagrama unifilar general a 0.44 Kv.	260
Anexo 13c.	Alambrado distancias Planta Bucaramanga Cemex Colombia.....	261

GLOSARIO

AISLAMIENTO: medio de soporte para evitar el arco entre un equipo energizado y otra fase o tierra.

BOLSA DE ENERGÍA: sistema de información manejado por el administrador del sistema de intercambios comerciales, sometido a las reglas del mercado mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador de Intercambios ejecute los contratos resultantes en la Bolsa de Energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

CAPACIDAD EFECTIVA: máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en megavatios) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.

CAPACIDAD NOMINAL: capacidad a la que está construido un elemento de la red; en estos valores el equipo no sufre o no se deteriora su vida útil.

CARGA: valor de transferencia de un equipo en un momento dado.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

COMERCIALIZADOR: persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG): unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía cuya función es establecer las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y promover la evolución gradual del mercado hacia la libre competencia.

CURVA TÍPICA DE DEMANDA: curva de carga horaria registrada en un día en el que la operación del sistema ocurre en condiciones normales.

DEMANDA DE ENERGÍA: carga en kWh solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción durante un período de tiempo determinado.

DEMANDA DE POTENCIA: carga en kVA o kW solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción en un momento determinado.

DEMANDA MÁXIMA: potencia pico consumida en un área.

DEMANDA MÍNIMA: potencia más baja registrada en el consumo de un área.

DEMANDA PROMEDIO: relación entre la energía eléctrica demandada (o generada en el caso de un generador) durante un período de tiempo determinado, y dicho período de tiempo.

DEMANDA REAL: diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el Sistema.

ENERGÍA ELÉCTRICA: energía resultante del movimiento de partes de los átomos: el núcleo (compuesto de protones y neutrones), y los electrones. El producto de la potencia eléctrica por el tiempo durante el cual se realiza su consumo da como resultado la energía eléctrica.

EVALUACIÓN ECONÓMICA: análisis de costos y beneficios que genera un proyecto desde el punto de vista del país como un todo, buscando maximizar su contribución al bienestar económico.

EVALUACIÓN TÉCNICA: define los requerimientos de transmisión para el cubrimiento de la demanda en una región determinada, de acuerdo con los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio establecidos para la expansión del sistema interconectado.

FACTOR DE POTENCIA: relación entre la potencia activa (MW) y la potencia aparente (MVA) en un equipo o punto de la red.

FRECUENCIA: la oscilación por unidad de tiempo de la forma de onda periódica de voltaje o corriente en un circuito de corriente alterna. En Colombia el sistema eléctrico tiene una frecuencia de 60 hertz (ciclos por segundo).

GENERACIÓN: actividad consistente en la producción de energía eléctrica a partir de diferentes fuentes, y cuyo destino es la venta para el consumo por parte de los usuarios.

KVA: kilovoltio amperio.

KW: kilovatio. Unidad de potencia equivalente a mil vatios.

KWh: kilovatio hora. Unidad equivalente a la energía.

MANTENIMIENTO PROGRAMADO: mantenimiento que se realiza a un elemento, recomendado por el fabricante y se programa como mínimo con una semana de anticipación.

MERCADO LIBRE: el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

POTENCIA ACTIVA O REAL: parte de la potencia eléctrica que es disipada en forma de luz o calor por las resistencias del circuito cuando se suministra energía eléctrica a un circuito.

POTENCIA ELÉCTRICA: facultad que tiene la corriente eléctrica en un conductor de realizar un trabajo. También se puede definir como la velocidad con la cual se genera o se consume la energía eléctrica. Se mide en vatios.

POTENCIA NOMINAL: potencia en MW a la que puede operar un equipo sin presentar pérdida de vida útil o daños atribuibles a la operación del mismo.

POTENCIA REACTIVA: al suministrar energía eléctrica a un circuito, parte de la potencia eléctrica es acumulada; si es acumulada en un campo magnético por las inductancias del circuito, se denomina potencia reactiva inductiva, y si es acumulada en un campo eléctrico por los condensadores del circuito es potencia reactiva capacitiva.

POTENCIA: cantidad de energía por unidad de tiempo.

PT's: transformadores de voltaje que se requieren para las líneas de distribución, con el fin de conectarles equipos de medida y/o relés.

SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD: comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la ley 142 de 1994.

SUBESTACIÓN: conjunto de elementos donde se agrupan varias líneas de transmisión, con el fin de repartir o transformar la energía entre ellas

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS: organismo creado por la Ley 142 de 1994 para el control, inspección y vigilancia de las empresas que prestan los servicios públicos domiciliarios, con facultades para sancionarlas o intervenirlas cuando incumplan de manera reiterada las normas establecidas.

TENSIÓN NOMINAL: tensión de diseño de una línea o de una subestación.

USUARIO NO REGULADO: aquel que puede negociar libremente los precios y la cantidad de energía que consume con cualquier comercializadora del país. Definido en la Resolución de la CREG como las personas naturales o jurídicas con una demanda máxima igual o superior a 0.1 MW o 55 MWh, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

USUARIO REGULADO: persona natural o jurídica con una demanda máxima inferior o igual a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la CREG, por instalación legalizada. Sus compras de electricidad se realizan a precios sujetos a regulación. El límite definido por la Comisión es de 0.1 MW o 55 MWh.

RESUMEN

En el presente proyecto se realizó un estudio de uso racional de la energía eléctrica en la planta Bucaramanga de CEMEX Colombia. Para este estudio se abordaron algunos puntos críticos que nos ayudaron a plantear soluciones para implementar y cambiar el sistema eléctrico. Se realizaron planos eléctricos de las instalaciones, debido a la poca información de diagramas unifilares, transformadores y cargas por secciones en la empresa, lo que forjó la realización de estos. Se hizo el modelado de algunos motores con el propósito de determinar sus pérdidas de energía eléctrica, para posteriormente plantear soluciones a los problemas encontrados.

Se determinaron las pérdidas de vacío y del cobre en los transformadores para posteriormente calcular el rendimiento cíclico y plantear soluciones a los problemas encontrados, además de mediciones de la intensidad luminosa en los sitios de trabajo de la planta, con las cuales se analizó y confrontó los niveles mínimos de iluminación, recomendándose algunas lámparas y cambios para mejorar el sistema de iluminación.

Se perpetraron mediciones de aislamiento en equipos eléctricos con el propósito de detectar posibles fugas de energía y además se midieron las resistividades de los terrenos y las resistencias de puesta a tierra. En el estudio se presenta los beneficios que se obtendrán si se decide implementar las medidas planteadas, además se plantean soluciones que sean tanto técnica como económicamente viables, con el propósito de que la empresa pueda implementar las soluciones planteadas y la inversión se recupere en un tiempo conveniente.

INTRODUCCION

En los últimos años el consumo de energía eléctrica se ha elevado a un ritmo superior al crecimiento económico, esto nos lleva a reflexionar, ¿donde se esta gastando esta energía?, ¿que se esta produciendo con esta energía? y ¿cuanto dinero se esta invirtiendo por este concepto?, ya que en energía se invierte una importante cantidad de dinero.

Debido al alto costo que representa el consumo de energía eléctrica se deben tomar una serie de acciones que impidan aumentar el índice físico del consumo energético, y para esto resulta imprescindible identificar y explotar todas las reservas de eficiencia, aplicándose el proceso de acomodo de carga, lo que es sinónimo de eliminar todas las producciones y servicios que no están haciendo trabajo útil en el horario de máxima demanda.

Sin embargo cuando se quiere identificar y explotar una reserva energética eléctrica no es tan fácil percibir que algo se está malgastando como cuando se observa una llave que derrama agua, combustible, petróleo, etc.

Encarándonos a una mejor administración de los recursos eléctricos, conviene considerar que la electricidad no sólo es ese enchufe donde se conectan los equipos, más bien es el final de una inmensa cadena que se origina en las grandes centrales de generación, que para llegar al usuario debe ser generada en grandes y costosas plantas.

Esta energía es transportada hasta los centros poblados, recorriendo muchos kilómetros en los que se utilizan inmensas torres, transformadores y cantidades de cables, llegando a centros de distribución donde es repartida en menores bloques de energía, hasta su hogar, industria o cualquier centro de consumo.

Todo esto nos hace reflexionar y pensar en la necesidad de no malgastar este recurso, ni los que la hacen posible. En vista de esto se están emprendiendo planes, programas económicos y energéticos, con la finalidad de aumentar las reservas existentes y aminorar el uso desproporcionado que se tiene de la energía eléctrica, como es el caso del presente trabajo que enmarca dentro de sus lineamientos un programa de ahorro de energía eléctrica por iluminación, eficiencia de motores, de transformadores y la distribución de carga en una planta de cemento.

1.0 GENERALIDADES

Los programas de administración de energía con frecuencia prosiguen o se derrumban en la fase de diseño, antes de que sean implementados. Para el éxito de estos programas parece ser necesarios varios elementos, tales como: la creatividad, el progreso y la buena dirección que son vitales para el éxito de estos programas. El buen uso de la energía efectuada por una buena supervisión y procedimientos de control eficaces son de igual forma importantes, es por eso que cada área debe tener su flujo de energía medido y supervisado. Es decir, que de una manera general se presenta un enfoque diferente hacia el ahorro de energía eléctrica, que está dado por:

1. Una auditoria de energía eléctrica en todas las instalaciones.
2. Una lista de control para la administración de la energía eléctrica.
3. Las diferentes medidas para el ahorro.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO

A. Analizador de redes eléctricas

a) **Marca:** Circuito - AR4 M.

b) **Accesorios**

- 3 Juegos de pinzas de 2000, 200 y 5 amperios.
- Estabilizador elevador 110/220.

- 1 juego de pinzas para tensión.
- Tarjeta de memoria MCS-1, dispositivo para introducir los datos a un PC.
- Software para visualizar la evolución de los parámetros y las formas de onda de tensión y de corriente de cada fase.

c) Características generales

- Mide, calcula y guarda los valores promedios, máximo y mínimo de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, y frecuencia de una red monofásica y trifásica.
- Permite que los datos memorizados en tarjeta puedan ser registrados y analizados en forma numérica y gráfica en PC.
- Dispone de dos canales auxiliares de continua para el análisis de magnitudes externas a través de transductores adecuados.

d) Características técnicas

- Tensión de alimentación 230 V AC
- Tolerancia +10% / -15%.
- Consumo 25 VA
- Precisión 0.5 % de la lectura.

B. Rastreador de circuitos

a) Marca: Scolchak TM 3m

TK 6B crcuit trace kit

b) Características técnicas:

- Tensión de alimentación 9 – 600 v AC / DC
- Tolerancia +10% / -15%.

C. Luxómetro: equipo utilizado para la medición de niveles de iluminación.

a) **Marca:** Meterman LM 631

LIGHT METER

D. Otros equipos utilizados

- Voltímetro.
- Pinza amperimétrica.
- Autotransformador.
- Wattmetro trifásico.
- Telurómetro.
- Megger.
- Transformadores de potencial.
- Transformadores de corriente.

1.2 AUDITORIA DE ENERGÍA

La expresión "auditoria de energía" puede significar diferentes cosas para distintas personas. De hecho, en publicaciones pueden encontrarse significados completamente diferentes que dependen del autor y de la situación. Sin embargo, básicamente una auditoria de energía tiene por objetivo contestar una, dos o tres de las siguientes preguntas:

- 1-. ¿Qué cantidad de energía se está consumiendo y cuál es el costo?
- 2-. ¿Dónde se consume la energía?
- 3-. ¿Qué cambios pueden realizarse para mejorar las operaciones?

1.2.1 Aspectos básicos de un programa de ahorro de energía. Un programa de ahorro se presenta como los pasos sistemáticos para la obtención de resultados, así como estrategias que deben seguirse y acciones principales que deben ejecutarse a fin de lograr o rebasar los objetivos establecidos; en este sentido se presenta a través de la conservación y administración de la energía, que es el uso racional y efectivo de la misma para maximizar beneficios (minimizar costos) y destacar las situaciones competitivas. De hecho cualquier actividad que conlleve al uso racional y juicioso de la energía, nivelación de demanda para minimizar las facturas de electricidad; se consideran administración de energía.

El objetivo principal de la administración de la energía es el mejoramiento continuo del beneficio y la intensificación de la posición competitiva, pero junto con esta meta se tienen algunos objetivos subsidiarios:

- Conservación de la energía.
- Excelentes comunicaciones en asuntos de energía.
- Supervisión eficaz de la energía.
- Mantenimiento de los recursos.
- Incorporación de nuevos equipos y servicios durante las restricciones total o parcial del servicio eléctrico.

1.2.2 Energía que se está consumiendo. Esta pregunta puede contestarse fácilmente mediante lo que se llama con frecuencia una auditoria global. Este análisis es una intervención sencilla, diseñada para enterar a una empresa u organismo acerca de la cantidad de energía que se está consumiendo y de cual es su costo. Mientras se realiza esto, la auditoria puede hacer ver la eficiencia con que la energía se está utilizando en la iluminación y las diferentes máquinas eléctricas utilizadas en la industria.

2.0 SISTEMA ELECTRICO

2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA

CEMEX Colombia Planta Bucaramanga se alimenta de un circuito de 34.5 kV de la empresa electrificadora de Santander a través de una red aérea que llega al barraje principal ubicado en la sección de planta hidráulica donde se encuentra ubicado el contador de energía.

La línea de 34.5 kV proveniente de la Subestación Palos se conecta a un transformador de 3 MVA, el cual tiene una relación de transformación de 34.5 / 6.6 kV. En el barraje de 6.6 kV se encuentra conectada una planta hidráulica conformada por 3 generadores de 700 kVA cada uno, los cuales se sincronizan con la red de distribución.

2.2 CENTROS DE DISTRIBUCIÓN

La planta posee tres subestaciones de distribución que se encargan de repartir la energía en las diferentes secciones de la planta, designadas como Subestación A, B y C.

A. La subestación A. Posee un transformador con capacidad de 900 KVA, el cual se alimenta desde el barraje de 6.6 kV ubicado en la sección de planta hidráulica a través de una red aérea. Esta subestación posee dos barrajes con tensiones de 6.6 kV y 440 V.

Del barraje de 6.6 kV de esta subestación se derivan dos circuitos subterráneos hacia la subestación B y subestación C que alimentan a las secciones de trituración y molinos respectivamente; en este barraje también se deriva otro ramal que alimentan el transformador de molino 1 y un transformador para servicios auxiliares con capacidad de 100 kVA. El barraje de 440 V alimenta la sección de empaque.

Además la planta diesel se conecta al barraje de 440 V de la subestación A cuando ocurre alguna contingencia eléctrica en la fábrica.

B. La subestación B. Posee un transformador con capacidad de 700 kVA, el cual se encarga de alimentar la sección de Trituración Primaria y Secundaria, las instalaciones del laboratorio y los motores del mismo, y además alimenta las instalaciones del club Diacemento el cual se energiza a partir de las 6 de la tarde hasta las 7 de la mañana.

C. La subestación C. Posee un transformador con capacidad de 900 kVA el cual alimenta los Servicios auxiliares CCM1 y CCM2, además de los motores en la sección de molinos, a excepción del motor de molino 1. El motor de Molinos 1 posee un transformador de 800 kVA independiente, debido a que el nivel de tensión al cual trabaja este motor es de 560 V.

En la siguiente tabla se muestra los transformadores de distribución existentes en la planta:

Tabla 1. Transformadores CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.

TRANSFORMADORES TRIFASICOS PLANTA BUCARAMANGA							
UBICACIÓN	CARACTERISTICAS						
	MARCA	Capacidad	Vp	Vs	Ip	Is	Conexión
Planta Hidráulica	A.E.G.	3 MVA	34.5 kV	6.6 Kv	50 A	262 A	D y 5
Subestación "A" (Principal)	ASEA	900 KVA	6.6 kV	415 V	78 A	1252 A	D y
Subestación "A" (Alumbrado)	F.B.M.	100 KVA	6.6 kV	208/120 V	8.74 A	277.5 A	D y
Subestación "B" (Trituración)	ASEA	700 KVA	6.6 kV	415 V	61.3 A	975 A	D y
Subestación "B" (Alumbrado)	G.E	45 KVA	480 V	208/120 V			D y
Subestación "C" (Molienda)	ASEA	900 KVA	6.6 kV	400 V	78.7 A	1300 A	D Y
Subestación "C" (Alumbrado)	F.B.M.	60 KVA	420 V	208/120 V	82.47	166.5	D Y
Molino de Cemento #1	SIEMENS	800 KVA	6.6 kV	525/303 V	70 A	880 A	D Y 5

2.3 CENTROS DE CONSUMOS

La planta posee tres grandes centros de consumo distribuidos en las secciones de molienda, trituración y empaque, además se tienen consumos por carga de alumbrado y servicios auxiliares. A continuación se muestra la carga instalada a los transformadores para las diferentes secciones:

Tabla 2. Carga instalada en la sección de trituración.

TRANSFORMADOR CARGA INSTALADA SUBESTACIÓN B DE 700 KVA					
TRITURACIÓN	Datos Nominales		Con carga		% trabajo
	MOTOR	HP	kW(n)	kW ©	
MOTOR MOLINO PENNSILVANIA	150	111.9	75.2	130	67.21%
MOTOR TRITURADORA MANDÍBULA	64	47.7	37.6	65	78.83%
MOTOR ALIMENTADOR ALLIS CHALLMER	30	22	18.5	32	84.15%
MOTOR VENTILADOR FILTRO	25	18.5	12.7	22	68.80%
MOTOR ELEVADOR DE CALIZA	18	13.2	8.7	15	65.74%
MOTOR TRANSPORTADOR DE CALIZA #3	12.2	9.1	5.8	10	63.57%
MOTOR ZARANDA	10	7.5	2.9	5	38.57%
MOTOR MALACATE DE CALIZA #1	10	7.46	5.7	9.8	76.00%
MOTOR COMPRESOR FILTRO	9	6.71	4.2	7.2	62.08%
MOTOR TRANSPORTADOR DE CALIZA #4	9	6.71	3.5	6	51.73%
MOTOR TRANSPORTADOR DE CALIZA #1	9	6.71	4.7	8.2	70.70%
MOTOR TRANSPORTADOR DE CALIZA #2	9	6.71	3.7	6.4	55.18%
MOTOR CARRO1	2.4	1.79	1.6	2.6	89.3%
MOTOR CARRO2	2.4	1.79	1.7	3	96.96%
MOTOR VIBRADOR #1	1	0.75	0.58	1.6	77.3%
TOTAL CARGA INSTALADA	361	269	193.8	335.0	

Tabla 3. Carga instalada en la sección de molienda.

TRANSFORMADOR CARGA INSTALADA SUBESTACIÓN C DE 900 KVA					
MOLINOS	Datos Nominales		Con carga		% trabajo
MOTOR	HP	kW(n)	kW ©	Amp.	kW©/kW(n)
MOTOR MOLINO DE CEMENTO 2	400	298	289.6	500	97.18%
SEPARADOR DE CEMENTO	150	112	86.9	150	77.57%
VENTILADOR DESPOLVADOR1	50	37.3	30.1	52	80.74%
VENTILADOR DESPOLVADOR 2	44	32.8	16.5	28.5	50.33%
ELEVADOR DE CEMENTO	24	18	10.1	17.5	56.31%
MOTOR BANDA CLINKER 5	9	8	5.8	10	72.40%
ELEVADOR DE CLINKER	6.5	5.4	4.1	7	75.08%
TURBO COMPRESOR	7.5	5.6	3.1	5.3	54.82%
SINFÍN ENTRADA AL SEPARADOR	7.5	4	1.4	2.4	34.75%
SINFIN MEZCLADOR	6.6	5.8	3.5	6	59.92%
BANDA 1 A SILOS	5	3.7	1.6	2.8	43.83%
MOTOR SINFIN LADRON	4.8	3.6	1.8	3.1	49.87%
MOTOR BANDA CENTRAL	3	2.2	1.0	1.8	47.39%
BANDA 2 A SILOS	3	2.2	1.6	2.8	73.71%
MOTOR SINFIN SILO 2	3	2.2	1.8	3.1	81.61%
SINFIN SALIDA CEMENTO 2	3	2.2	1.5	2.6	68.45%
BANDA ENTR. CEMENTO 2	2.4	2.7	1.0	1.8	38.61%
SINFIN SALIDA DESPOLVADOR 1	1.8	1.34	0.9	1.5	64.83%
MOTOR BANDA RECOLECTORA	1.5	1.1	0.7	1.2	63.18%
DOSIFICADOR DE CLINKER	1.2	0.9	0.8	1.3	83.66%
ESCLUSA CICLONES	1	1.2	0.8	1.3	62.74%
ESCLUSA FILTRO 2	1	0.75	0.7	1.2	92.67%
SACUDIDOR DESPOLVADOR	1	0.7	0.9	0.5	71.11%
DOSIFICADOR AGREGADO	0.9	1.1	0.6	0.9	54.90%
DOSIFICADOR DE YESO	0.4	0.37	0.3	0.5	78.27%
SINFIN DE POLVO	0.34	0.25	0.1	0.1	23.17%
CARGA INSTALADA	750.44	562.31	473.4	817.3	

Tabla 4. Carga instalada en la sección de empaque.

TRANSFORMADOR CARGA INSTALADA SUBESTACIÓN A DE 900 KVA					
EMPAQUE	Datos		Con carga		% trabajo
	Nominales				
MOTOR	HP	kW(n)	kW ©	Amp.	kW©/kW(n)
MOTOR VENTILADOR FILTRO	70	52.2	18.1	32	34.65%
MOTOR EMPACADORA DE CEMENTO #2	34.48	25.7	21.5	38	83.53%
MOTOR EMPACADORA CEMENTO #1	30	22.4	18.7	33	83.29%
MOTOR COMPRESOR SILO CEMENTO 2	24.6	18.4	18.2	29.8	98.91%
MOTOR ELEVADOR CEMENTO #2	24	18	9.6	17	53.40%
MOTOR SINFÍN TROMEL (3 PISO) EMP. 2	12	8.9	6.8	12	76.23%
MOTOR SINFÍN DESPACHOS GRANEL	9	6.7	5.3	9.3	78.36%
MOTOR COMPRESOR FILTRO EMPAQUE	9	6.7	5.7	10	84.26%
MOTOR SINFÍN RECUPERACIÓN	8.6	6.4	3.7	6.5	57.42%
MOTOR SINFÍN TROMEL (4 PISO) EMP 1	7.5	6.8	3.4	6	49.89%
MOTOR SINFÍN REVERSIBLE	5.5	4.8	3.7	6.6	77.74%
MOTOR COMPRESOR EMPACADORA 2	4.4	3.3	2.0	3.5	59.96%
MOTOR BANDA EMPACADORA 1	3.6	1.8	1.2	2.2	69.49%
MOTORREDUCTOR SOBANTES EMP. 2	3.6	2.7	2.4	4.2	87.95%
MOTOR SOBANTES 2 EMPACADORA 1	3.6	2.7	1.7	3	63.29%
MOTOR ALIMENTADOR EMP. 1	3.5	2.2	1.6	2.8	71.96%
MOTOR ACCIONADOR CARRO BANDA EMP. 1	3	1.5	1.4	2.4	90.46%
MOTOR COMPRESOR EMPACADORA 1	3	2.2	1.8	3.2	81.13%
MOTOR ACCIONADOR CARRO BANDA EMP. 2	3	2.2	1.7	3	76.06%
MOTOR MALLA BULTOS EMPACADORA 1	2.68	2	1.6	2.8	79.15%
MOTORREDUCTOR SINFÍN 2 FILTRO	2.68	2	1.7	2.78	85.0%
MOTOR BANDA EMPACADORA 2	2.4	1.8	1.6	2.6	88.88%
MOTORREDUCTOR SINFÍN 1 FILTRO	2.4	1.8	1.1	1.9	60.01%
MOTOR SOBANTES 1 EMPACADORA 1	2.2	1.6	1.0	1.7	58.60%
MOTORREDUCTOR EVACUÓMETRO	0.9	0.7	0.6	1.1	92.82%
MOTORREDUCTOR VÁLVULA	0.5	0.4	0.2	0.4	60.47%
CARGA INSTALADA SUBESTACIÓN A	276.14	206	140.6	248.7	

3.0 ILUMINACIÓN

3.1 INTRODUCCION A LA EFICIENCIA ENERGETICA EN LA ILUMINACIÓN

3.1.1 Conceptos

- **Eficiencia Energética en Iluminación:** son acciones que redunden en una mayor eficiencia y ahorro de energía que aumentan la calidad en las instalaciones de iluminación.
- **Sector Profesional:** en este sector se toman las decisiones que afectan la estrategia para el ahorro de energía.
- **Finalidad:** la finalidad consiste en el Ahorro de energía y calidad en el confort visual.

3.1.2 Fuentes de luz. En la generación de luz se tienen tres tipos de lámparas que son:

- **Incandescentes:** en las que encontramos las de tungsteno y las halógenas.
- **Luminiscencia:** por luminiscencia encontramos las lámparas por descarga por gas, las luminiscentes, las de arco de baja presión, las de arco de alta presión, las lámparas fluorescencia.
- **Inducción:** que son las lámparas de inducción.

3.1.3 Características de iluminación. son aquellas que identifican cada una de las distintas lámparas y sus propiedades, algunas de estas características son:

- Eficacia Luminosa (Lm/W): relación entre el flujo luminoso de una fuente de luz y la potencia consumida por ella.
- Temperatura de Color: aquella con la que el cuerpo negro presenta un color semejante al de la fuente analizada.
- Rendimiento de Color: capacidad que tiene la fuente para reproducir el color. Esta ligado al espectro de emisión de la lámpara. (CRI).
- Arranque: necesidad de balastro y arrancadores.
- Periodo de encendido: durante el encendido cambia el color y el flujo luminoso.
- Reencendido: en lámparas de descarga existen retrasos entorno a 10 minutos debido a la sobrepresión del gas.
- Vida de la lámpara
 1. Vida Promedio: Tiempo transcurrido hasta que fallan el 50% de las lámparas de un lote.
 2. Vida útil: número de horas estimado tras el cual resulta más rentable proceder a la sustitución de una lámpara que mantenerla funcionando.

3.1.4 Factores externos. son aquellos factores que afectan la lámpara según el medio en el que estén instaladas, algunos de estos factores son:

- Temperatura Ambiente: importante la ventilación de la luminaria. A temperaturas bajas se dificulta el arranque.
- Desviaciones tensión de red: las sobretensiones afecta la vida de la lámpara. En los halogenuros varía el espectro.
- Número de encendidos.

3.1.5 Tipos de lámparas

a) Incandescentes

Tungsteno: son lámparas con un espectro de emisión continuo, contiene un filamento de Tungsteno, y sus gases son un relleno compuesto de argón y nitrógeno.

Halógena: son lámparas estándar a las cuales se les añade al gas de relleno un porcentaje de halógeno (Br), para contrarrestar la evaporación del tungsteno. Permite mejorar las siguientes características

- Permite reducir el tamaño.
- Nuevos tipos de casquillos.
- Dicroicas.
- Aumenta la vida útil de la lámpara

- **Consideraciones**

- Eficacia baja. A menor potencia menor eficiencia.
- A mayor temperatura del filamento mayor eficacia y menor vida.
- El costo de energía consumida durante su vida es 15 veces el precio de compra.
- Recomendable el uso de lámparas de mayor potencia.

b) Fluorescentes: son lámparas de descarga de vapor de mercurio a baja presión. Sus características se enumeran a continuación:

1. La emisión de la descarga es en radiación UV.
2. Necesitan balastro y arrancador.
3. El recubrimiento fluorescente determina las características de la luz.

- Pueden tener emisiones desde el infrarrojo al ultravioleta, abarcando algunos casi la totalidad del espectro visible (luz blanca).
- En caso de requerir buenas calidades se mezclan.
- 4. Los electrodos son de tungsteno y están recubiertos de material emisor para proporcionar electrones libres.
- 5. Los electrodos pueden precalentarse para arrancar.
- 6. Los soportes son semejantes a los incandescentes.
- 7. En una extremidad del tubo se aloja una cápsula con mercurio líquido necesario para la descarga.
- 8. El gas de relleno es una mezcla
 - Gas inerte que controla la movilidad de electrones, prolonga la vida de electrodos y facilita la ignición.
 - Mercurio que varía su presión equivalente con la temperatura y por lo tanto salida de luz.
- 9. Los casquillos suelen ser dos con dos contactos cada uno para los electrodos caldeados.
- 10. Lámparas fluorescentes compactas para uso con casquillos de incandescentes.

- **Consideraciones**

- Balance energético cercano al 30%.
- La eficacia luminosa viene influenciada por la temperatura, la capa de fluorescente y la frecuencia de alimentación.
- La temperatura de color y el rendimiento de color es muy variable en función de la capa de fluorescente.
- La vida de la lámpara depende de los electrodos, y disminuye con arranques en frío y picos de corriente.
- La depreciación del flujo se produce por el deterioro de los fósforos.

c) **Vapor de Mercurio:** Son lámparas de descarga de vapor de mercurio a alta presión. La emisión de la descarga es parte en espectro visible y parte en U.V. Algunas características son:

1. Necesitan balastro y electrodos de arranque, su ignición se realiza con electrodo de arranque y el calentamiento de la lámpara hasta vaporizar la totalidad del mercurio es de unos 4 minutos.

2. Consta de:

- Tubo de descarga de cuarzo
- Electrodos de tungsteno.
- Bulbo exterior de vidrio con gas inerte.
- Recubrimiento exterior para mejorar el color.
- Gas de relleno.
- Casquillo exterior.

• **Consideraciones**

- Balance energético entre 12.5 y 16.5% según se use o no recubrimiento de fósforo.
- El rendimiento aumenta con la potencia.
- La temperatura de color y el rendimiento de color mejoran mucho con el recubrimiento, siendo en otro caso muy pobre.
- La lámpara debe enfriarse antes de reencenderse para permitir la disminución de la presión de vapor.
- Presenta un efecto parpadeo que se compensa con otras lámparas que trabajen en fases desplazadas.

d) **Luz Mixta:** es un tipo de lámpara de descarga de vapor de mercurio a alta presión, la cual lleva el balastro incorporado en forma de filamento conectado en serie con el tubo de descarga.

- **Consideraciones**

- Este filamento es sensible a las sobretensiones que se dan en los arranques.
- El gas de relleno se modifica un poco para ayudar a la duración del filamento.
- El balance energético se reduce por el filamento.
- Es muy sensible a los incrementos de tensión.

e) **Halogenuros Metálicos:** es un tipo de lámpara de descarga de vapor de Mercurio con Alta presión a la que se le añade sales metálicas halógenas al tubo de descarga, en estas lámparas la emisión de luz pasa a ser elemento regulador necesitando arrancador además de balastro.

Hay tres tipos fundamentales en función de los metales que se combinen:

- Lámparas tricolores que emiten básicamente amarillo, verde y azul.
- Lámparas con espectro multilínea que proporcionan un rendimiento del color mayor por ser un espectro semicontinuo.
- Lámparas moleculares que presentan un espectro casi-continuo.

- **Consideraciones**

- Es una lámpara más compleja que la de vapor de mercurio y con una vida mas limitada.

- Buen balance energético ya que radian principalmente en la región visible del espectro.
- Incrementa su eficacia con la potencia.
- Muy buena apariencia y rendimiento de color.
- Existe elevada depreciación del flujo por el ennegrecimiento del tubo de descarga.
- Las variaciones en la tensión en la red modifican su temperatura de color.

f) Vapor de Sodio. B.P. Son lámparas de vapor de sodio a baja presión, donde la radiación visible se produce directamente por la descarga en el sodio.

Consta de:

1. Un tubo de descarga turbado en forma de U hecho de vidrio con un recubrimiento especial.
2. Gas de relleno con gas inerte (principalmente Neón) y sodio
3. Normalmente llevan electrodos de arranque en frío hechos de tungsteno recubierto por un material emisor.
4. Bulbo exterior de vidrio bajo vacío recubierto con una película reflectora de infrarrojo.
5. Casquillo especial de bayoneta para situar con precisión el tubo, ya que la luz es simétrica respecto a un plano perpendicular al eje.

- **Consideraciones**

- Necesita arrancador para generar tensiones de 500 - 1500 (V).
- Balance energético alto, entorno al 35%.
- Aspecto que varía del rojo al amarillo y con un rendimiento de color prácticamente nulo.

- La reignición es casi siempre instantánea.
- Depreciación de la lámpara pequeña.
- Vida económica relativamente larga por tener muy poca depreciación en el flujo luminoso.
- Poca influencia de la temperatura externa.

g) Vapor de sodio A.P.

1. Son lámparas de vapor de sodio a alta presión.

Es un buen compromiso entre eficacia luminosa y rendimiento de color.

2. Necesita balastro y arrancador.

Necesita un impulso de alta tensión entre 1.5 y 5Kv.

El encendido tarda pocos minutos debido a que hay baja presión de vapor.

3. Consta de:

- Tubo de descarga de alumina sinterizada.
- Electrodo de tungsteno recubierto de material emisor.
- Gas de relleno es una amalgama de sodio, mercurio y xenón.
- Ampolla exterior bajo vacío.
- Casquillo exterior normal de rosca.

- **Consideraciones**

- Balance energético bueno, entorno a un 30%.
- La temperatura de color y rendimiento de color mejora con la presión de vapor de sodio.
- La eficacia decrece con el incremento de la presión de vapor.

- La lámpara rearranca a los pocos minutos.
- La depreciación es pequeña en comparación con otras lámparas.
- Su posición en los reflectores es crítica porque puede concentrar calor en puntos que afectan al funcionamiento.
- Su tensión va creciendo durante su ciclo de vida hasta que apaga la lámpara.
- Es importante que la tensión de alimentación sea la correcta.

h) Lámparas de inducción. En este tipo de lámparas se excitan los átomos de vapor de mercurio mediante un campo inducido, produciendo una luz ultravioleta, por lo cual necesita un recubrimiento de fluorescente de la ampolla para emitir en el espectro visible.

- **Consideraciones**

- Posee una vida útil muy larga.
- La calidad cromática va en función del polvo fluorescente, por lo que puede ser muy buena.
- Poseen una muy buena eficacia.
- Recomendable para largos periodos de funcionamiento.

i) Consideraciones iniciales

1. Mejor eficacia: Sodio baja presión.
2. Mejor rendimiento de color: incandescencia de halógenos.
3. Mayor duración: Inducción.
4. Lámpara ideal: Compromiso en función de la finalidad.

3.1.6 Recomendaciones

a) Alumbrado Industrial. El objetivo del alumbrado industrial es que sea energéticamente eficiente, además debe generar una visibilidad suficiente para una buena productividad y seguridad, contando con un mínimo número de puntos de luz.

- Lámparas: fluorescentes estándares para alturas inferiores a 6 metros, fluorescentes compactas para iluminación localizada (empacadora).

Sodio alta presión para alturas superiores a 6 metros si no es importante el rendimiento de color. (Patios de yeso y caliza).

Mercurio a alta presión para alturas superiores a 6 metros (Molinos y trituración).

Ver tabla (*Tipo de lámparas existentes y recomendaciones*)

- Luminarias: luminaria industrial abierta con reflector rotacional, con rendimiento aprox. de 80%.

b) Alumbrado de oficinas. Se debe contar con un ambiente adecuado para las tareas visuales, alta eficacia, buen rendimiento de color, y posibilidad de regulación.

- Lámparas: fluorescentes tubulares y compactas. (Oficinas administrativas y laboratorio).

Ver tabla (*Tipo de lámparas existentes y recomendaciones*)

Luminarias: luminaria empotra

c) Alumbrado exterior: Vial

Se debe poseer un nivel de luminancia suficiente en la calzada, para contar con una conducción segura y de confort, buena eficacia luminosa, un aceptable rendimiento de color y contar con la posibilidad de regulación.

- Lámparas: sodio a baja presión (no en zonas peatonales), Sodio a alta presión, Mercurio a alta presión.

3.2 RECOMENDACIONES VARIAS

3.2.1 Niveles de iluminación. Frecuentemente los niveles de iluminación son demasiado elevados, tanto en áreas comunes como para áreas específicas. Tales niveles se comprobaron mediante el uso de un luxómetro y se compararon con las tablas de los niveles mínimos de iluminación de la IEC y de seguridad industrial. Si el nivel de iluminación no es suficiente, se pueden utilizar reflectores de aluminio en los gabinetes sin incrementar la carga eléctrica.

3.2.2 Lámparas más eficientes. En los casos en que los niveles de iluminación son los adecuados, entonces se recomienda utilizar lámparas que proporcionen el mismo nivel, pero con una menor potencia. Lo más aconsejable será esperar a la terminación de la vida útil de la lámpara antes de hacer la sustitución. Para estos fines es fundamental llevar un control por área de las horas de utilización de las lámparas, que servirá para hacer el reemplazo en grupo.

3.2.3 Separación de circuitos. Uno de los problemas más generalizados consiste en la imposibilidad de apagar ciertas lámparas que no son necesarias en determinado momento, debido a que existe un interruptor que controla un elevado número de lámparas originando que siempre permanezcan encendidas.

También, impide apagar las lámparas en horarios en que solo un mínimo de personal está laborando, pese a que estén encendidas lámparas innecesarias.

En estos casos se recomienda rediseñar la instalación eléctrica con circuitos independientes, o bien instalar en cada luminaria un apagador de palanca o de perilla colgante. La medida anterior tendrá que ser apoyada por campañas de concientización como a continuación se describe:

- Elaboración e impresión de carteles alusivos con diferentes imágenes.
- Formación de un Comité de Ahorro de Energía que se responsabilice de supervisar las medidas de ahorro y organizar pláticas al personal e inclusive otorgar incentivos.

Elaboración de un instructivo de medidas operativas que involucren a los empleados y al personal de vigilancia y de intendencia.

3.2.4 Luz Diurna / Redistribuir luminarias. Es conveniente redistribuir los circuitos de alumbrado de tal manera que las lámparas ubicadas cerca de las ventanas se puedan encender y apagar por medio de un interruptor sencillo (o mediante un control automático con fotocelda), a fin de aprovechar la luz solar. En caso de que las luminarias se encuentren en las áreas donde no se requiera

iluminación directa, se recomienda reducir el menor número de lámparas por luminaria.

3.2.5 Eliminación de focos incandescentes. El foco incandescente es el de más bajo rendimiento, debido a que su operación está basada en el calentamiento de un filamento hasta el rojo blanco, con lo cual convierte el 95% de la energía eléctrica en calor y solo el 5% en luz visible, recomendando el cambio de estas lámparas por las de tipo fluorescente.

En lugares donde el alumbrado se utiliza por intervalos pequeños de tiempo, no se recomienda utilizar lámparas fluorescentes compactas en lugar de incandescentes, pues el continuo encendido y apagado de la misma desmeritan su vida.

3.2.6 Balastos ociosos. Es común encontrar lámparas quemadas o desconectadas intencionalmente, pero unidas al balastro. Esto debe evitarse, pues el balastro sigue consumiendo energía eléctrica, del orden del 20% de la potencia de la lámpara. Por otra parte, si un balastro está conectado a dos lámparas y una de ellas fue desconectada, la lámpara en funcionamiento reducirá su vida útil. Este caso se presenta en las oficinas del laboratorio.

3.2.7 Balastos de alta eficiencia. Normalmente los balastos son contruidos con circuitos magnéticos y su consumo es de aproximadamente el 20% de la potencia de la lámpara. Actualmente existen en el mercado balastos ahorradores que consumen menos energía y permiten a la lámpara llegar a su vida nominal. Por otro lado, también están los balastos electrónicos que son los más eficientes.

Cabe observar que los balastros ahorradores cuestan casi lo mismo que los tradicionales no siendo el caso de los electrónicos cuyo costo es superior.

3.2.8 Difusores en mal estado. El difusor es la tapa de acrílico que se coloca debajo de las lámparas. Su función consiste en difundir hacia los extremos la luz que sale en forma vertical. Además reduce la brillantez sin que por ello se afecte el nivel de iluminación. Si el difusor se encuentra sucio por el polvo acumulado, o bien ha adquirido un color amarillo, entonces sí disminuirá el nivel de iluminación. Haga una buena limpieza a sus difusores y si no mejoran, conviene sustituirlos por otros de mayor eficiencia; no acepte la compra de difusores de material similar al acrílico como poliestireno y otros; además de ser poco eficientes, su vida está limitada a un promedio de 12 a 15 meses en que pierden por completo su color transparente. También existen en los mercados difusores tipo rejilla con los que se obtienen buenos resultados.

3.2.9 Luminarias obsoletas. La luminaria es la caja de lámina en donde se alojan las lámparas y el balastro. La parte superior está cubierta con una pintura reflejante, que es necesario revisar periódicamente para cerciorarse que no esté deteriorada.

Actualmente ya se están fabricando reflectores de aluminio que se superponen a la luminaria con lo cual se logra mayor reflexión, que puede llegar hasta el 95%, por lo cual, dependiendo del estado en que se encuentre la pintura, se puede ganar entre 25% y 50% de nivel de iluminación, lo que permitirá retirar la mitad de las lámparas ahorrándose el 50% de la energía eléctrica. Si con esta medida se perdiera nivel de iluminación, éste se puede recuperar por otros medios, como por ejemplo, sustituir lámparas por otras de mayor flujo luminoso y pintar paredes,

techos y columnas de color claro. Estos reflectores también se usan para incrementar la iluminación cuando ésta no es suficiente, evitándose la instalación de luminarias adicionales. Se recomiendan colocar estas luminarias en las secciones de Molinos, Trituración, talleres y planta hidráulica.

3.2.10 Altura de montaje excesiva. En muchos edificios las lámparas se encuentran tan elevadas, que si permanecieran apagadas no se afectaría el nivel de iluminación. Esto se debe a que solo son elementos decorativos. Si se desea aprovecharlas, se recomienda reducir la altura de montaje y rediseñar el sistema para colocar menor número de luminarias, como se describe en las recomendaciones específicas.

3.2.11 Alumbrado de seguridad. Las áreas que no necesitan nitidez de color, como estacionamientos, jardines, patios de caliza y yeso, etc., pueden ser iluminadas con lámparas de vapor de sodio de alta ó baja presión, que reducen el consumo de energía eléctrica hasta en un 65%.

3.2.12 Apagar la luz artificial cuando no se requiera. En las áreas donde existan apagadores y se tenga suficiente aportación de luz natural, así como en las áreas de trabajo donde no haya personal laborando, hacer uso de los apagadores. En este aspecto deben tomar conciencia el personal que labora en la planta.

3.2.13 Sistemas automáticos / Sensores de presencia. Tenga en cuenta que el personal de seguridad y/o de mantenimiento no estará siempre en la disponibilidad de acatar las instrucciones en el sentido de desconectar determinados circuitos a

determinadas horas; se recomienda instalar desde el sencillo apagador de tiempo en lugares de poco uso como pasillos, baños, etc., hasta equipos programables que conectan y desconectan circuitos según las necesidades de trabajo.

3.3 RECOMENDACIONES POR SECCIONES

A continuación se presentan algunas recomendaciones por secciones en la planta, que son sustentadas por las tablas en el Anexo #1 (*niveles de iluminación planta, lámparas y recomendaciones y lámparas existentes*).

Nota: *Para el estudio se supuso un valor de \$145 el Kwh. y 10 horas de trabajo diarias por lámpara. (Datos utilizados en las tablas lámparas y recomendaciones). En la tabla lámparas y recomendaciones, el primer caso o opción para cambio de lámpara es el más recomendado a nuestro criterio por factores económicos y comerciales.*

3.3.1 Báscula

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Recomendable Colocar lámpara de sodio de 250W, con un rendimiento de color de 25(ver anexo 1i).

3.3.2 Laboratorio

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Limpiar ventanas y retirar elementos que obstruyan el paso de luz hacia los escritorios.
- Limpiar difusores de las lámparas.
- Se recomienda cambiar lámparas T12 2*39W por T8 2*32W. (ver anexo 1d).

3.3.3 Oficinas administrativas

- Niveles de iluminación cumplen en los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Se recomienda cambiar lámparas T12 por T8. (Ver tablas lámparas y recomendaciones).

3.3.4 Talleres

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Altura de montaje excesiva. Disminuir la altura sobre el plano de trabajo en aproximadamente 2 metros.
- Se recomienda colocar luminarias a las lámparas.
- Se recomienda revisar posibles cambios de lámparas de Hg. 400W a Sodio de Alta presión reactor serie 250W y Hg. 125W a Sodio Alta Presión 150W. (ver anexo 1f, 1g, 1h).

3.3.5 Molinos

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Limpieza de lámparas.
- Altura de montaje excesiva. Disminuir la altura sobre el plano de trabajo de las lámparas que se encuentran a mayor altura en aprox. 3 metros.
- Se recomienda colocar luminarias a las lámparas.
- Se recomienda revisar posibles cambios de lámparas de Hg. 400W a Sodio de Alta presión reactor serie 250W. Las lámparas Hg. 250W, Halógenas 250W, y luz Mixta 150W por Sodio Alta Presión 150W. (ver anexo 1f, 1g, 1h).

3.3.6 Trituración

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Limpieza de lámparas.
- Se recomienda revisar posibles cambios de lámparas, en bombillas de tungsteno de 150W y lámparas T12 de 39W por lámparas T8 ahorrador de arranque instantáneo de 2*32W. Las lámparas Hg. 250W, y Hg.125W por Sodio Alta Presión 150W. (ver anexo 1c a 1g).

3.3.7 Empaque

- Niveles de iluminación por debajo de los límites permisibles según las normas 2400 (ARP) y la IEC. (ver anexo 1b).
- Limpieza de lámparas y luminarias.

- Altura de montaje excesiva. Disminuir la altura sobre el plano de trabajo, en la zona de carga de los camiones aprox. 0.5 metros.
- Se recomienda revisar posibles cambios de lámparas T12 2*39W por lámparas T8 2*32 ahorradoras de energía y las lámparas T12 2*79 por T8 ahorrador de arranque instantáneo de 2*59W. (ver anexo 1d y 1e).

3.3.8 Planta hidráulica

- Limpieza de lámparas y ventanales.
- Altura de montaje excesiva. Disminuir la altura sobre el plano de trabajo en todas las lámparas aprox. 2.5 metros.
- Cambiar lámparas halógenas por sodio A.P de 250 W.
- Se recomienda revisar posibles cambios de lámparas T12 de 2*39W por T8 de 2*32 ahorradoras de energía, y las demás lámparas existentes por Sodio Alta Presión de 250W existentes, (ver anexo 1c a 1i).

3.3.9 Subestaciones A, B, C. Reemplazar iluminación bombillas de tungsteno de 150W por lámparas T8 ahorrador de arranque instantáneo de 2*32W.

En áreas de poca actividad, como bodegas, estacionamientos, subestaciones, etc., es recomendable el uso de equipos que enciendan la luz al detectar la presencia de personal.

Se recomienda estandarizar las lámparas de sodio de alta presión de 150 W, 250 W, y las lámparas fluorescentes T8 de 2*32W y 2*59W, para el asistencia a cualquier imprevisto por falla del sistema de iluminación o por expiración de vida

útil de la lámpara, además de la eficacia que se obtiene al conservar un lote para contingencias o para el mantenimiento adecuado.

4.0 TRANSFORMADORES

4.1 TEORIA ELEMENTAL

Durante el transporte de la energía eléctrica se originan pérdidas que dependen de su intensidad. Para reducir estas pérdidas se utilizan tensiones elevadas, con las que, para la misma potencia, resultan menores intensidades. Por otra parte es necesario que en el lugar donde se aplica la energía eléctrica, la distribución se efectúe a tensiones más bajas y además se adapten las tensiones de distribución a los diversos casos de aplicación.

La preferencia que tiene la corriente alterna frente a la continua radica en que la corriente alterna se puede transformar con facilidad.

La utilización de corriente continua queda limitada a ciertas aplicaciones, por ejemplo, para la regulación de motores. Sin embargo, la corriente continua adquiere en los últimos tiempos una significación creciente, por ejemplo para el transporte de energía a tensiones extra altas.

Para transportar energía eléctrica de sistemas que trabajan a una tensión dada a sistemas que lo hacen a una tensión deseada se utilizan los transformadores. A este proceso de cambio de tensión se le llama "transformación".

El transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético. Esta constituido por dos o más bobinas de alambre, aisladas entre si eléctricamente por lo general y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético.

4.1.1 Transformadores de medida

A. Transformador de corriente. Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Los valores de corriente nominales en el secundario de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador esta constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él.

a) Clasificación de los errores: los errores en un transformador de corriente varían con la tensión para la carga conectada en bornes de los terminales secundarios y el valor de la corriente secundaria.

b) Causa de errores: los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce la tensión en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los ampervueltas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a los ampervueltas del primario menos los ampervueltas para producir el flujo del núcleo.

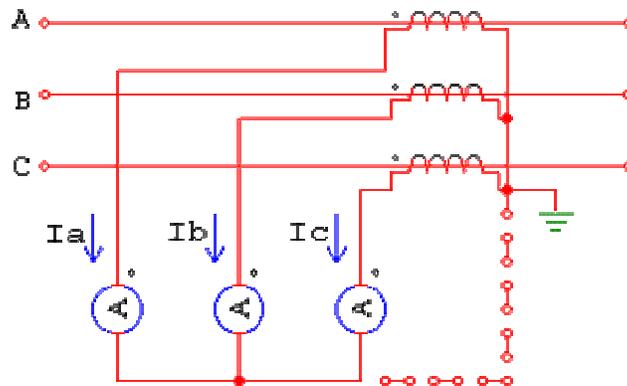
Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varía los ampervueltas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a los ampervueltas de excitación.

c) Precauciones de seguridad: el devanado secundario siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todos los ampervueltas primarios son ampervueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto.

Todos los circuitos secundarios de los transformadores de medida deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del transformador de medida están interconectados, solo debe ponerse a tierra un punto.

d) Conexiones trifásicas: es práctica universal utilizar un transformador de corriente por fase, tres transformadores de corriente para un sistema trifásico tetrafilar, en este caso los secundarios se conectan en estrella con el neutro sólidamente a tierra, tal como se ilustra en la siguiente figura.

Figura 1. Conexión trifásica de los transformadores de corriente.



B. Transformador de potencial. Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El devanado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección. Estos transformadores se construyen para todas las tensiones de circuitos normalizados. Normalmente son de tipo seco o moldeado para tensiones inferiores a 23 KV y en baño de líquido para tensiones superiores.

a) **Errores en los transformadores de potencial.** En los transformadores de potencial existen 2 tipos de errores que afectan a la precisión de las medidas hechas con transformadores de potencial.

- **Error de relación:** es la diferencia entre la relación verdadera entre la tensión del primario y secundario y la relación indicada en la placa característica.
- **Error de ángulo:** es la diferencia en la posición de la tensión aplicada al devanado primario y la tensión inducida en el devanado secundario desfasada 180° .

b) **Clasificación de los errores.** En el transformador de potencial interesa que los errores en la relación de transformación y los errores de ángulo entre tensión primaria y secundaria se mantengan dentro de ciertos límites. Esto se obtiene sobredimensionando tanto el núcleo magnético como la sección de los conductores de los enrollados.

La magnitud de los errores depende de la característica de la carga secundaria que se conecta al transformador de potencial. Para su clasificación desde el punto de vista de la precisión (error máximo en la relación de transformación) las diversas normas sobre transformador de potencial exigen que los errores se mantengan dentro de ciertos valores para determinadas características de la carga.

c) **Conexiones trifásicas.** Para conectar transformadores de potencial en forma trifásica se usan dos tipos de conexiones usualmente, estas son:

- **Conexión estrella-estrella:** se utiliza cuando se requiere neutro en el secundario.
- **Conexión en V:** esta conexión se utiliza cuando no se requiere neutro secundario, es más económica ya que se requiere solo dos transformadores de potencial.

4.1.2 Pérdidas presentes en transformadores de distribución. Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales tienen que explicarse en cualquier modelo confiable de comportamiento de transformadores. Los detalles principales que deben tenerse en cuenta para la construcción de tal modelo son:

- 1. Pérdidas en el cobre.** Pérdidas en el cobre son pérdidas por resistencias *en las bobinas primaria y secundaria del transformador*. Ellas son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas. Estas pérdidas se hallan mediante el denominado ensayo de corto circuito del transformador.
- 2. Pérdidas en el hierro.** Las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas por resistencia *en el núcleo* del transformador. Ellas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador. Estas pérdidas se hallan mediante el denominado ensayo de vacío del transformador.
- 3. Pérdidas por histéresis.** Las pérdidas por histéresis están asociadas con los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo, tal como se explicó anteriormente. Ellos son una función compleja, no lineal, del voltaje aplicado al transformador.

4. Flujo de dispersión. Los flujos ϕ_{LP} y ϕ_{LS} que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una *autoinductancia* en las bobinas primaria y secundaria y los efectos de esta inductancia deben tenerse en cuenta.

4.1.3 Ensayos. Es posible determinar experimentalmente los valores de las inductancias y resistencias en el modelo de transformador. Una aproximación adecuada de estos valores se puede obtener con dos ensayos solamente: el ensayo de circuito abierto y el ensayo de corto circuito.

A. Ensayo de circuito abierto. En esta prueba la bobina secundaria del transformador está en circuito abierto y su bobina primaria está conectada a una línea con voltaje nominal. Veamos el circuito equivalente en la figura 2a y 2b. Bajo las condiciones descritas, toda la corriente de alimentación debe estar fluyendo a través de la rama de excitación del transformador. Los elementos en serie R_P y X_P son demasiado pequeños en comparación con R_C y X_M para causar una caída significativa de voltaje así que esencialmente todo el voltaje de alimentación se aplica a través de la rama de excitación.

Figura 2(a). Circuito equivalente transformador.

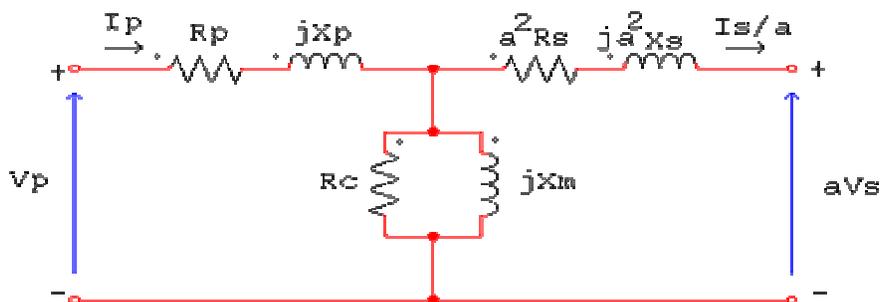
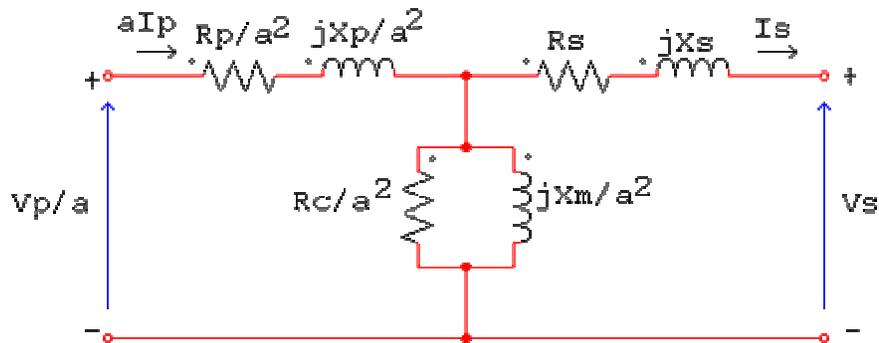
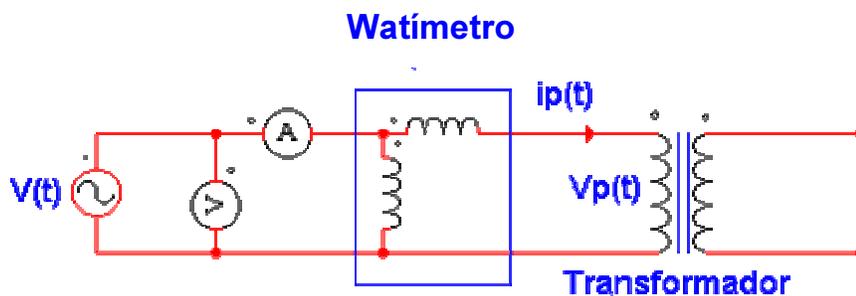


Figura 2(b). Circuito equivalente transformador.



Las conexiones del ensayo de circuito abierto se muestran en la figura 3. El voltaje total de la línea se aplica al primario del transformador y se miden voltaje de alimentación, corriente de alimentación y potencia de entrada al transformador. De esta información es posible determinar el factor de potencia de la corriente de alimentación y por consiguiente, tanto *la magnitud como el ángulo* de la impedancia de excitación.

Figura 3. Ensayo circuito abierto.



La manera más fácil de calcular los valores de R_C y X_M es observar primero la admitancia de la rama de excitación. La conductancia de la resistencia de las pérdidas del núcleo se expresa por:

$$G_c = \frac{1}{R_c}$$

Y la susceptancia del inductor magnetomotriz se da por:

$$B_m = \frac{1}{X_m}$$

Puesto que estos dos elementos son paralelos, sus admitancias se suman y la admitancia total de excitación es:

$$Y_e = G_c - jB_m$$

$$Y_e = \frac{1}{R_c} - j * \frac{1}{X_c}$$

La *magnitud* de la admitancia de excitación (referida al circuito primario) se puede encontrar por medio del ensayo del circuito abierto de voltaje y corriente:

$$|Y_e| = \frac{I_{oc}}{V_{oc}}$$

El ángulo de la admitancia puede encontrarse conociendo el factor de potencia del circuito. El factor de potencia en circuito abierto (FP) se da por:

$$F.P = \cos \varphi = \frac{P_{oc}}{(V_{oc} * I_{oc})}$$

Y el ángulo φ del factor de potencia se obtiene por

$$\varphi = \cos^{-1} \frac{P_{oc}}{(V_{oc} * I_{oc})}$$

El factor de potencia siempre está retardado en un transformador real, así que el ángulo de la corriente retarda el ángulo del voltaje en ϕ grados. Por tanto, la admitancia Y_E es:

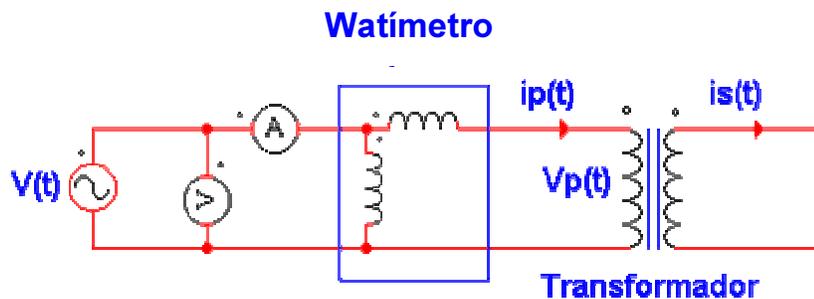
$$Y_E = \frac{I_{oc}}{V_{oc}} \angle -\cos^{-1}(F.P)$$

Por comparación de las ecuaciones siguientes:

Es posible determinar los valores de R_C y X_M , directamente de los datos del ensayo de circuito abierto.

B. Ensayo de cortocircuito. Los terminales secundarios del transformador están en cortocircuito y los terminales primarios están conectados justamente a una fuente de bajo voltaje, como se ilustra en la figura 4. El voltaje de alimentación se ajusta hasta que la corriente en la bobina, que está en cortocircuito, sea igual a su valor nominal.

Figura 4. Ensayo corto circuito.



Asegúrese de mantener el voltaje primario en un nivel tal que circule la corriente nominal por el devanado secundario. El voltaje, la corriente y la potencia de alimentación deberán medirse nuevamente.

Puesto que el voltaje de alimentación es tan bajo durante el ensayo de cortocircuito, una corriente muy baja fluye a través de la rama de excitación. Si la corriente de excitación se ignora, entonces la caída de voltaje en el transformador se le puede atribuir a los elementos en serie en el circuito. La magnitud de las impedancias en serie referidas al lado primario del transformador es:

$$|Z_{se}| = \frac{V_{sc}}{I_{sc}}$$

El factor de potencia se da por:

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P_{sc}}{V_{sc} * I_{sc}}$$

Y está retardado. Así el ángulo de corriente es negativo, y el ángulo de impedancia θ es positivo

$$\theta = \cos^{-1}\left(\frac{P_{sc}}{V_{sc} * I_{sc}}\right)$$

Entonces,

$$Z_{SE} = \frac{V_{sc} \angle 0^\circ}{I_{sc} \angle -\theta} = \left(\frac{V_{sc}}{I_{sc}}\right) \angle \theta$$

$$Z_{SE} = R_{eq} + jX_{eq}$$

$$Z_E = (R_p + a^2 R_s) + j(X_p + a^2 X_s)$$

Es posible determinar la impedancia serie total, referida al lado primario, usando esta técnica, pero no hay una manera fácil de dividir la impedancia serie entre componentes primario y secundario. Afortunadamente, tal separación no es necesaria para resolver problemas normales.

Estos mismos ensayos también pueden realizarse en el lado secundario del transformador, si se piensa que es más conveniente hacerlos, bien por los niveles de voltajes o por cualquier otra razón. Si los ensayos se hacen en el lado secundario, los resultados, naturalmente, darán las impedancias del circuito equivalente referidas al lado secundario del transformador y no al primario.

4.1.4. Regulación de tensión. Puesto que el transformador real tiene impedancias en serie en su interior, su tensión de salida varía con la carga, aún si la tensión de alimentación se mantiene constante. Para comparar cómodamente los transformadores, en cuanto a esto, se acostumbra definir una cantidad llamada Regulación de Voltaje (RV).

4.1.5 Regulación de voltaje. A plena carga es una cantidad que compara el voltaje de salida del transformador en vacío con el voltaje de salida a plena carga:

$$RV = \frac{(V_{s.sc} - V_{s.pc})}{V_{s.pc}} * 100\%$$

Puesto que en el vacío, $V_S = V_P / a$, la regulación de voltaje también puede expresarse como:

$$RV = \frac{(V_{s.sc}/a - V_{s.pc})}{V_{s.pc}} * 100\%$$

Si el circuito equivalente del transformador está dado en sistema por – unidad, entonces la regulación de voltaje es:

$$RV = \frac{(V_{s.sc_{pu}} - V_{s.pc_{pu}})}{V_{s.pc_{pu}}} * 100\%$$

Generalmente se considera conveniente tener una regulación de voltaje tan pequeña como sea posible. Para un transformador ideal, $RV = 0\%$. No siempre es aconsejable tener una regulación de voltaje baja, aunque algunas veces los transformadores de impedancia y regulación de voltajes altos se usan deliberadamente para reducir las corrientes de falla en un circuito.

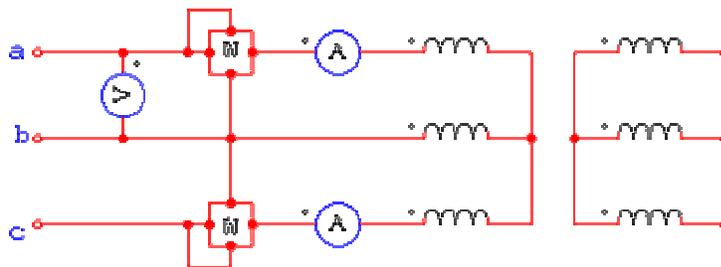
4.1.6 Ensayos de transformadores trifásicos. Hay pocas diferencias entre los transformadores trifásicos y monofásicos, en lo que respecta a los ensayos a realizar. Por lo pronto, las especificaciones sobre temperatura, aislamiento, etc., no pueden ser diferentes, pues las normas no hacen distinciones sobre el número de fases.

Para las caídas de tensión y regulación, también pueden estudiarse como si se tratara de uno monofásico, con solo considerar separadamente cada fase. Ya sabemos como se combinan los resultados para hacer un diagrama único, trifásico. De modo que la característica de carga o externa, que da la tensión en los bornes secundarios al variar la carga, se tomará para una fase, pues es igual prácticamente, para las otras.

Para determinar el rendimiento aparece la primera diferencia de consideración. En efecto, las pérdidas en el hierro son distintas para las tres fases, cuando el núcleo es asimétrico, lo que es común. Y como para calcular el rendimiento había que medir las pérdidas en el hierro y en el cobre, ya vemos que habrá alguna diferencia con respecto a los monofásicos. Por lo cual se realizaran los ensayos en vacío y cortocircuito.

A. Ensayo en vacío. Se utiliza para encontrar las pérdidas en el hierro en un transformador, pero en la forma indicada en la siguiente figura.

Figura 5. Ensayo vacío transformadores trifásicos.



Se conectan 2 wattmetros monofásicos o uno trifásico, según el conocido método de medición de potencia total trifásica, un voltímetro para verificar la tensión normal, y, opcionalmente, amperímetros para poder determinar la corriente de vacío, y con ella, el ángulo de fase en vacío. Si el wattmetro es trifásico dará directamente en su escala la potencia total absorbida por el transformador, pero si se trata de dos monofásicos, hay que tener cuidado con un detalle que recordaremos.

En el método de medida de los dos wattmetros, según se estudió en electricidad, se sumaban las indicaciones cuando el desfase entre la corriente y la tensión era menor de 60°, pues si ese ángulo era superado, había que comparar ambas lecturas. En un transformador en vacío, es seguro que el ángulo de desfase supera los 60°, por lo cual hay que tener presente esta circunstancia, restando las lecturas de ambos instrumentos.

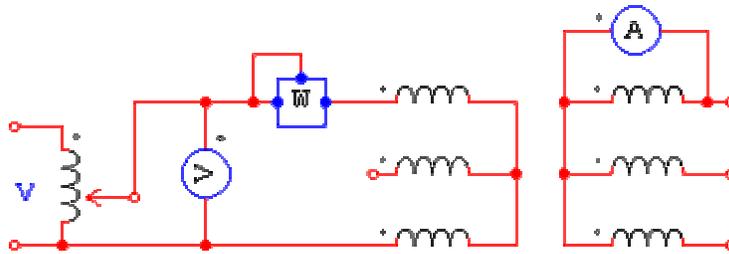
Finalmente, la potencia total de vacío representa las pérdidas en el hierro de todo el transformador, y el ángulo de desfase de la corriente de vacío será:

$$\cos\theta = \frac{W_0}{\sqrt{3} * V * I\phi}$$

Debiendo tenerse presente que el ángulo cuyo coseno da la última fórmula, no es el que corresponde a una fase particular, sino que a un intermedio entre las tres fases, ya sabemos que son distintos. Para tener el valor exacto de cada uno, habría que conectar tres juegos de instrumentos, uno en cada fase, y calcular el ángulo por el método de medida que se conoce y que se vio en la sección correspondiente a los monofásicos.

B. Ensayo en cortocircuito. Se utiliza para determinar las pérdidas en el cobre, pero en este caso no es necesario medir las pérdidas en las tres fases, pues como son iguales en todas, basta medir en una fase y multiplicar por tres. Se emplea el esquema que se muestra en la siguiente figura.

Figura 6. Ensayo de corto circuito de transformadores trifásicos



Tal como se vio en ensayo para transformadores monofásicos, hay que aplicar al primario una tensión reducida, que se gradúa de manera de tener en el secundario la corriente nominal, acusada por el amperímetro. El wattmetro indica la potencia que absorbe una fase del transformador con el secundario en cortocircuito. Las pérdidas totales en el cobre se calculan multiplicando esa lectura por tres.

4.1.7 Índice de carga. Generalmente el transformador no funciona en régimen nominal, es decir con corriente nominal en el primario I_{N1} y en el secundario I_{N2} respectivamente, por esta razón se define el índice de carga C .

$$C = \frac{I_1}{I_{N1}} = \frac{I_2}{I_{N2}}$$

Donde I_1 e I_2 es la intensidad real que circula por el primario y secundario respectivamente.

- Si $C < = 1$ El transformador trabaja cómodamente. Le circulan corrientes menores de la de diseño nominal, haciéndolo funcionar continuamente. Aunque si el índice de carga es muy bajo el transformador se encuentra sobredimensionado.

- Si $C > 1$ El transformador estará sobrecargado. Los calentamientos alcanzados pueden llegar a ser peligrosos y dañar los aislantes. El funcionamiento no puede ser continuo. En este caso el transformador está subdimensionado acarreando pérdidas mayores.

4.1.8 Tensión nominal de cortocircuito. (μ). Es la tensión a la frecuencia nominal que se debe aplicar entre terminales de línea de un devanado, monofásico o polifásico, para hacer circular la corriente nominal a través de estos terminales, cuando los terminales del otro devanado están en corto-circuito. Este valor debe ser referido a 75° C para la clase de aislamiento Ao.

4.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES

En los transformadores de potencia como en los de distribución es posible optimizar el aprovechamiento de energía controlando los siguientes aspectos:

- Pérdidas de energía
- Desbalanceo de fases.
- Sobrecargas.
- Caídas de tensión
- Mantenimiento adecuado
- Control de temperatura.

4.2.1 Pérdidas de energía. Además de las pérdidas enunciadas en el numeral 4.1.2 se debe tener en cuenta la altura sobre el nivel del mar (ASNM) en la cual

esta instalado el transformador, debido a que la intensidad y rigidez eléctrica del aire se incrementan al aumentar el (ASNM) disminuyendo de este manera la masa de aire y por lo tanto el enfriamiento natural. Para un funcionamiento en alturas superiores a 1000 metros el transformador suministrara su potencia normal siempre que la temperatura promedio no exceda los valores siguientes:

Tabla 5. Temperatura del transformador para mantener su eficiencia a determinada altura.

ASNM	PROM MAX (° C)
1000	30
2000	28
3000	25
4000	23

Si el transformador opera a en latitudes superiores a 1000 m, y a temperatura normalizada, el límite de aumento en el devanado de 65 ° C se conservará siempre que la carga alimentada se reduzca con relación a la nominal en un porcentaje igual a 0.45% por cada 100 metros por encima de 1000 m.

4.2.2 Normas que reglamentan las perdidas de transformadores en Colombia. En Colombia el ICONTEC ha reglamentado las pérdidas mediante la NTC 818 para transformadores monofásicos, NTC 819 para transformadores trifásicos y la NTC 380 para tolerancias. Las NTC 819 2ª revisión año 1979 y 3ª revisión año 1987 permitían un 15 % adicional a los valores reglamentados para las P_o y las P_{cu} , a si como un 10% adicional para las pérdidas totales, P_t norma NTC 380. Hoy la 4ª revisión, año 1995 eliminó esta tolerancia.

El índice de carga recomendado para operar los transformadores refrigerados por aceite es de alrededor de 0.8 con esta medida las temperaturas internas no son tan elevadas permitiendo una duración mayor de los aislamientos.

4.2.3 Rendimiento para transformadores trifásicos. Los transformadores también se comparan y valoran de acuerdo con su eficiencia. La eficiencia o rendimiento de un artefacto se puede conocer por medio de la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} * 100\%$$

$$\eta = \frac{P_{sal}}{(P_{sal} + P_{perdidas})} * 100\%$$

Esta ecuación se aplica a motores y generadores, así como a transformadores. Hay tres tipos de pérdidas que se representan en los transformadores:

- Pérdidas en el cobre.
- Pérdidas por histéresis.
- Pérdidas por corrientes parásitas.

Para calcular la eficiencia de un transformador bajo carga dada, sólo se suman las pérdidas de cada resistencia y se aplica la ecuación:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{(P_{sal} + P_{perdidas})} * 100\%$$

Puesto que la potencia es $P_{SAL} = V_S * I_S \cos \varphi$, la eficiencia puede expresarse por:

$$\eta = \frac{(\sqrt{3} * V_S * I_S * \cos \varphi_S)}{(\sqrt{3} * V_S * I_S * \cos \varphi_S + P_{cu} + P_{núcleo})} * 100\%$$

Una vez que conocemos las perdidas totales en el hierro y en el cobre de nuestro transformador trifásico, para determinar el rendimiento no hay más que conocer la potencia normal secundaria y aplicar la siguiente formula

$$\eta = \frac{W_2}{(W_2 + P_f + P_{cu})} * 100\%$$

Donde W_2 es la potencia total trifásica para el secundario, en watt.

P_f : pérdidas totales en el hierro.

P_c : pérdidas totales en el cobre.

El rendimiento del transformador introduciendo el concepto de índice de carga se evalúa con la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} * V_2 * C * I_{N2} * \cos \varphi_2}{\sqrt{3} * V_2 * C * I_{N2} * \cos \varphi_2 + P_o + C^2 * P_{cc}}$$

De esta ecuación se observa:

- Al mejorar el factor de potencia en la carga del transformador ahorra energía y dinero, debido a que aumenta el rendimiento.
- Si el índice de carga es cercano a uno implica que el transformador trabaja cerca a su potencia nominal, esta condición aumenta el rendimiento ahorrando energía y dinero.

A. Rendimiento máximo de un transformador. El rendimiento máximo del transformador se presenta en el punto de carga en el que las pérdidas fijas en el núcleo son iguales a las pérdidas variables en el cobre. De esto se deduce la siguiente ecuación:

$$C^2 * P_{CC} = P_{VACIO} = P_o$$

De donde:

$$C\eta_{\max} = \sqrt{\frac{P_{VACIO}}{P_{CC}}} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cu}}}$$

Dependiendo del tamaño del transformador y del material del núcleo, el rendimiento máximo se obtiene entre el 40 % y el 70 % de su capacidad nominal. Por lo tanto, en el diseño de estos equipos se debe atender a la carga media de funcionamiento.

B. Potencia a la cual se presenta el máximo rendimiento

$$S\eta_{\max} = C\eta_{\max} * S_{nom} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cu}}} * S_{nom}$$

C. Rendimiento diario del transformador. Cuando se desea calcular la regulación o eficiencia del transformador, las pruebas de corto circuito (P_{cu}) y circuito abierto (P_o) proporcionan datos útiles. De igual manera en el cálculo del rendimiento diario en los transformadores de distribución estas pruebas se ven reflejadas en la siguiente ecuación:

$$\eta(\text{diario}) = \frac{W_{sal}(\text{total})}{W_{ent}(\text{total})} = \frac{Kwh(\text{salida.en.24.horas})}{Kwh(\text{salida.en.24.horas}) + Kwh(\text{pérdidas.en.24horas})}$$

$$Kwh(salida.en.24.horas) = \sum (V_s * I_T * \cos \theta_T * t) = \sum (P_i * t)$$

$$Kwh(perdidas.en.24.horas) = P_o * T + \sum (P_{CUNOMINAL} * C^2 * t)$$

Donde;

t = Duración de cada intervalo.

T = Tiempo total del ciclo (24 horas).

C = índice de carga en cada intervalo.

Como el transformador esta conectado todo el día las perdidas sin carga siempre estarán presentes y son constantes aunque no se suministre energía a los consumidores (P_o). Las perdidas de energía durante el periodo de 24 horas serán estas pérdidas del núcleo constantes más una perdida variable en el núcleo (P_{cu}) en el cobre que cambia en forma directa con la carga fluctuante durante el periodo de 24 horas.

4.3 CALCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RENDIMIENTO

De las tablas para pérdidas de transformadores ICONTEC NTC 819 Anexo #2, se obtienen los valores de pérdidas de vacío (P_o), y pérdidas totales (P_t) nominales, según las especificaciones del transformador; de ahí que las pérdidas en el cobre nominales sean iguales a ($P_t - P_o$) para los transformadores recomendados, y las perdidas de vacío y cobre de los transformadores actuales se obtuvieron por medio de mediciones realizadas a cada uno de los transformadores,

$$Esal = \text{Energía..consumida..en..24..horas}$$

$$E_{vacío} = P_o T = P_o * 24 \text{ horas}$$

$$E_{corto} = \sum (P_{cun} * (\frac{W_t / FP}{S_n})^2 * t) \dots (\text{donde } t = 5 \text{ min}) \dots (W_t \text{ es la potencia de trabajo, } S_n \text{ es la potencia en KVA no minimal y FP es el factor de potencia en ese intervalo de tiempo)}$$

$$\eta(\text{diario}) = \frac{E_{sal}(\text{total})}{E_{ent}(\text{total})} = \frac{Kwh(\text{salida en 24 horas})}{Kwh(\text{salida en 24 horas}) + Kwh(\text{pérdidas en 24 horas})}$$

4.3.1 Parámetros calculados

Tabla 6. Pérdidas y rendimiento de transformadores actuales.

Transformador	S _n (kVA)	P _o (kW)	P _{cun} (kW)	E _{vacío} (kWh)	E _{corto} (kWh)	E _{sal} (kWh)	η (%)	Req (Ω)	perdidas año (\$)
Hidráulica	3000	6.3	62.3	151	57.1	14470	98	0.904	11.216.281
Empaque	900	2.03	28.51	48.7	17.11	429	89.5	0.0204	2.654.000
Trituración	700	1.6	60.4	38.4	29.96	1296	95.1	0.071	3.336.000
Molienda	900	1.98	21.5	47.5	35.06	2965	97.3	0.015	4.040.000

4.3.2 Parámetros calculados con el transformador recomendado

Tabla 7. Pérdidas y rendimiento de transformadores recomendados.

Transformador	Sn kVA	Po (kW)	Pcun (kW)	Evació (kWh)	Ecorto (kWh)	Esal (kWh)	η (%)	perdidas día (\$)	perdidas año (\$)
Hidráulica	1600	3.68	19.5	88.32	29.64	14470	99.1	17.105	6.028276
Empaque	150	0.575	2.185	13.8	0.1282	429	96.8	2.820	626.074
Trituración	300	1.035	4.025	25	2.3	1296	97.9	3.939	1.420.000
Molienda	500	1.495	6.325	35.88	10.084	2965	98.4	6.665	2.066.000

4.3.3 Tiempo recuperación de la inversión con TRF recomendado

**Para todos los cálculos de valores en pesos se asumió un valor por kWh de \$145°. Los datos obtenidos de precios de transformadores fueron suministrados por SIEMENS (ver anexo No.9).*

HIDRÁULICA:

Ahorro....al...año = 5'683.000.°°
Valor..TRF..Nuevo = 49'500.000°°
TRI = 8.7..AÑOS

EMPAQUE

Ahorro....al...año = 2'145.000.°°
Valor..TRF..Nuevo = 8'600.000°°
TRI = 4..AÑOS

TRITURACIÓN

Ahorro....al...año = 1'813.000°°
Valor..TRF..Nuevo = 13'600.000°°
TRI = 7.5..AÑOS

MOLINOS 2

Ahorro....al...año = 1'800.000°°
Valor..TRF..Nuevo = 19'300.000°°
TRI = 10.7..AÑOS

4.4 RECOMENDACIONES PROPUESTA 1

Cambio de todos los transformadores.

4.4.1 Transformador de 3000 kVA hidráulica. De las graficas obtenidas por el analizador de redes se encontró que la demanda máxima para este transformador correspondía a 1235 kW de potencia activa y a 840 kVAr de potencia reactiva, lo

cual equivale a una potencia aparente de 1493 kVA, de esta forma se evidencia que el transformador se encuentra trabajando muy por debajo de su capacidad nominal, lo cual provoca que el rendimiento de este no sea el óptimo, además de encontrarse sobredimensionado, el transformador es demasiado antiguo lo cual nos indica que posee unas pérdidas elevadas; Debido a esto se da la opción de reemplazar esta máquina por un transformador nuevo de 1.6 MVA con unas pérdidas menores. Este transformador tiene un costo en el mercado de \$49.500.000[°], siendo el ahorro anual de \$5.682.000 lo cual nos da una recuperación de la inversión en 8.7 años, tiempo normal en nuestro concepto para recuperar la inversión.

4.4.2 Transformador de 900 kVA subestación A. Se observó según los datos obtenidos del analizador de redes que la potencia máxima que el transformador entrega a la carga de empaque corresponde a 112 kVA, trabajando una sola empacadora. Teniendo en cuenta la segunda empacadora se calculó la potencia de dimensionamiento del transformador y se calculó un transformador de 150 kVA el cual tiene un costo en el mercado de \$8'600.000[°], siendo el ahorro anual de \$2'145.000 lo cual nos da una recuperación de la inversión en 4 años. Tiempo de recuperación de la inversión bajo en nuestro concepto.

Se recomienda realizarle un mantenimiento periódico al transformador con el propósito de mantener en buen estado y así tener un registro del comportamiento de la máquina para detectar variaciones en su funcionamiento.

4.4.3 Transformador de 700 kVA subestación B. De las gráficas obtenidas por el analizador de redes se encontró que la demanda máxima para este transformador correspondía a 239 kW de potencia activa y a 145 kVAr de potencia

reactiva, lo cual equivale a una potencia aparente de 279.55 kVA, de esta forma se evidencia que el transformador se encuentra trabajando muy por debajo de su capacidad nominal, lo cual provoca que el rendimiento de este no sea el optimo, además de encontrarse sobredimensionado, el transformador es demasiado antiguo lo cual nos indica que posee unas perdidas elevadas; Debido a esto se da la opción de reemplazar esta maquina por un transformador nuevo de 300 kVA con unas perdidas menores. Este transformador tiene un costo en el mercado de \$13.600.000°, siendo el ahorro anual de \$1'813.000 lo cual nos da una recuperación de la inversión en 7.5 años, tiempo normal en nuestro concepto para recuperar la inversión.

Tabla 8. Consumo de energía eléctrica en el Club Diacemento.

Diacemento	
Día Semana	Sab-Domi
138,11 kWh	336,89 kWh
\$ 20.025,95	\$ 48.849,05
\$ 400.519,00	\$ 195.396,20
\$ 595.915,20	Mensuales

Estos valores representan tanto el consumo de iluminación, como el consumo del Club Diacemento ya que no es posible separar las dos cargas y analizarlas individualmente con las mediciones realizadas con el analizador de redes.

Se recomienda analizar el consumo del Club Diacemento, pues se esta pagando alrededor de \$500.000 mensuales, lo que significa que en el año se pagaría aproximadamente \$6'000.0000.

4.4.4 Transformador de 900 kVA subestación C. Este transformador se encarga de alimentar la sección de molinos la cual representa la mayor carga de la planta.

De las graficas obtenidas por el analizador de redes se encontró que la demanda máxima para este transformador correspondía a 350 kW de potencia activa y a 214 kVAr de potencia reactiva, lo cual equivale a una potencia aparente de 410.24 kVA, de esta forma se evidencia que el transformador se encuentra trabajando muy por debajo de su capacidad nominal, lo cual provoca que el rendimiento de este no sea el optimo, además de encontrarse sobredimensionado, el transformador es demasiado antiguo lo cual nos indica que posee unas perdidas elevadas; Debido a esto se da la opción de remplazar esta maquina por un transformador nuevo de 500 kVA con unas perdidas menores. Este transformador tiene un costo en el mercado de \$19.300.000^{°°}, siendo el ahorro anual de \$1'800.000 lo cual nos da una recuperación de la inversión en 10.7 años, tiempo considerable en nuestro concepto para recuperar la inversión.

Además se recomienda realizarle mantenimiento periódicamente, debido a que se encuentra al aire libre y el ambiente en el cual trabaja es un alta grado de suciedad. Se recomiendo poseer un historial del comportamiento del transformador tanto para variables eléctricas como temperatura, aceite, etc; con el propósito de detectar variaciones fuera de la normal cuando estas ocurran.

Es bueno tener en cuenta que al comprar un transformador nuevo las pérdidas disminuyen y la posibilidad de daños o fallas en los mismos es casi nula por un

largo periodo de tiempo, ahorrándose dinero en reparaciones y mantenimientos frecuentes.

4.5. RECOMENDACIONES PROPUESTA 2

4.5.1 Un transformador para alimentar toda la planta de cemento. Se realizó el cálculo de los diferentes calibres de los totalizadores en las áreas de producción de la planta, para sustituir los tres transformadores de distribución que actualmente existen, por un único transformador que asumiría la totalidad de la carga de la planta de cemento con capacidad de 1200 kVA.(ver anexo 12) y Anexo cotizaciones.

Tabla 9. Calibres calculados para la sección de trituración y molinos a 440 V (Propuesta 2).

Sección	Corri [A]	Corriente Diseño [A]	Calibre Por Fase	Diam [mm]	S [mm ²]	r [mΩ/m]	Dist [m]	Rcab [mΩ]	Ang [Rad]	Vg [V]	Reg
Trituración	362	452.5	3*1/0	8.6	58.0863	0.2968	116	11.4763	0.644	444.15	0.94%
Molinos	541	676.25	4*2/0	9.6	72.3802	0.2382	84	5.0019	0.644	442.71	0.62%

4.5.2 Estudio Económico

Sección	Sn kVA	Po (kW)	Pcun (kW)	Evació (kWh)	Ecorto (kWh)	Esal (kWh)	η (%)	perdidas día (\$)	perdidas año (\$)
Sub. A	1200	2.75	12.8	66	4.18	70.18	98	9825	\$3.462.630

En la propuesta 2 se recomienda un transformador de 1200 kVA con un valor comercial de (\$43'000.000) que se ubicaría en la subestación A para alimentar las secciones de trituración, molinos y empaque, para esto es necesario el tendido subterráneo de cable THW 3*1/0 por fase para trituración a una distancia de 116 metros, dándonos un valor de \$14'877.000; y de cable THW 4*2/0 por fase para molinos a una distancia de 84 metros, dándonos un valor de \$17'842.400; para la sección de empaque no se hizo este cálculo porque el cableado ya esta consolidado a nivel de 440 en la disposición actual del sistema eléctrico de la fábrica.

En esta propuesta solo por la compra de transformador y cableado se obtiene un costo total de \$75'820.000, proporcionándonos un ahorro anual con respecto a la disposición actual de \$6'408.000, representándonos una TRI de 11.83 años, el cual es un tiempo normal en nuestro concepto para recuperar la inversión.

4.6. RECOMENDACIONES PROPUESTA 3

4.6.1 Un transformador para alimentar molienda y empaque y otro para alimentar trituración por separado. Se realizó el cálculo de los diferentes calibres de los conductores en las áreas de producción de la planta, para sustituir los tres transformadores de distribución que actualmente existen, por dos transformadores, uno para alimentar molienda y empaque de 700 kVA y el otro para alimentar trituración de 300 kVA. (ver anexo 13).

Tabla 10. Calibres calculados para la sección de molinos a 440 V (Propuesta 3).

Sección	Corri [A]	Corriente Diseño [A]	Calibre Por Fase	Diam [mm]	S [mm ²]	r [mΩ/m]	Dist [m]	Rcab [mΩ]	Ang [Rad]	Vg [V]	Reg
Molinos	541	676.25	4*2/0	9.6	72.3802	0.2382	84	5.0019	0.644	442.71	0.62%

4.6.2 Estudio económico.

Para la propuesta 3 se recomienda un transformador de 700 kVA que se encuentra en la subestación B actualmente, este transformador se instalaría en la subestación A para alimentar las secciones de molinos y empaque, y en la subestación B se instalaría un transformador de 300kVA con valor comercial de \$13'600.000. (Ver anexo 13 y Anexo Cotizaciones).

En esta nueva disposición de la subestación A a nivel de 440V es necesario el tendido subterráneo de cable THW 4*2/0 por fase hasta el CCM molinos que se encuentra a una distancia de 84 metros, dándonos un valor total del cableado de \$17'842.400.

En esta propuesta el precio total de la compra del transformador de la subestación B y el cableado para molinos nos da un valor de \$31'542.400 proporcionándonos un ahorro anual con respecto a la disposición actual de \$5'217.000, representándonos una TRI de 6 años, el cual es un tiempo bajo en nuestro concepto para recuperar la inversión.

5.0 MOTORES DE INDUCCIÓN

5.1 TEORIA ELEMENTAL

Los motores sincrónicos tienen devanados amortiguadores que les permiten desarrollar un momento de torsión de arranque sin necesidad de suministrarles una corriente de campo externa. De hecho, los devanados amortiguadores trabajan tan bien que un motor podría construirse sin el circuito de campo principal de C.C correspondiente. Una máquina que sólo tiene devanados amortiguadores se denomina "*MÁQUINA DE INDUCCIÓN*".

Tales máquinas se llaman así porque el voltaje del rotor (que produce tanto la corriente como el campo magnético del rotor) es "*inducido*" en el devanado del rotor, en lugar de conectarse físicamente por medio de conductores (las tensiones y corrientes del rotor se producen por inducción magnética). Una característica que distingue un motor de inducción es que *no se necesita corriente de campo de C.C* para poner a funcionar la máquina, es decir, no requiere excitatriz.

Los Motores de Inducción son los equipos eléctricos de mayor aplicación en industrias de todo tipo, debido a que presentan grandes ventajas en relación a otras máquinas tales como su menor precio, robustez, buen rendimiento a plena carga, bajo costo en manutención y sistemas de control de velocidad menos complejos.

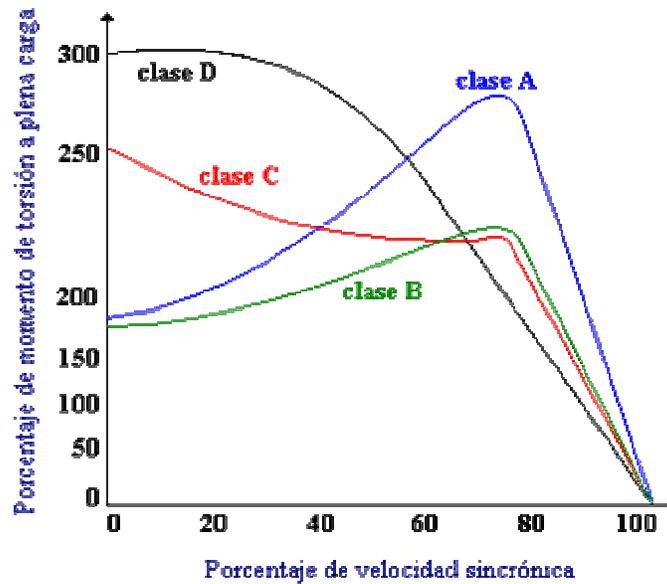
Aunque es posible usar una máquina de inducción tanto como motor y como generador, tiene muchas desventajas en este último caso y por ello se usa en circunstancias excepcionales. Por esta razón, generalmente se hace referencia a las máquinas de inducción como MOTORES DE INDUCCIÓN.

5.1.1 Selección del motor. Existe en el mercado una gran variedad de motores eléctricos: Sincrónicos, de corriente continua, alterna, de inducción, etc. Los que así mismo son usados para los más variados fines.

En las máquinas de inducción es posible producir una gran variedad de curvas de torsión – velocidad, variando las características del rotor, lo que resulta de gran ayuda a la industria a la hora de escoger los motores más apropiados para la gran variedad de aplicaciones. NEMA en Estados Unidos y la International Electrotechnical Commission (IEC) tienen definidos, en toda la gama de potencias, una serie de diseños normalizados con diferentes curvas de momento de torsión – velocidad.

Estos diseños normalizados se conocen como *clases de diseño* y a un solo motor se le puede denominar como "*motor de diseño de la clase X*". En la siguiente figura pueden verse una serie de curvas de momento de torsión – velocidad típica para las cuatro clases de diseños normalizados de NEMA.

Figura 7. Selección de motores según torque y velocidad.



DISEÑO CLASE "A": Los motores de diseño clase A son los motores de diseños normales, con un momento de arranque normal y bajo deslizamiento. El deslizamiento de plena carga de los motores de diseño A debe ser menor del 5% y menor también que el de los motores de diseño B de condiciones equivalentes. El momento de torsión máximo está entre 200 y 300% del momento de torsión a plena carga y sucede a bajo deslizamiento (menos del 20%). El momento de torsión de arranque de este diseño es por lo menos el momento de torsión nominal, para los motores más grandes, y de 200% o más del momento de torsión nominal, para los motores más pequeños. El problema principal con esta clase de diseño es su extremadamente alto valor de la corriente durante el arranque. Los flujos de corriente en el arranque están, generalmente, entre 500% y 800% de la corriente nominal. Con estos motores, en tamaños por encima de unos 7.5 hp, se debe utilizar alguna forma de arranque de voltaje reducido para controlar los problemas de la caída de voltaje en el sistema de potencia al cual están conectados durante el arranque. En tiempos pasados, el diseño de motores clase

A era el diseño común para la mayor parte de las aplicaciones entre 7.5 hp y 200 hp, pero durante los últimos años se han reemplazado profusamente por los motores de diseño clase B. Las aplicaciones típicas para estos motores son los ventiladores, abanicos, bombas, tornos y otras máquinas – herramientas.

DISEÑO CLASE "B": Los motores de diseño clase B tienen un momento de torsión de arranque nominal, una corriente de arranque más baja y un deslizamiento bajo. Este motor produce, aproximadamente, el mismo momento de arranque de los motores clase A, con cerca de un 25% menos de corriente. El momento de torsión máximo es mayor o igual al 200% del momento de carga nominal, pero menor que el de diseño clase A, en razón del aumento de la reactancia del rotor. El deslizamiento del rotor es aún relativamente bajo (menos del 5%) a plena carga. Las aplicaciones son similares a aquellas del diseño clase A, pero se prefiere el diseño clase B por razón de sus menores exigencias de corriente de arranque. Los motores de diseño clase B han reemplazado considerablemente los motores de diseño clase A en las instalaciones modernas.

DISEÑO CLASE "C": Los motores de diseño clase C tienen un momento de torsión de arranque alto, con corriente de arranque baja y bajo deslizamiento (menos del 5%) a plena carga. El momento de torsión máximo es ligeramente más bajo que el de los motores de clase A, mientras que el momento de torsión de arranque llega hasta un 250% del momento de plena carga. Estos motores se fabrican con rotores de doble jaula por lo que son más costosos que los motores de las clases anteriores. Se usan para cargas que requieren un alto momento de arranque, tales como bombas cargadas, compresores y bandas transportadoras.

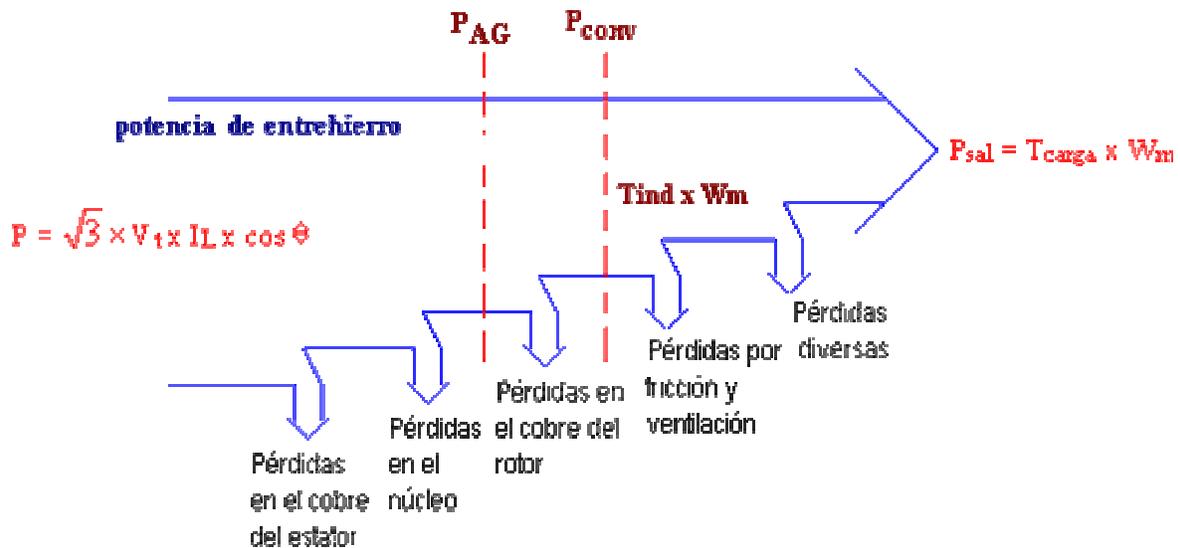
DISEÑO CLASE "D": Los motores de diseño clase D tienen un momento de torsión de arranque muy alto (275% o más del momento de torsión nominal) y una corriente de arranque baja, pero tienen también un deslizamiento alto a plena carga. Son, esencialmente, motores de inducción comunes, de clase A, pero con las barras del rotor más pequeñas y hechos de un material de más alta resistencia. La alta resistencia del rotor hace que el momento de torsión máximo se presente a muy baja velocidad. Incluso es posible que el momento de torsión más alto ocurra a velocidad cero (100% de deslizamiento). El deslizamiento a plena carga para estos motores es bastante alto en razón de la alta resistencia del rotor, la que por lo general tiende de un 7 a un 11%, pero puede llegar hasta al 17% o más. Estos motores se usan en aplicaciones que requieren la aceleración de cargas de tipo inercias extremadamente altas, especialmente grandes volantes usados en prensas punzonadoras o grúas de tijera. En tales aplicaciones, estos motores aceleran un gran volante hasta su máxima velocidad, para luego impulsar la perforadora. Después de una operación de perforación, el motor reacelera el volante por un período de tiempo razonablemente largo para la siguiente operación.

Además de estas cuatro clases de diseños, NEMA acostumbraba a reconocer las clases de diseño E y F, llamadas *arranque suave* de los motores de inducción. Estos diseños se distinguieron por tener muy bajas corrientes de arranque y se usaron para cargas de momento de arranque bajo, en situaciones donde las corrientes de arranque eran un problema. Estos diseños son obsoletos hoy en día.

5.1.2 Pérdidas y diagrama de flujo de potencia. Un motor de inducción se puede describir como un transformador giratorio trifásico, en el cual sus bobinados secundarios están cortocircuitados por lo que la potencia de salida no es eléctrica como en un transformador común, sino que es mecánica.

En la siguiente figura se ilustra la relación de la potencia de entrada (eléctrica) con la potencia de salida (mecánica).

Figura 8. Diagrama de potencia



Donde:

Pent: es la potencia de entrada la cual se da en forma de corriente y voltaje trifásico

PscI: son las Pérdidas $I^2 \times R$ en los bobinados del estator

Pnúcleo: son las Pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas en el estator.

PrcI: son las Pérdidas $I^2 \times R$ en los bobinados del rotor.

Pf&w: son las Pérdidas por rozamiento y fricción a causa del movimiento del rotor.

Pmisc: son las Pérdidas diversas

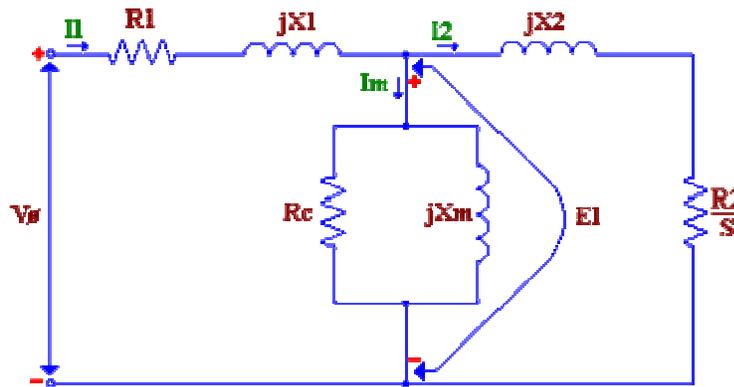
Psal: es la potencia de salida del motor, la cual es mecánica

PAG: es la potencia que se traslada del estator al rotor por medio del entrehierro.

Pconv: es el punto de transformación de la potencia eléctrica en mecánica

5.1.3 Potencia y momento de torsión en los motores de inducción

Figura 9. Circuito equivalente por fase de un motor de inducción.



Del circuito equivalente por fase de un motor de inducción se tiene:

Pérdidas del cobre del estator:

$$P_{Cu_est} = 3 \times I_1^2 \times R_1$$

Pérdidas del núcleo en el estator:

$$P_{núcleo} = 3 \times E_1^2 \times G_c = 3 \times (E_1^2 / R_c)$$

La potencia del entrehierro se puede calcular por medio de:

$$P_{entrehierro} = P_{ent} - P_{Cu_est} - P_{núcleo}$$

Por lo tanto la potencia del entrehierro se puede encontrar por:

$$P_{entrehierro} = 3 \times I_2^2 \times (R_2/s)$$

Donde;

R'_2 : resistencia total del rotor, referida al estator.

I'_2 : Corriente del rotor, referida al estator.

s : deslizamiento.

Ahora, las pérdidas resistivas del rotor se obtienen aplicando la ecuación:

$$P_{rotor} = 3 \times I'^2_2 \times R_2$$

La potencia restante que cambia de eléctrica a mecánica es:

$$P_{mecánica} = P_{entrehierro} - P_{rotor}$$
$$P_{mecánica} = 3 \times I'^2_2 \times R_2 \times (1/s - 1)$$

Por lo tanto se puede deducir:

- Que mientras más bajo sea el deslizamiento del motor, la corriente rotórica disminuye y las pérdidas del rotor de la máquina son menores
- Si el rotor no está girando el deslizamiento es igual a 1, y la potencia del entrehierro se disipa completamente en el cobre del rotor.

5.1.4 Momento inducido. Se define como el momento generado por la conversión de potencia eléctrica en potencia mecánica interna, por lo que se puede obtener mediante la ecuación:

$$T_{ind} = P_{mecánica} / W_{rotor}$$

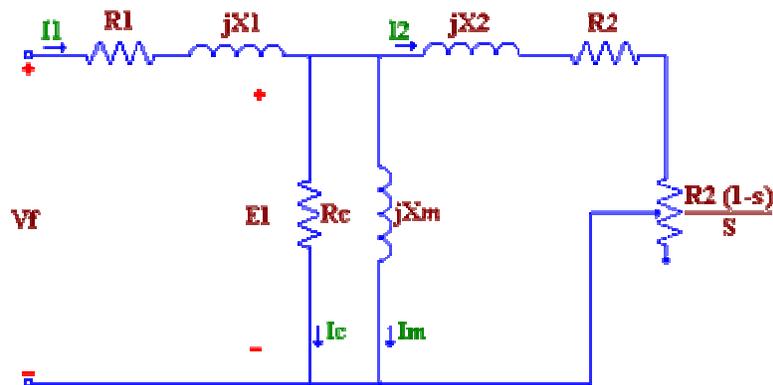
También se puede obtener expresando la velocidad real en términos de la velocidad sincrónica, la cual es constante.

$$T_{ind} = P_{entrehierro} / W_{sincrónica}$$

5.1.5 Circuito equivalente del motor de inducción. Para determinar el circuito equivalente de la Máquina de Inducción se deben hacer las siguientes consideraciones:

- La diferencia entre la tensión aplicada a las fases del estator y la tensión inducida en éstas por el flujo resultante en el entrehierro, es igual a la suma de las caídas de tensión en la resistencia y en las reactancias de dispersión de los devanados del estator (situación idéntica a la del transformador).
- La corriente magnetizante requerida para producir el flujo del entrehierro es proporcional a este último (en ausencia de saturación) y por lo tanto a la tensión que induce.
- Las pérdidas en el hierro las podemos considerar (sin gran error) como proporcionales al cuadrado de la inducción máxima en el entrehierro, es decir, proporcionales al cuadrado de la tensión inducida.

Figura 10. Circuito equivalente de la máquina.



Donde;

R1: resistencia por fase del estator (Ω)

R2: resistencia por fase del rotor, referido al estator (Ω)

X1: reactancia de dispersión del bobinado de estator (Ω)

X2: reactancia de dispersión del bobinado de rotor, referido al estator (Ω)

Rc: resistencia de pérdida en el núcleo (Ω)

Xm: reactancia de magnetización (Ω)

S: deslizamiento (%)

Vf : voltaje de fase (v)

E1: voltaje inducido por fase (v)

I1: corriente de estator (A)

Mi: corriente de magnetización (A)

I2: corriente de rotor, referida al estator (A)

Cuando se necesita hacer resaltar las relaciones de torque y potencia, y a fin de simplificar los cálculos se propone el circuito equivalente simplificado. Como normalmente R_m es mucho más grande que X_m , y $X_m \gg (R_1 + X_1)$, entonces V_f es aproximadamente igual a E_1 , luego el circuito simplificado es el siguiente:

A. Deslizamiento y Frecuencia Eléctrica en el Rotor

a) Deslizamiento. se le llama deslizamiento "S" a la diferencia entre la velocidad del campo magnético rotatorio y a la velocidad del rotor, es decir;

$$S = \frac{n_s - n_m}{n_s} \text{ [rpm]}$$

Donde;

n_s : velocidad del campo magnético rotatorio (rpm).

n_m : velocidad del rotor (rpm).

S: deslizamiento (%).

A menudo se prefiere indicar el deslizamiento en porcentaje de la velocidad sincrónica:

$$S = ((ns - nm) / ns) \times 100 \quad (\%)$$

Obsérvese que si el rotor gira a velocidad sincrónica, $S = 0$, mientras que si el rotor está fijo, $S = 1$. Todas las velocidades normales del motor, están en algún lugar entre estos dos límites.

Es posible expresar la velocidad mecánica del eje del rotor, en términos de velocidad sincrónica y de deslizamiento. Resolviendo las ecuaciones anteriores para velocidad mecánica resulta:

$$nm = (1 - S) \times ns \quad \text{o} \quad \omega_m = (1 - S) \times \omega_s$$

Estas ecuaciones son útiles en la deducción del momento de torsión de los motores de inducción y de la relación de potencia. Normalmente el valor de S , en estado estacionario, se encuentra entre un 4 y un 8%.

a) Frecuencia eléctrica en el rotor. El motor de inducción trabaja induciendo voltajes y corrientes en el rotor de la máquina y por esa razón algunas veces se ha llamado Transformador giratorio. A la manera de un transformador, el primario (estator) induce un voltaje en el secundario (rotor) a través del flujo magnético, pero a diferencia del transformador, la frecuencia secundaria no es necesariamente la misma frecuencia primaria.

Si el rotor del motor es bloqueado, de forma tal que no se pueda mover, entonces el rotor y el estator de la máquina estarán a la misma frecuencia. Por el contrario, si el rotor gira a la velocidad sincrónica, la frecuencia del rotor será cero. En consecuencia para cualquier velocidad, la frecuencia del rotor será función directa del deslizamiento, y de la frecuencia eléctrica del estator. Lo anterior queda de manifiesto en la siguiente relación:

$$f_r = S \times f_s \quad (\text{Hz})$$

Donde;

f_r : Frecuencia del rotor (Hz).

f_s : Frecuencia del estator (Hz).

S : deslizamiento (%).

b) Potencia y torque desarrollado. De la figura anterior se puede deducir:

- La potencia desarrollada por el motor

$$P = \frac{3 \cdot I_2^2 \cdot R_2 \cdot (1 - S)}{S} \quad (\text{W})$$

- La impedancia de entrada del motor

$$Z_{ent} = \frac{-X_m \cdot (X_1 + X_2) + jX_m \cdot (R_1 + \frac{R_2}{S})}{R_1 + \frac{R_2}{S} + j \cdot (X_m + X_1 + X_2)} \quad (\Omega)$$

- La corriente RMS del motor

$$I_2 = \frac{V}{\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2}} \quad (\text{A})$$

- Por otra parte, el torque en función de la potencia desarrollada por el motor, se obtiene de la siguiente expresión.

$$Td = \frac{3 * I_2^2 * R_2}{(S * W_s)} (Nm)$$

Donde:

W_s : es la velocidad sincrónica (rad/seg)

Por ultimo si consideramos el circuito equivalente propuesto en la figura 1.2, la expresión para el torque desarrollado por el motor queda como:

$$Td = \frac{3 * I_2^2 * R_2}{S * W_s * ((R_1 + \frac{R_2}{S})^2 + (X_1 + X_2)^2)} (Nm) \quad (\text{Ec. 1.0})$$

d) Característica de torque máximo y torque de arranque

- **Torque máximo.** Se obtiene cuando la potencia consumida por la resistencia R_2/s sea máxima y un deslizamiento dado por $S = S_{\text{máx}}$. Derivando la ecuación (1.0) respecto del deslizamiento, se obtiene:

$$S_{\text{máx}} = \pm \frac{R_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + X_2)^2}} (\%)$$

si reemplazamos $S_{\text{máx}}$ en la ecuación (1.0), obtenemos el torque máximo desarrollado;

$$T_{\text{máx}} = \frac{3 * V_f^2}{2 * W_s * (R_1 + \sqrt{R_1^2 + (X_1 + X_2)^2})} (Nm)$$

Para obtener el torque de arranque se sustituye la velocidad de la máquina igual a cero y el deslizamiento igual a uno, por lo que se obtiene:

$$T_{arr} = \frac{3 * R_2 * V_f^2}{W_s * ((R_1 + R_2 / S)^2 + (X_1 + X_2)^2)} (Nm)$$

5.2 RENDIMIENTO EN LOS MOTORES DE INDUCCIÓN

La eficiencia o rendimiento de un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil. Se expresa usualmente en porcentaje de la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica, esto es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia mecánica}}{\text{Potencia eléctrica}} \times 100$$

No toda la energía eléctrica que un motor recibe, se convierte en energía mecánica. En el proceso de conversión, se presentan pérdidas, por lo que la eficiencia nunca será del 100%. Si las condiciones de operación de un motor son incorrectas o este tiene algún desperfecto, la magnitud de las pérdidas, puede superar con mucho las de diseño, con la consecuente disminución de la eficiencia.

Para calcular la eficiencia, las unidades de las potencias deben ser iguales. Como la potencia eléctrica se expresa usualmente en kilowatts (kW) en tanto que la potencia mecánica en caballos de potencia (CP o HP), las siguientes equivalencias son útiles para la conversión de unidades:

$$1 \text{ CP} = 0.746 \text{ kW}$$

Si un motor de 100 CP toma de la línea 87.76 kW:

$$\begin{aligned}\text{Potencia mecánica} &= 100 \times 0.746 \\ &= \mathbf{74.6 \text{ kW}} \\ \text{Eficiencia} &= \frac{74.6}{87.76} \times 100 \\ &= \mathbf{85\%} \\ \text{Pérdidas} &= 87.76 - 74.6 \\ &= \mathbf{13.16 \text{ kW}}\end{aligned}$$

Esto es el motor convierte el 85% de su energía eléctrica en mecánica, perdiendo el 15% en el proceso de conversión. En términos prácticos, se consume (y se paga) inútilmente la energía utilizada para hacer funcionar al motor.

Emplear motores de mayor eficiencia, reduce las pérdidas y los costos de operación. Por ejemplo si el motor anterior se sustituyera por otro con una eficiencia del 90%, la potencia ahorrada (PA) se puede calcular aplicando la siguiente ecuación:

$$PA \text{ (kW)} = 0.746 \times CP \left(\frac{100}{E_1} - \frac{100}{E_2} \right)$$

Donde:

0.746 = Factor de conversión de CP a kW

CP = Caballos de potencia

E_1 = Eficiencia del motor de rendimiento menor

E_2 = Eficiencia del motor de rendimiento mayor

$$PA = 0.746 \times 100 \left(\frac{100}{85} - \frac{100}{90} \right) \text{ kW} = 4.87 \text{ kW}$$

Suponga que ambos motores trabajarán 12 horas diarias, 5 días de la semana y 50 semanas por año, que equivalen a 3000 horas al año. La energía ahorrada anualmente equivale a:

$$3000 \text{ horas} \times 4.87 = 4,610 \text{ kWh}$$

Como ejercicio multiplíquese esta cantidad de kWh por el costo de la tarifa que corresponda al servicio que usted tenga y obtendrá el ahorro monetario por utilizar el motor de mayor eficiencia. Un motor bien diseñado puede tener un precio de compra elevado, pero generalmente tendrá una mayor eficiencia que el de motores de procedencia ignorada.

Los incrementos que han experimentado el costo de los energéticos a nivel mundial, han orientado a los fabricantes de motores a lograr principalmente motores de alta eficiencia, con rendimientos de hasta un 96% y cuyo costo adicional sobre los convencionales se puede pagar rápidamente con los ahorros que se tienen en el consumo. Vale la pena considerar su utilización.

5.3 RECOMENDACIONES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN MOTORES ELÉCTRICOS

Alrededor del 85% del consumo de la energía eléctrica generada en la planta se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Es significativo el hecho de que los motores eléctricos, suministran en su mayor parte, la energía que mueve los accionamientos industriales, por lo que la operación y conservación de los motores en la industria, representa uno de los campos más fértiles de oportunidades en el

ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía comienza desde la selección apropiada de los motores. Siempre hay uno adecuado a las necesidades que se tienen, tanto en lo que respecta a su tipo por condiciones ambientales de operación, por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia. Los mayores ahorros de energía eléctrica se obtienen cuando el motor y su carga operan a su máxima eficiencia.

Este capítulo contiene útiles recomendaciones para optimizar el consumo de energía en sus instalaciones con motores eléctricos. Los temas tratados son muy prácticos y recomiendan tener cuidado con las reparaciones, motivar al personal a ahorrar, corregir su factor de potencia y administrar la demanda de energía eléctrica.

5.3.1 Cuidado con las reparaciones. La reparación inadecuada de un motor puede ocasionar un incremento en las pérdidas y adicionalmente en los motores de corriente alterna, la reducción del factor de potencia. Todo esto conduce a una disminución de su eficiencia.

Por ejemplo un motor que sufrió un desperfecto en su devanado y que por ello hay que rebobinarlo, puede disminuir su eficiencia considerablemente, si durante el proceso de reparación se presenta:

- Calentamiento desmedido del hierro al quitar el devanado
- Daños en las ranuras al quitar el devanado dañado y montar el nuevo
- Diferente calidad y calibre del alambre
- Diferente número de vueltas
- Daños a los cojinetes y mal alineamiento.
- Mayor tiempo de secado final.

Por esto es importante que cuando un motor sea reparado, los trabajos los efectúe personal calificado para garantizar que la compostura sea realizada correctamente y que los materiales empleados sean de calidad igual o superior a los originales.

La misma atención se debe prestar a las partes eléctricas del motor, como a los componentes mecánicos, tales como los cojinetes, el eje y el sistema de ventilación o enfriamiento. Con frecuencia los daños que sufren los devanados tienen su origen en desperfectos mecánicos. Un motor mal reparado al ser instalado nuevamente, gastará más energía que antes. Cuando los daños sean mayores puede resultar más económico sustituir un motor que componerlo.

5.3.2 Motores eléctricos y el factor de potencia. Los motores de inducción por su simplicidad de construcción, su velocidad prácticamente constante, su robustez y su costo relativamente bajo, son los motores más utilizados en la industria. Sin embargo, tienen el inconveniente de que aún en óptimas condiciones, consumen potencia reactiva (kVAR) por lo que son una de las causas principales del bajo factor de potencia en las instalaciones industriales.

El factor de potencia es indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil. Se puede definir como el porcentaje de la relación de la potencia activa (kW) y la potencia aparente o total (kVA).

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \times 100$$

Un bajo factor de potencia significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización del sistema eléctrico. Por esta razón en las tarifas eléctricas, se ofrece una reducción en las facturas de electricidad en instalaciones con un factor de potencia mayor del 90% y también se imponen cuotas a manera de multas si el factor de potencia es menor que la cifra señalada.

Ya que los motores de inducción son una de las causas principales del bajo factor de potencia se pueden tomar las siguientes medidas con respecto a éstos para corregirlo:

- Selección justa del tipo, potencia y velocidad de los motores que se instalan.
- Empleo de motores trifásicos en lugar de monofásicos.
- Aumento de la carga de los motores a su potencia nominal (evitar sobredimensionamiento del motor).
- Evitar el trabajo prolongado en vacío de los motores.
- Reparación correcta y de alta calidad de los motores.
- Instalación de capacitores en los circuitos con mayor número de motores o en los motores de mayor capacidad.

Corregir el bajo FP en una instalación es un buen negocio, no sólo porque se evitarán los cargos en la facturación que esto origina sino porque los equipos operan más eficientemente, reduciendo los costos por consumo de energía.

5.3.3 Administración de la demanda. Las tarifas eléctricas para la industria, además del cargo por consumo de energía (kWh), hacen un cargo por demanda máxima (kW), que es importante en la facturación. La demanda es registrada por un medidor conforme a la potencia de todos los motores, lámparas y otros aparatos eléctricos, funcionando simultáneamente durante un lapso de 15 minutos.

Evitar el arranque y la operación simultánea de los motores y otros equipos eléctricos sobre todo en el período de punta, lo que se traduce en ahorros significativos en monto de facturación. Por ejemplo considérese una instalación con una demanda de 700 kW que incluye la potencia de un grupo de motores de 50 CP que toman de la red 41 kW cada uno. Si este grupo de motores pudiera ser operado fuera del período de demanda máxima, el valor de la demanda se reduciría en casi 6%, lo cual representa una sensible reducción en el monto de facturación eléctrica.

Otra opción es la de extender los turnos de trabajo, repartiendo la operación de los motores y otros equipos en más horas de labores, fuera del período de punta.

Los cargos por consumo de energía eléctrica pueden ser prácticamente iguales pero por demanda máxima pueden reducirse de manera importante.

5.3.4 Motive al personal a ahorrar. Ahorrar energía es tarea de todos y de todos los días. Porque de no hacerlo quizás mañana ya no exista energía que ahorrar. Los resultados que se obtengan de cada empresa, en cada hogar, con cada usuario, contribuirán a asegurar un mejor futuro, particular y colectivo.

Establezca una campaña permanente de ahorro de energía en sus instalaciones, dentro de la cual es fundamental concientizar a su personal. MotíVELO a que participe activamente y tome en cuenta sus opiniones y sugerencias. Muchas de ellas pueden representar verdaderas oportunidades de ahorro.

5.3.5 Un ejemplo de área de oportunidad. Como se ha mencionado, los mayores ahorros de energía se obtienen cuando el motor y su carga trabajan a su máxima eficiencia. Un ejemplo que presenta buenas oportunidades de ahorro, se tiene en los equipos de aire comprimido.

Las fugas de aire en uniones de tuberías y mangueras, válvulas de seguridad de los depósitos acumuladores, válvulas de corte (que hacen mal cierre) herramientas neumáticas y otros equipos, representan pérdidas de hasta un 50% en instalaciones descuidadas; constituyen una carga inútil del motor y un desperdicio de energía, que puede reducirse notoriamente, mediante la corrección y sellado sistemático de los puntos de escape.

5.4 RECOMENDACIONES GENERALES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN MOTORES ELÉCTRICOS

1. Elegir correctamente la potencia del motor. El rendimiento máximo se obtiene cuando éste opera entre el 75% y el 95% de su potencia nominal y cae bruscamente para cargas reducidas o cuando trabaja sobrecargado. Adicionalmente los motores de inducción a cargas bajas o en vacío tienen un factor de potencia muy bajo.
2. Seleccionar el motor de acuerdo con su ciclo de trabajo. Operar un motor para servicio continuo, en accionamientos de operación intermitente, con frecuentes arranques y paros, ocasiona una depreciación de sus características de operación y eficiencia. Además de que se puede dañar el aislamiento de los devanados por la elevación de la temperatura.
3. Seleccionar el armazón del motor, de acuerdo con el ambiente en que va a estar trabajando. Los motores abiertos son más sencillos y por lo tanto menos costosos, además de operar con mayor factor de potencia. Sin embargo, en condiciones adversas del medio, los motores cerrados serán los indicados.
4. Seleccionar correctamente la velocidad del motor. Si la carga lo permite prefiera motores de alta velocidad, son más eficientes y si se trata de motores de corriente alterna, trabajan con un mejor factor de potencia.
5. Utilizar motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos. En motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor y su factor de potencia mejora notablemente.
6. Utilizar motores síncronos en lugar de motores de inducción. Cuando se requieren motores de gran potencia y baja velocidad la elección de un motor síncrono debe ser considerada.

Compite en costo con uno de inducción de características similares, su eficiencia es de 1 al 3% mayor, su velocidad es constante y contribuye a mejorar el factor de potencia de la instalación.

7. Sustituir los motores antiguos o de uso intenso. Los costos de operación y mantenimiento de motores viejos o de motores que por su uso han depreciado sus características de operación, pueden justificar su sustitución por motores normalizados y de alta eficiencia.
8. Efectuar correctamente la instalación eléctrica y el montaje de los motores y su carga. Las Normas Técnicas de Instalaciones Eléctricas en su capítulo referente a motores, y las recomendaciones de los fabricantes son consulta obligada para asegurar el funcionamiento adecuado de los equipos.
9. Realizar en forma correcta la conexión a tierra de los motores. Una conexión defectuosa o la ausencia de ésta, puede poner en peligro la vida de los operarios si se presenta una falla a tierra. Además de ocasionar corrientes de fuga que no son liberadas por el equipo de protección con un dispendio de energía.
10. Evitar concentrar motores en locales reducidos o en lugares que puedan dificultar su ventilación. Un sobrecalentamiento del motor se traduce en una disminución de su eficiencia.
11. Corregir la caída de tensión en los alimentadores. Una tensión reducida en las terminales del motor, acarrea entre otros, un incremento de la corriente, sobrecalentamiento y disminución de su eficiencia. Las normas permiten una caída máxima del 3% (o del 5% en la combinación de alimentador y circuito derivado) pero es recomendable que no rebase el 1%.
12. Balancear la tensión de alimentación en los motores trifásicos de corriente alterna. El desequilibrio entre fases no debe excederse en ningún caso del 5%, pero mientras menor sea el desbalance, los motores operan con mayor eficiencia.
13. Compensar la energía reactiva demandada por los motores de corriente alterna más importantes o con mayor número de horas de funcionamiento, mejorando el factor de potencia de la instalación, con lo que se reducen las pérdidas de la potencia y de la tensión en los conductores.

- 14.** Evitar hasta donde sea posible el arranque y la operación simultánea de motores, sobre todo los de mediana y gran capacidad, para disminuir el valor máximo de la demanda.
- 15.** Utilizar arrancadores a tensión reducida, en aquellos motores que realicen un número elevado de arranques. Con esto se evita un calentamiento excesivo en los conductores y se logra disminuir las pérdidas durante la aceleración.
- 16.** Utilizar arrancadores estrella-delta o de devanado partido, como alternativa de los arrancadores a tensión reducida cuando la carga impulsada no requiera de alto par de arranque. Son más económicos y eficientes en términos de energía, pero tienen el inconveniente de que el par de arranque se reduce notoriamente.
- 17.** Sustituir en los motores de rotor devanado, los reguladores con resistencias para el control de la velocidad, por reguladores electrónicos más eficientes. En las resistencias se llega a consumir hasta un 20% de la potencia que el motor toma de la red.
- 18.** Instalar arrancadores electrónicos en lugar de los reóstatos convencionales para el arranque de los motores de corriente directa. Permiten una mayor eficiencia en el arranque con el consiguiente ahorro de energía.
- 19.** Sustituir motores con engranes, poleas, bandas u otro tipo de transmisión, para reducir la velocidad del motor, por motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos.
- 20.** Instalar motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos, en aquellos accionamientos, en donde la carga sea variable y se pueda controlar ajustando la velocidad. Por ejemplo en sistemas de bombeo o compresión que deben suministrar caudales variables y que para hacerlo utilicen válvulas u otros dispositivos de control. La eficiencia total del motor y su carga se eleva notablemente con ahorros importantes de energía.
- 21.** Evaluar la posibilidad de conectar la ventilación solamente durante las bajas velocidades, en aquellos motores de velocidad ajustable y ventilación

separada provista por equipos auxiliares. Con esto se puede reducir el consumo de energía en el sistema de ventilación.

- 22.** Preferir el acoplamiento individual, en accionamientos con un grupo de, motores, así se consigue mejor que cada motor trabaje lo más cerca posible de su máxima carga.
- 23.** Acoplar directamente el motor a la carga siempre que el accionamiento lo permita. Con esto se evitan pérdidas en el mecanismo de transmisión.
- 24.** Instalar acoplamientos flexibles en aquellos motores sometidos a un número elevado de arranques súbitos. Con esto se pueden atenuar los efectos de una alineación defectuosa, reducir los esfuerzos de torsión en la flecha del motor y disminuir las pérdidas por fricción.
- 25.** Instalar equipos de control de la temperatura del aceite de lubricación de cojinetes de motores de gran capacidad a fin de minimizar las pérdidas por fricción y elevar la eficiencia.
- 26.** Mantener en buen estado y correctamente ajustados los equipos de protección contra sobrecalentamientos o sobrecargas en los motores. Los protegen de daños mayores y evitan que operen con baja eficiencia.
- 27.** Revisar periódicamente las conexiones del motor, junto con las de su arrancador y demás accesorios. Conexiones flojas o mal realizadas con frecuencia originan un mal funcionamiento del motor y ocasionan pérdidas por disipación de calor.
- 28.** Mantener en buen estado los porta escobillas, escobillas, conmutadores y anillos colectores en motores de corriente directa, síncronos y de rotor devanado. Un asentamiento incorrecto de las escobillas sobre el conmutador en los anillos colectores, provoca sobrecalentamientos y pérdidas de energía.
- 29.** Mantener en óptimas condiciones los sistemas de ventilación y enfriamiento de los motores, para evitar sobrecalentamientos que puedan aumentar las pérdidas en los conductores del motor y dañar los aislamientos.

- 30.** Verificar periódicamente la alineación del motor con la carga impulsada. Una alineación defectuosa puede incrementar las pérdidas por rozamiento y en caso extremo ocasionar daños mayores en el motor y en la carga.
- 31.** Reparar o cambiar los ejes del motor y de la transmisión, si se han doblado por sobrecarga o por mal uso. Un eje en mal estado incrementa las pérdidas por fricción y puede ocasionar daños severos sobre todo en los cojinetes del motor.
- 32.** Mantener en buen estado los medios de transmisión entre el motor y la carga, tales como: poleas, engranes, bandas y cadenas. Si estos no se encuentran en condiciones apropiadas o su instalación es incorrecta, pueden ocasionar daños importantes, además de representar una carga inútil para el motor.
- 33.** Mantener en óptimas condiciones los cojinetes del motor. Una cantidad considerable de energía se pierde en cojinetes en mal estado o si su lubricación es inadecuada (insuficiente o excesiva). Repárelos o sustitúyalos si tienen algún desperfecto y siga las instrucciones del fabricante para lograr una correcta lubricación.
- 34.** Realizar la inspección periódica del motor, incluyendo lecturas de corriente, potencia (kW), velocidad (rpm), resistencia de aislamiento, etc., con objeto de verificar si se mantienen en condiciones apropiadas de funcionamiento y eficiencia, y poder tomar acciones correctivas, cuando se requieran.
- 35.** Efectuar rutinariamente la limpieza del motor, con el propósito de eliminar la suciedad, el polvo y objetos extraños, que impidan su óptimo funcionamiento.
- 36.** Mantener actualizados los manuales de operación de los motores, incorporando en éstos las modificaciones que tengan lugar.
- 37.** Colocar carteles con instrucciones concretas para los operarios, con la finalidad de que los motores operen con la mayor seguridad y eficiencia.

Nota: es conveniente contar con un especialista que supervise los trabajos de instalación, reparación y operación de los motores y así lograr su óptimo funcionamiento.

5.5. LETRA DE CÓDIGO

Las normas NEMA han establecido la letra de código para los motores tipo jaula de ardilla, la cual representa las condiciones de partida en KVA por cada HP, cuando el motor parte a plena tensión, por lo que nos entrega información respecto a las corrientes de arranque. Los valores de la letra de código se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 11. Tabla corriente de arranque motores.

Letra de código	KVAp/HP	Letra de código	KVAp/HP	Letra de código	KVAp/HP
A	0.1 - 3.14	G	5.6 - 6.29	N	11.2 - 12.49
B	3.15 - 3.54	H	6.3 - 7.09	P	12.5 - 13.99
C	3.55 - 3.99	J	7.1 - 7.99	R	14.0 - 15.99
D	4.00 - 4.49	K	8.0 - 8.99	S	16.0 - 17.99
E	4.50 - 4.99	L	9.0 - 9.99	T	18.0 - 19.99
F	5.0 - 5.59	M	10.0 - 11.19	U	20.0 y más

Conocida la letra de código, la corriente de partida del motor se determina de acuerdo a la expresión:

$$I_{partida} = \frac{(RazondeLC) * HP_N * 1000}{\sqrt{3} * V_N}$$

5.6. RECOMENDACIONES INDIVIDUALES

Para las recomendaciones individuales en los motores mayores a 10kW se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros: tipo de motor según eficiencia, potencia nominal del motor, % de trabajo del motor, potencia a la cual trabaja cada motor, rendimiento aprox. de cada motor, factor de potencia, velocidad.

Para las recomendaciones individuales propuestas para cada uno de los siguientes motores, se debe tener en cuenta el anexo No.3, las cuales se refieren al rendimiento de motores y ahorro por cambio de motores. Los motores que se cotizaron son marca SIEMENS de alta eficiencia (ver anexo No.9).

5.6.1 MOTORES EMPAQUE

A. Motor Empacadora de Cemento #1.

- Potencia nominal del motor = 30 HP = 22.4 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 18.7 kW
- % de trabajo del motor = 83.29%.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1171
- Factor de potencia =0.85
- Rendimiento aprox. De cada motor = 69%

Recomendación

- Se recomienda sustituir este motor por un motor de 25 HP de alta eficiencia el cual posee un costo \$2.500.000^{oo}, el cual generaría un ahorro de energía eléctrica de \$1.000.000^{oo} al año. Recuperando la inversión en 3 años

- Realizar mantenimiento preventivo periódicamente con el propósito de limpiar el motor, verificar acoples, lubricación, etc.

B. Motor Empacadora de Cemento #2.

- Potencia nominal del motor = 34.48 HP = 25.7 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 21.5 kW
- % de trabajo del motor = 83.53%.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1800
- Factor de potencia =0.885
- Rendimiento aprox. del motor =71%

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 30 HP, el cual posee un costo de \$3.000.000[°], obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.150.000[°]; Recuperando la inversión en 3 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

C. Motor Compresor Silo de Cemento #2.

- Potencia nominal del motor = 24.6 HP = 18.4 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 22 kW
- % de trabajo del motor = 98.91 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1800
- Factor de potencia =0.87
- Rendimiento aprox. del motor = 60%

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 25 HP, el cual posee un costo de \$2.800.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$927.000°; Recuperando la inversión en 3 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

D. Motor Elevador de Cemento # 2

- Potencia nominal del motor = 24 HP = 18 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 9.6 kW
- % de trabajo del motor = 53.40 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1760
- Factor de potencia =0.75
- Rendimiento aprox. del motor =48 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 15 HP, el cual posee un costo de \$1.300.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.000.000°; Recuperando la inversión en 1.3 años.
- Realizar mantenimiento preventivo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

E. Motor Ventilador Filtro.

- Potencia nominal del motor = 70 HP = 52.2 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 18.1 kW
- % de trabajo del motor = 34.65 %.

- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1760
- Factor de potencia =0.76
- Rendimiento aprox. del motor =73%

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 50 HP, el cual posee un costo de \$5.500.000[°], obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$960.000[°]; Recuperando la inversión en 6 años.
- Realizar mantenimiento preventivo periódicamente con el propósito de limpiar el motor, verificar acoples, lubricación, etc.

5.6.2 MOTORES TRITURACIÓN

A. Motor Trituradora Mandíbula.

- Potencia nominal del motor = 64 HP = 47.7 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 37.6 kW
- % de trabajo del motor = 78.83 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1164
- Factor de potencia =0.83
- Rendimiento aprox. del motor =79 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 60 HP, el cual posee un costo de \$6.200.000[°], obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.350.000[°]; Recuperando la inversión en 4.6 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad

B. Motor Trituradora Pensilvania.

- Potencia nominal del motor = 150 HP = 111.9 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 75.2 kW
- % de trabajo del motor = 67.21 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1118
- Factor de potencia =0.84
- Rendimiento aprox. del motor = 88 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 110 HP, el cual posee un costo de \$11.000.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.400.000°; Recuperando la inversión en 7.6 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

C. Motor Alimentador Allis Challmer.

- Potencia nominal del motor = 30 HP = 22 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 18.5 kW
- % de trabajo del motor = 84.15 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1715
- Factor de potencia =0.87
- Rendimiento aprox. del motor = 68 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 325 HP, el cual posee un costo de \$2.800.000°, obteniéndose un ahorro anual

en energía eléctrica de \$1.100.000^o; Recuperando la inversión en 2.6 años.

- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

D. Motor Ventilador Filtro

- Potencia nominal del motor = 25 HP = 18.5 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 12.7 kW
- % de trabajo del motor = 68.8 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1760
- Factor de potencia =0.83
- Rendimiento aprox. del motor = 56 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 20 HP, el cual posee un costo de \$2.400.000^o; obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.040.000^o; Recuperando la inversión en 2.3 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

5.6.3 MOTORES MOLINOS

A. Motor Molino de Cemento 1.

- Potencia nominal del motor = 751 HP = 560 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 520 kW

- % de trabajo del motor = 90 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 710
- Factor de potencia =0.81
- Rendimiento aprox. del motor = 95 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 700 HP, el cual posee un costo de \$60.000.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$7.350.000°; Recuperando la inversión en 8.2 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

B. Motor Molino de Cemento 2.

- Potencia nominal del motor = 400 HP = 298 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 289.6 kW
- % de trabajo del motor = 97.18 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 900
- Factor de potencia =0.89
- Rendimiento aprox. del motor = 92 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 400 HP, el cual posee un costo de \$25.000.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$5.160.000°; Recuperando la inversión en 4.8 años.

- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio con alto grado de suciedad.

C. Motor Separador de Cemento.

- Potencia nominal del motor = 150 HP = 112 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 86.9 kW
- % de trabajo del motor =77.57 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1780
- Factor de potencia =0.88
- Rendimiento aprox. del motor = 84 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 125 HP, el cual posee un costo de \$11.000.000°, obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$3.360.000°; Recuperando la inversión en 3.7 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad

D. Motor Elevador de Cemento.

- Potencia nominal del motor = 24 HP = 18 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 10.1 kW
- % de trabajo del motor = 56.31 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1780
- Factor de potencia =0.75
- Rendimiento aprox. del motor = 64 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 20 HP, el cual posee un costo de \$2.400.000[°], obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.370.000[°]; Recuperando la inversión en 1.8 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad.

E. Motor Ventilador despolvador 1.

- Potencia nominal del motor = 50 HP = 37.3 kW.
- Potencia a la cual trabaja el motor.= 30.1 kW
- % de trabajo del motor = 80.74 %.
- Velocidad del rotor (r.p.m) = 1780
- Factor de potencia =0.89
- Rendimiento aprox. del motor = 80 %

Recomendación

- Se recomienda el cambio de este motor por uno de alta eficiencia de 50 HP, el cual posee un costo de \$5.500.000[°], obteniéndose un ahorro anual en energía eléctrica de \$1.530.000[°]; Recuperando la inversión en 3.6 años.
- Realizar mantenimiento preventivo con el objeto de remover el polvo, ya que este motor se encuentra en un sitio de trabajo con un alto grado de suciedad

Se recomienda llevar un registro periódico de las variables eléctricas de todos los motores mayores a 10kW con el propósito de llevar un historial detallado de la

maquina y de esta forma poder detectar de manera oportuna cualquier cambio en su comportamiento.

Para los motores con potencia nominal mayores a 10 kW, que operen continuamente, es recomendable la instalación de amperímetros y voltímetros en las tres fases e instruir al operario para operar dentro de ciertas condiciones principalmente los equipos que son susceptibles a variar el consumo de potencia dependiendo de la carga a aplicar.

No se recomienda arrancar los motores de gran capacidad al mismo tiempo ya que esto produce grandes corrientes en el sistema que pueden perjudicar la carga instalada al barraje y además puede disparar las protecciones en situaciones en las cuales no se presentan fallas.

Se sugiere observar y aplicar las recomendaciones generales descritas en el numeral 5.4 de este capítulo.

6.0 FACTOR DE POTENCIA

6.1 RELACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y TIPOS DE CARGAS EN LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS

En términos generales pueden distinguirse tres tipos de cargas eléctricas al conectar un equipo a una red, por la cual, circula corriente eléctrica expresada en amperes (A) y voltaje expresado en volts (V).

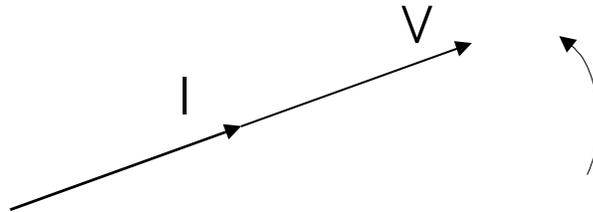
6.1.1 Cargas resistivas. Tales cargas son referidas como si tuvieran una resistencia eléctrica designada con la letra R y expresada en Ohm (Ω). Las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica, en cuyo caso el factor de potencia toma el valor de 1.0.

En un circuito puramente resistivo, la corriente está *en fase* con el voltaje y es función inmediata del voltaje. Por lo tanto, si el voltaje y la corriente están en fase, tenemos que:

$$I = \frac{V}{R}$$

En la Figura 11. se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas resistivas.

Figura 11. Diagrama del fasor de un circuito resistivo.



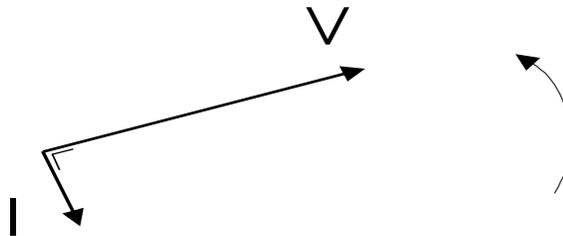
La resistencia eléctrica absorbe potencia en watts igual a:

$$P = VI = RI^2 = \frac{V^2}{R}$$

6.1.2 Cargas inductivas. Las cargas inductivas son encontradas en cualquier lugar donde haya bobinados involucrados, por ejemplo en los equipos del tipo electromecánicos como los motores, balastos, transformadores, entre otros; además de consumir potencia activa, requieren potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan con un factor de potencia menor a 1.0. Precisamente las cargas inductivas, son el origen del bajo factor de potencia.

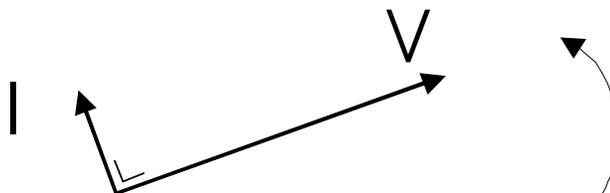
En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con el voltaje ya que va *retrasada* en 90 grados eléctricos. En la Figura 12. se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas inductivas.

Figura 12. Diagrama del fasor de un circuito inductivo.



6.1.3 Cargas capacitivas. Las cargas capacitivas se presentan en los capacitores y se caracterizan porque la corriente se haya *adelantada* respecto del voltaje 90 grados eléctricos. En la Figura 13. se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas capacitivas.

Figura 13. Diagrama del fasor de un circuito capacitivo.



En un circuito puramente capacitivo, no existe consumo de energía aún si hay corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en *volts-ampers reactivos (VAR)*.

6.1.4 Cargas combinadas. En la práctica una carga no está constituida solamente por cargas resistivas, inductivas o capacitivas, ya que estas tres cargas con frecuencia coexisten en los circuitos eléctricos. Las diversas cargas son usualmente abastecidas directamente de la red principal de suministro eléctrico.

6.2 EL FACTOR DE POTENCIA (FP)

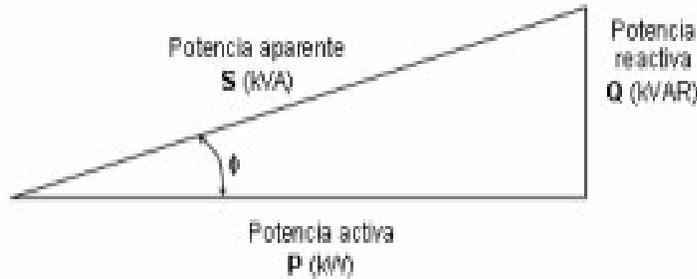
6.2.1 Potencia activa. Los diferentes dispositivos eléctricos convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. A la energía consumida por dichos dispositivos, que es capaz de producir trabajo útil, se le conoce como potencia activa y es similar a la energía consumida por una resistencia eléctrica; su símbolo es P y sus unidades son los Watts (W).

6.2.2 Potencia reactiva. Además de utilizar potencia activa para producir un trabajo, los motores, transformadores y demás equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético necesario para su funcionamiento. La potencia reactiva no produce por si misma ningún trabajo; se simboliza con la letra Q y sus unidades son los volts-ampers reactivos (VAR).

6.2.3 Potencia aparente. La potencia total o aparente es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva, o bien, el producto de la corriente y el voltaje; su símbolo es S y sus unidades se expresan en volts-ampers (VA).

6.2.4 Triángulo de potencias. La Figura 14. puede ser usada para ilustrar las diferentes formas de potencia eléctrica.

Figura 14. Triangulo de potencia electrica.



De la figura anterior se observa:

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

además:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} \quad \text{y} \quad \tan \phi = \frac{Q}{P}$$

6.2.5 Factor de potencia (FP). El factor de potencia ($\cos \phi$) es la relación entre la potencia activa (en kilowatts, kW), y la potencia aparente (en kilovolts-amperes, kVA) y describe la relación entre la potencia de trabajo o real y la potencia total consumida.

El FP está definido por la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \phi$$

El factor de potencia expresa en términos generales, el desfaseamiento o no de la corriente con relación al voltaje y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, el cual puede tomar valores entre 0 y 1.0 siendo la unidad (1.0) el valor máximo de FP y por tanto el mejor aprovechamiento de energía.

6.3 EL BAJO FACTOR DE POTENCIA

En caso de que el factor de potencia sea inferior a 1.0, implica que los equipos consuman energía reactiva y por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor y de la compañía suministradora en la medida que el factor de potencia disminuya; los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas, además, produce alteraciones en la regulación de la tensión, con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

6.3.1 Causas del bajo factor de potencia. Hemos visto, que las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia ya que en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje.

6.3.2 Consecuencias del bajo factor de potencia. Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias en la medida que este disminuye, además afecta a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión:

A. Incremento de las pérdidas por efecto Joule. La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule se manifestarán en:

- Calentamiento de cables.

- Calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución, y Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortos circuitos.

B. Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

C. Aumento de la caída de tensión. Resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida. Esta caída de voltaje afecta a:

- Los embobinados de los transformadores de distribución.
- Los cables de alimentación, y a los.
- Sistemas de protección y control.

D. Incremento de la potencia aparente. Con lo que se reduce la capacidad de carga instalada en KVA en los transformadores de distribución.

E. Incremento en la facturación eléctrica. Ya que un bajo factor de potencia implica pérdidas que afectan al productor y distribuidor de energía eléctrica, por lo que se penaliza al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

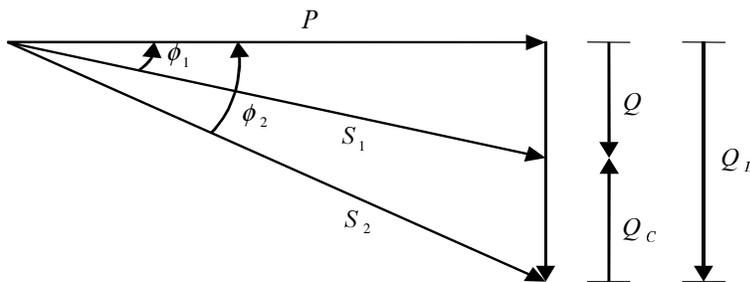
6.4 COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

6.4.1 Fundamentos. Las cargas inductivas que se encuentran en una industria, además de requerir potencia activa, demandan un suministro de potencia reactiva para su funcionamiento, lo cual, como vimos en capítulos anteriores, ocasiona un bajo factor de potencia.

Sin embargo, la demanda de potencia reactiva se puede reducir mediante la conexión de capacitores en paralelo con la carga de bajo factor de potencia. Dependiendo de la cantidad de reactivos que entregan los capacitores, se reduce parcial o totalmente la potencia reactiva tomada de la red eléctrica, en consecuencia aumenta el FP. A este proceso se le denomina *compensación del factor de potencia*.

Una cuestión importante, es determinar el valor de la potencia reactiva del capacitor que se necesita para la compensación del factor de potencia. Para explicar esto, analicemos la Figura 15.

Figura 15. Representación gráfica de la compensación del factor de potencia.



Donde;

Q_L : demanda de reactivos de un motor y S_2 la potencia aparente correspondiente.

Q_C : suministro de reactivos del capacitor de compensación.

La compensación de reactivos no afecta el consumo de potencia activa, por lo que P es constante. Como efecto del empleo de los capacitores, el valor del ángulo ϕ_2 se reduce a ϕ_1 , del mismo modo, la potencia aparente S_2 también disminuye, tomando el valor de S_1 .

Finalmente, al disminuir la demanda de reactivos, se incrementa el factor de potencia ($\text{Cos } \phi_1 > \text{Cos } \phi_2$).

6.4.2 Cálculo del tamaño del capacitor

- La potencia reactiva del capacitor es: $Q_C = Q_L - Q$
- Del triángulo de potencias, $Q = P \text{ Tan}(\phi)$
- Sustituyendo en la primer ecuación: $Q_C = P (\text{Tan}\phi_2 - \text{Tan}\phi_1)$

Por facilidad, el término $(\text{Tan}\phi_2 - \text{Tan}\phi_1)$ se sustituye por una constante "K" la cual puede presentarse en tablas para diferentes valores de factor de potencia, (ver Tabla 10).

Entonces,

$$Q_C = P \times K$$

Tabla 12. Factor o constante “K” que sustituye al término $(\tan\phi_2 - \tan\phi_1)$.

Factor de potencia inicial	Factor K														
	Factor de potencia deseado														
	0.86	0.87	0.88	0.89	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.66	0.545	0.572	0.599	0.626	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	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	0.485	0.512	0.539	0.566	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	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	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.398	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.370	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.343	0.370	0.396	0.424	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	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	0.766	0.909
0.75	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	0.739	0.882
0.76	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.235	0.262	0.289	0.316	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.209	0.236	0.263	0.290	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	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	0.157	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	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85	0.026	0.053	0.080	0.107	0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86	---	0.027	0.054	0.081	0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87	---	---	0.027	0.054	0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88	---	---	---	0.027	0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89	---	---	---	---	0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90	---	---	---	---	---	0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484
0.91	---	---	---	---	---	---	0.030	0.060	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92	---	---	---	---	---	---	---	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.284	0.426
0.93	---	---	---	---	---	---	---	---	0.032	0.067	0.104	0.145	0.192	0.253	0.395
0.94	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.95	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.037	0.078	0.126	0.186	0.329
0.96	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.048	0.108	0.251
0.98	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.061	0.203
0.99	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.142

A. Ejemplo. Determinar la potencia reactiva necesaria para elevar el factor de potencia actual de 0.83 a 0.96 si la potencia promedio es de 720 KW.

- *Localice el factor de potencia inicial 0.83*
- *Localice el factor de potencia deseado 0.96*
- *Localice el valor K donde confluyen el factor de potencia inicial y deseado*
- *K = 0.38*
- *Determine la potencia reactiva en kVAR*

Potencia reactiva (kVAR) = $P \times K$

Potencia reactiva = $720 \times 0.38 = \mathbf{273.85 \text{ kVAR}}$

Buscar en listas de capacitores comerciales, el número de capacitores con determinadas potencias para que en conjunto, puedan suministrar los 273.85 kVAR requeridos.

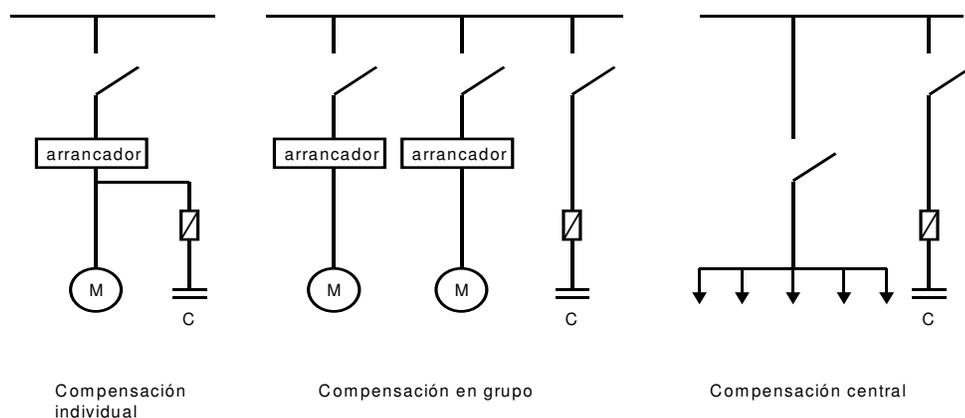
6.4.3 Métodos para compensar el FP. La finalidad de corregir el factor de potencia es reducir o aún eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para lograr esto, es necesario distribuir las unidades capacitivas, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

Existen varios métodos para corregir o mejorar el factor de potencia, entre los que destacan la instalación de capacitores eléctricos o bien, la aplicación de motores sincrónicos que finalmente actúan como capacitores.

Los capacitores eléctricos o bancos de capacitores, pueden ser instalados en varios puntos en la red de distribución en una planta, y pueden distinguirse cuatro tipos principales de instalación de capacitores para compensar la potencia reactiva (véase figura 16).

Cada una de las instalaciones mencionadas anteriormente corresponden a una aplicación específica, no obstante, es importante mencionar que antes de instalar capacitores eléctricos, se deben tomar en cuenta los siguientes factores: tipos de cargas eléctricas, variación y distribución de las mismas, factor de carga, disposición y longitud de los circuitos, tensión de las líneas de distribución, entre otros.

Figura 16. Tipos de instalaciones de capacitores para corregir el factor de potencia.



A. Compensación individual. La compensación individual se refiere a que cada consumidor de potencia inductiva se le asigna un capacitor que suministre potencia reactiva para su compensación. La compensación individual es empleada principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo inductivo es representativo.

B. Compensación individual en motores eléctricos. El método de compensación individual es el tipo de compensación más efectivo ya que el capacitor se instala en cada una de las cargas inductivas a corregir, de manera que la potencia reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el capacitor.

La compensación individual presenta las siguientes ventajas:

- Los capacitores son instalados cerca de la carga inductiva, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red.
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo.
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, por lo que no son necesarios controles complementarios.
- Los capacitores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando.
- Todas las líneas quedan descargadas de la potencia reactiva.

No obstante, este método presenta las siguientes desventajas:

- El costo de varios capacitores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente.
- Existe subutilización para aquellos capacitores que no son usados con frecuencia.

Es importante mencionar que para no incurrir en una sobre compensación de la potencia inductiva que provoque alteraciones en el voltaje que puedan dañar la instalación eléctrica, la potencia del banco de capacitores deberá limitarse al 90% de la potencia reactiva del motor en vacío.

6.4.4 Tamaño del capacitor. La potencia del capacitor a conectar directamente con el motor puede ser determinado de acuerdo a uno de los siguientes métodos:

- Multiplicar por 1/3 el valor del motor expresado en hp
- El 40% de la potencia del motor en kW

6.4.5 Compensación individual en transformadores de distribución. Otro método para corregir el factor de potencia es compensar la potencia reactiva en los transformadores de distribución. La potencia total del banco de capacitores se calcula para compensar la potencia reactiva absorbida por el transformador en vacío, que es del orden del 5 al 10% de la potencia nominal.

De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas, con el fin de evitar fenómenos de resonancia y sobretensión en vacío, la potencia total del banco de capacitores no debe exceder el 10% de la potencia nominal (en kVA) del transformador.

Existen tablas con valores recomendados para la compensación individual de la potencia inductiva en los transformadores de distribución, en donde a la potencia nominal de cada transformador se le ha asignado la correspondiente potencia del capacitor requerido, el cual deberá instalarse en el secundario del transformador, véase Tabla 13.

Tabla 13. Valores de capacitores para compensación individual en transformadores.

Potencia nominal del transformador	Potencia reactiva del capacitor en kVAr
100	4
160	6
250	15
400	25
630	40
1000	60

6.4.6 Compensación en grupo. Es aconsejable compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas, cuando éstas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva constante, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos.

La compensación en grupo presenta las siguientes ventajas:

- Se conforman grupos de cargas de diferente potencia pero con un tiempo de operación similar, para que la compensación se realice por medio de un banco de capacitores común con su propio interruptor.
- Los bancos de capacitores pueden ser instalados en el centro de control de motores.
- El banco de capacitores se utilizan únicamente cuando las cargas están en uso.
- Se reducen costos de inversión para la adquisición de bancos de capacitores.
- Es posible descargar de potencia reactiva las diferentes líneas de distribución de energía eléctrica.

La desventaja es que la sobrecarga de potencia reactiva no se reduce en las líneas de alimentación principal, es decir, que seguirá circulando energía reactiva entre el centro de control de motores y los motores.

6.4.7 Compensación central con banco automático. Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de capacitores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación.

La potencia total del banco de capacitores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

La compensación centralizada presenta las siguientes ventajas:

- Mejor utilización de la capacidad de los bancos de capacitores.
- Se tiene una mejora en la regulación del voltaje en sistema eléctrico.
- Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.
- Es de fácil supervisión.

La desventaja de corregir el factor de potencia mediante la compensación centralizada, es que las diversas líneas de distribución no son descargadas de la potencia reactiva, además, se requiere de un regulador automático el banco de capacitores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento.

6.4.8 Compensación combinada. La compensación mixta o combinada de potencia reactiva, se refiere a la combinación de dos o más métodos para corregir el factor de potencia, que fueron descritos en este capítulo.

6.5 VENTAJAS DE LA COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

La compensación del factor de potencia trae como consecuencia los siguientes beneficios energéticos y económicos:

- a) **Eliminación del cargo por factor de potencia.** Cabe recordar que la suministradora de energía penaliza a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia menor a 0.9.
- b) **Bonificación por parte de la compañía suministradora.** Cabe aclarar que la suministradora de energía bonifica a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia mayor a 0.9.
- c) **Reducción de pérdidas en los cables.** (I^2R) en watts (W), que pueden ser obtenidas con el siguiente factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\cos\phi_1}{\cos\phi_2} \right)^2 \right] \times 100 \quad [\%]$$

- d) **Disminución de la caída de tensión en cables**

$$\Delta V = I (R \cos \phi + \omega L \sin \phi)$$

Donde;

ΔV : Disminución en la caída de voltaje en volts (V)

L: Inductancia en Henry (Hy)

$W : 2 \pi f$

f : Frecuencia en Hertz (Hz)

- e) **Ahorro en consumo de energía al pasar de un**
FP inicial (Cos ϕ_1) a un valor final (Cos ϕ_2)

El cual se puede calcular al aplicar el siguiente procedimiento:

1. Determinar la corriente de fase

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} V \text{Cos } \phi_1}$$

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3} V \text{Cos } \phi_2}$$

Donde: I_1 : Corriente de fase en amper (A) con Factor de potencia sin corregir

I_2 : Corriente de fase en amper (A) con Factor de potencia corregido.

P : Carga eléctrica en Watts (W)

2. Conocer la resistencia eléctrica total en ohms de los cables de alimentación

$$R_T = r_{\text{Cable}} \times l_{\text{Cable}}$$

Donde; R_T : Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)

r_{Cabl} : Resistencia del cable en ohms (Ω / m)

l_{Cable} : Longitud del cable en metros (m)

3. Determinar las perdidas térmicas al pasar de un FP inicial (Cos ϕ_1) a un valor final (Cos ϕ_2)

$$P_1 = 3 R_T I_1^2$$

$$P_2 = 3 R_T I_2^2$$

Donde; P_1 : Carga eléctrica en Watts (W) con $\text{Cos } \phi_1$

P_2 : Carga eléctrica en Watts (W) con $\text{Cos } \phi_2$

R_T : Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)

4. Reducción en pérdidas térmicas (ΔP)

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad [\text{Watts}]$$

$$\Delta P = \left(\frac{P_1 - P_2}{P_1} \right) \quad [\%]$$

5. Determinar la diferencia de consumo anual de energía eléctrica (kWh/año)

$$\text{Diferencia consumo de energía} = \frac{(P_1 - P_2) \times (\text{horas / mes}) \times 12}{1,000}$$

f) Liberar potencia del transformador en kilovolts-ampers (kVA)

La carga total del transformador se mide en kVA:

$$kVA = \sqrt{kW^2 + kVAR^2}$$

Donde; kW : Potencia activa

$kVAR$: Potencia reactiva

La potencia liberada en el transformador mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresada por:

$$kVA = kW \left(\frac{1}{\text{Cos } \phi_1} - \frac{1}{\text{Cos } \phi_2} \right)$$

Donde; kW : Carga máxima de potencia activa

$\text{Cos } \phi_1$: Factor de potencia inicial

$\text{Cos } \phi_2$: Factor de potencia final o deseado

6.6 CALCULO DE LOS DIFERENTES BANCOS DE CAPACITORES POR SECCIÓN

6.6.1 EMPAQUE

- Tensión Línea = 440 (V)
- Regulación Máx = 3.9%
- Factor De Potencia Oscila Entre= 0.65 Y 0.81
- Factor De Potencia Deseado= 0.9
- Potencia Activa Máx=82 Kw.
- Potencia Reactiva Máx= 75 Kvar
- Potencia Reactiva Calculada: 39 Kvar
- Banco De Condensadores ($Q_{\text{máx}} - Q_{\text{cal}}$) = 36 Kvar
- Banco De Condensadores (Comercial) = 40 Kvar.
- Número De Pasos = 6
- Precio Banco De Condensadores (Siemens) = \$ 4'980.000
- Potencia Liberada Del Transformador Con Banco = 20.32 Kva.

Recomendaciones

- Para mejorar el factor de potencia en empaque se recomienda la instalación del banco de condensadores de 40 KVAR para llegar a un FP deseado de 0.9, este banco entraría a compensar los reactivos consumidos por los motores cuando no sea posible generar por planta hidráulica y/o para que la potencia reactiva que suministra la electrificadora sea menor.
- Este banco de condensadores deberá instalarse en el barraje de 440 V ubicado en la subestación A, el cual se recomienda que funcione constantemente en el modo automático.

- El factor de potencia mas bajo (0.57 a 0.65) ocurre cuando la carga es menor, en ese momento tiene un consumo de potencia activa entre 15 a 17 kW, cuando está en funcionamiento normal la sección de empaque consume de 82 a 65 kW y el factor de potencia varia entre 0.65 y 0.81.
- Esta sección es la menor carga en la planta, pero en todo momento su carga tiene problemas en su factor de potencia, pues este nunca llega a un FP de 0.9 permitido.

6.6.2 TRITURACIÓN

- Tensión Línea = 440 (V)
- Regulación Máx = 7%
- Factor De Potencia Oscila Entre= 0.66 Y 0.85
- Factor De Potencia Deseado= 0.9
- Potencia Activa Máx= 239 KW.
- Potencia Reactiva Máx= 145 KVAR.
- Potencia Reactiva Calculada: 109 KVAR
- Banco De Condensadores ($Q_{\text{máx}} - Q_{\text{cal}} = K_{\text{var}}$) =36 KVAR
- Banco De Condensadores (Comercial) = 40 KVAR.
- Número De Pasos = 6
- Precio Banco De Condensadores (Siemens) = \$ 4'980.000
- Potencia Liberada Del Transformador Con Banco = 18.5 KVA.
- Al mejorar el factor de potencia en la carga del transformador ahorra energía y dinero, debido a que libera potencia en el transformador en aproximadamente 18.5 KVA.

Recomendaciones

- Para mejorar el factor de potencia en trituración se recomienda la instalación del banco de condensadores de 40 KVAR para llegar a un FP deseado de 0.91, este banco entraría a compensar los reactivos consumidos por los motores cuando no sea posible generar por planta hidráulica y/o para que la potencia reactiva que suministra la electrificadora sea menor.
- Este banco de condensadores deberá instalarse en el barraje de 440 V ubicado en la subestación B, el cual se recomienda que funcione constantemente en el modo automático.
- El factor de potencia mas bajo (0.58 a 0.65) ocurre cuando la carga es menor, en ese momento tiene un consumo de potencia activa entre 25 a 29 kW, cuando esta en funcionamiento normal la sección de trituración consume de 239 a 150 kW y el factor de potencia varia entre 0.66 y 0.85.
- Al mejorar el factor de potencia en la carga del transformador ahorra energía y dinero, debido a que libera potencia en el transformador en aproximadamente 18.5 KVA.

MOLINOS

- Tensión Línea = 440 (V)
- Regulación Máx = 3.9%
- Factor De Potencia Oscila Entre= 0.77 Y 0.85
- Factor De Potencia Deseado= 0.91
- Potencia Activa Máx= 350 Kw
- Potencia Reactiva Máx= 214 KVAR
- Potencia Reactiva Calculada: 159 KVAR
- Banco De Condensadores ($Q_{\text{máx}} - Q_{\text{cal}} = \text{Kvar}$) = 55 KVAR.
- Banco De Condensadores (Comercial) = 60 KVAR.

- Número De Pasos = 6
- Precio Banco De Condensadores (Siemens) = \$5'450.000
- Potencia Liberada Del Transformador Con Banco = 25.81 KVA.

Recomendaciones

- Para mejorar el factor de potencia en molinos se recomienda aumentar en 60 KVAR al banco de condensadores existente de 210 KVAR ya que este no cumple con el mínimo FP 0.91 permitido, este banco entraría a compensar los reactivos consumidos por los motores cuando no sea posible generar por planta hidráulica y/o para que la potencia reactiva que suministra la electrificadora sea menor.
- Este banco de condensadores instalado en el barraje de 440 V ubicado en la subestación C, se recomienda ser revisado debido a que solamente esta compensando en un nivel mayor a 0.9 la fase B y además se recomienda funcione constantemente en el modo automático.
- El factor de potencia permanece en todo momento en la operación de molinos, oscilando entre 0.77 y 0.85.
- Esta sección es la de mayor carga en la planta, y a pesar de que hay un banco de condensadores de 210 KVAR, en todo momento su carga tiene problemas con el factor de potencia, pues este nunca llega a un FP: 0.9 permitido.
- De ahí que se recomienda una revisión detallada de cada uno de los elementos que constituyen el banco, ya que no esta cumpliendo su función.
- Al mejorar el factor de potencia en la carga del transformador ahorra energía y dinero, debido a que libera potencia en el transformador en aproximadamente 25.81 kVA.

7.0 RESISTENCIA, RESISTIVIDAD, AISLAMIENTO Y CONDUCTORES

7.1 LA TIERRA Y LA RESISTIVIDAD

El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo. Por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de 40-500 ohm-m por lo que una varilla enterrada 3 m tendrá una resistencia a tierra de 15 a 200 ohms respectivamente. En cambio, la resistividad de un terreno rocoso es de 5000 ohm-m o más alta, y tratar de conseguir una resistencia a tierra baja con una sola varilla es virtualmente imposible.

No tan sólo es importante el tipo de suelo, la resistividad de la tierra también varía con el contenido de humedad. Y, puede tenerse el caso de que en tiempo de secas, un terreno puede tener tal resistividad que no pueda ser empleado en el sistema de tierras. Por ello, el sistema debe ser diseñado tomando en cuenta la resistividad en el peor de los casos.

El terreno obviamente no es uniforme en sus capas. En los 3 m de longitud de una varilla típica, al menos se encuentran dos capas diferentes de suelos. La capa superior puede ser más conductora si existe suficiente humedad durante todo el año, pero también puede ser lo contrario.

7.2 MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad de la roca, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, planta generadora o transmisora en radiofrecuencia. Asimismo puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas.

En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión. En este punto es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es un requisito para obtener la resistencia de los electrodos a tierra, que es lo que está normalizado.

Para medir la resistividad del suelo se requiere de un telurómetro de tierras de cuatro terminales con sus cuatro puntas enterradas la misma distancia, y espaciadas la misma longitud en línea recta.

Figura 17. Telurómetro de cuatro terminales. Cortesía AVO International.



En 1915, el Dr. Frank Wenner del *U.S. Bureau of Standards* desarrolló la teoría de este método de prueba. El Doctor encontró que, si la distancia enterrada (B) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (A), la siguiente fórmula se puede aplicar:

$$\rho = 2 * \pi * A * R$$

Donde;

p: resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm-m

PI: 3.1415926

A: distancia entre electrodos en metros.

R: lectura del telurómetro en ohms.

Nota: se recomienda usar una relación de $A > 20B$ ó la ecuación completa:

$$\rho = 4 * \pi * A * R / [1 + (2*A / \text{SQR}(A^2 + 4*B^2)) - (2*A / \text{SQR}(4*A^2 + 4*B^2))]$$

Como ejemplo, si la distancia entre electrodos A es de 3 metros, B es 0.15 m y la lectura del instrumento es de 0.43 ohms, la resistividad del terreno a una profundidad de 3 metros, que es la longitud especificada en la NOM {250-81a}, es de 8.10 ohms-m

7.3 VALORES ACEPTABLES DE LA RESISTENCIA A TIERRA.

La norma IEEE establece que la resistencia de un solo electrodo "no debe ser mayor de 25 ohms. con acometidas en baja tensión. En las condiciones más desfavorables (época de estiaje)".

7.4 MEDICIONES DE LA RESISTENCIA DE ELECTRODOS A TIERRA

La medición de resistencia a tierra de electrodos es una técnica que requiere conocer aparte del método de medición, algunos factores que afectan los resultados de las mediciones, y que son:

1. El tipo de prueba.
2. El tipo de aparato empleado.
3. El lugar físico de las puntas de prueba.

7.4.1 Tipo de prueba. Existen dos tipos de pruebas fundamentalmente. Las demás son variaciones de éstas. Aunque muy parecidas, los resultados de las mediciones no son exactamente los mismos.

Los métodos son:

- a. Método de caída de potencial. Llamado también: Tres Puntos, 62%, etc.
- b. Método Directo. También conocido como: Dos Puntos.

Los métodos se explican en los puntos 7.6 y 7.7, respectivamente.

7.4.2 Tipo de aparato. No todos los aparatos de medición de resistencia a tierra trabajan de la misma manera. Existen diferencias muy marcadas en el tipo de corriente empleada.

A manera de ilustrar estas diferencias, los aparatos más utilizados en nuestro medio son el *Vibroground* y el *Megger* de tierras. Ambos emplean corriente alterna para la medición pero el primero a una frecuencia de 25 Hz, el último a 133 Hz. Y los voltajes en circuito abierto son respectivamente de 120 y 22 Volts.

Cuando se calibran estos instrumentos contra resistencias patrón, ambos dan la misma lectura. En campo, las lecturas pueden variar por la impedancia del terreno a esas distintas frecuencias.

En el mercado también existen aparatos de medición de tipo gancho, los cuales tienen dos mayores limitaciones, la primera es que dependen de que las conexiones del sistema de tierras estén bien hechas para obtener buenos resultados, porque cualquier resistencia en serie afecta la lectura y, la segunda es que en electrodos de mallas industriales donde por inducción electromagnética se pueden obtener más de 2 Amperes en los conductores de puesta a tierra, el aparato no puede ser usado. Por otra parte, este tipo de aparato es muy útil donde se toman lecturas con frecuencia a los sistemas de tierras frecuentemente, ya que puede ser empleado en lugares donde se requiere tomar lecturas con los equipos energizados permanentemente, o con electrodos inaccesibles.

7.4.3 Lugar físico. Las varillas electrodos de los instrumentos de medición pueden ser colocadas en todas direcciones como a una infinidad de distancias entre ellas. Aunque es el mismo punto de medida, las lecturas no son idénticas; a veces ni en terrenos vírgenes debido a la presencia de corrientes de agua o de capas de distinta resistividad.

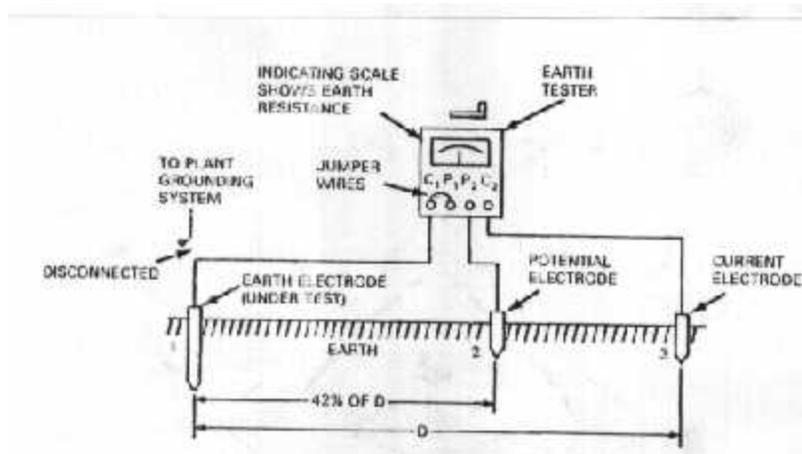
En los terrenos industriales es aún mayor la diferencia debido a la presencia de objetos metálicos enterrados como tuberías, varillas de construcción, rieles, canalizaciones eléctricas, etc.

7.5 MEDICION DE LA RESISTENCIA DE UN ELECTRODO POR EL METODO DE CAIDA DE POTENCIAL

La mayoría de los instrumentos empleados en la medición de resistencia a tierra, se basan en el método de caída de potencial. Y si es aplicado correctamente da los resultados más confiables.

El método se aplica para medir la resistencia de un electrodo (C1/P1) enterrado en (0), con respecto a la tierra circundante. Y, esto se realiza colocando puntas de prueba auxiliares (C2 y P2) a distancias predeterminadas del electrodo bajo prueba. La figura muestra el arreglo de las varillas.

Figura 18. Método caída de potencial.



Una corriente que se genera en el instrumento, se inyecta por C1/P1 y se hace regresar por el electrodo auxiliar de corriente (C2). Al pasar la corriente por la tierra, una caída de voltaje existirá entre C1/P1 y el electrodo auxiliar de potencial (P2). Dentro del aparato se calcula la resistencia por medio de la ley de ohm.

$$R=V/I$$

Donde;

R : resistencia a tierra

V : voltaje leído entre el electrodo C1/P1 y el P2.

I : corriente de prueba inyectada por el instrumento.

El método requiere que por lo menos exista un espaciamiento entre C1/P1 y C2 de 15 m, y que se grafiquen los valores de resistencia obtenidos contra la distancia de 0 a P2. En la práctica este espacio entre C1/P1 y C2 es lo más grande que sea posible.

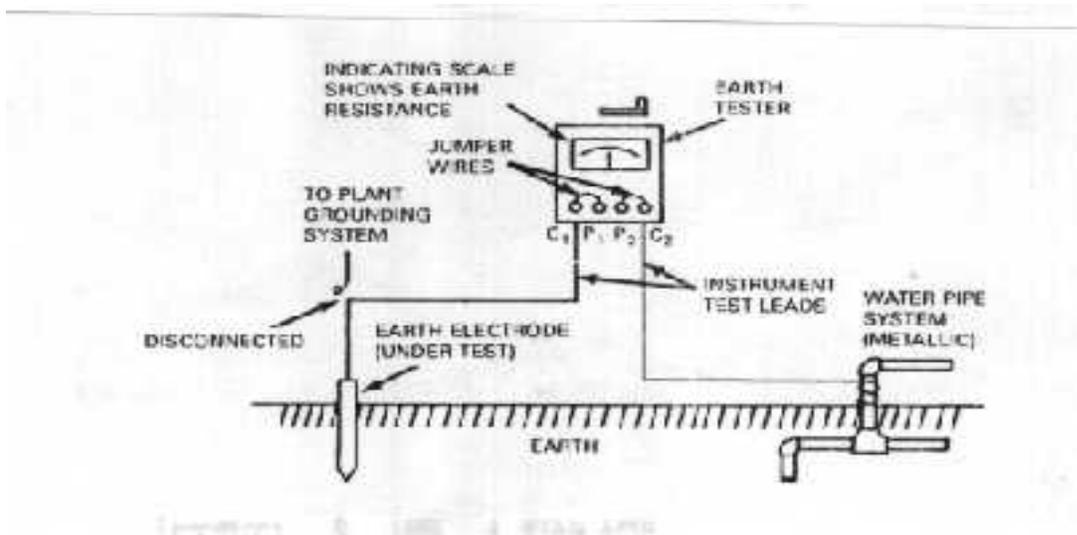
La gráfica mostrará un incremento gradual de la resistencia a tierra mientras P2 está en la zona cercana a 0. Cuando P2 sale de esa zona pero no ha entrado en la zona de C2, la gráfica mostrará una meseta en los valores. Este aplanamiento obtenido se ha demostrado teóricamente que se logra cuando P2 está localizado al 62% de la distancia entre 0 y C2. Esta es la razón por la que también se le llama a este método el "de 62%". Pruebas realizadas por el Sr. Michaels demuestran que la variación de las lecturas obtenidas al 50% y al 70% de la distancia es menor al 5%, que es la precisión de la mayoría de los instrumentos más comunes. De ahí que las lecturas que se toman al 60% pueden dar una medida promedio aceptable de la resistencia a tierra del electrodo incluyendo la resistencia del conductor de conexión al electrodo bajo prueba.

Sin embargo, este método tiene la limitante de que depende en gran medida de enterrar los electrodos en una zona alejada de objetos conductores como se mencionó párrafos arriba. Si la curva en la gráfica, no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

La solución puede ser una mayor distancia entre electrodos, pero, en algunos casos, la localización de los electrodos en línea recta es imposible por la falta de espacio u otros factores. Pero, en el artículo se demuestra que colocando el electrodo de prueba P en ángulos hasta de 90 grados da lecturas consistentes con las que se obtendrían en línea recta, aunque en la gráfica los valores de resistencia después de distancias mayores al 70% no suben con igual rapidez, debido a la lejanía del electrodo C2.

7.6 MEDICION DE UN ELECTRODO POR EL METODO DE LOS DOS PUNTOS

Figura 19. Método de los dos puntos.



Este método involucra únicamente el electrodo bajo prueba y un punto de referencia, presumiblemente en buen contacto con la tierra y, por ello con valor cercano de resistencia a tierra de cero ohms. De ahí que el valor obtenido es aproximadamente la resistencia a tierra del sistema pequeño más la resistencia de los cables de prueba.

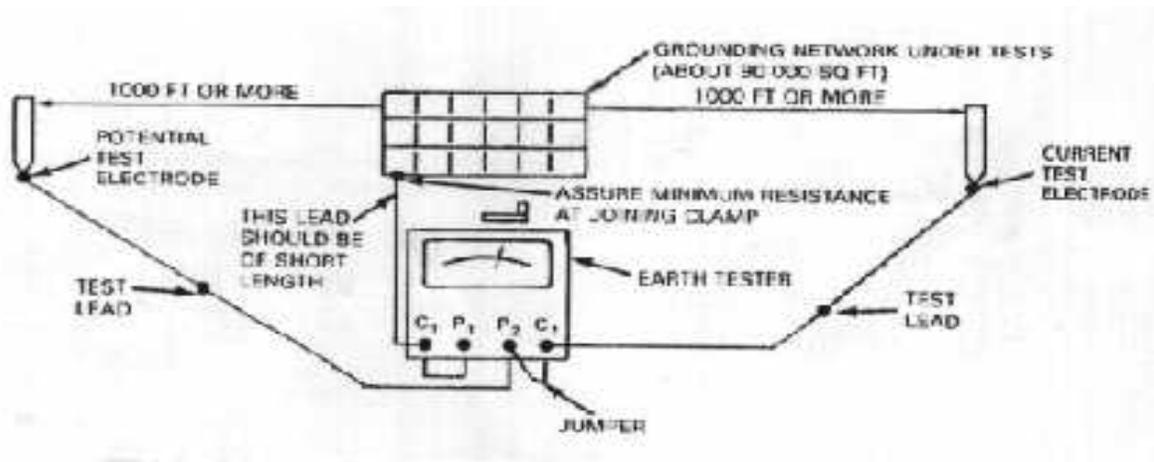
La limitación esta en la elección del punto de referencia puesto que en muchos casos las tuberías aparentemente metálicas en toda su extensión, tienen partes de PVC y, en otros casos, el electrodo está dentro de la zona de influencia de la referencia.

7.7 MEDICION DE LA RESISTENCIA DE LAS MALLAS A TIERRA

Por lo general, para medir mallas a tierra se emplea el método de caída de potencial mencionado arriba, con la salvedad que los electrodos deben ser colocados a mayor distancia. Una regla práctica es comenzar con una distancia del electrodo C al electrodo bajo prueba igual a la longitud de la diagonal mayor de la malla, o su equivalente en sistemas de área no rectangular.

En el caso de los grandes sistemas de electrodos o mallas a tierra esta regla requiere de cables muy largos para conectar las puntas de potencial y de corriente.

Figura 20. Variación del método de caída de potencial.



Existe la siguiente variación al método de caída de potencial para que con los cables de la longitud calculada por la regla mencionada arriba, sea posible medir la resistencia a tierra de la malla.

7.7.1 Método de la pendiente. Este método se emplea también cuando el suelo no es homogéneo.

Procedimiento:

1. Elija una varilla externa de la malla para conectar de ahí radialmente el aparato.
2. A una distancia C de por lo menos 2 veces la distancia diagonal de la malla, clave el electrodo de corriente.

3. A distancias 0.2C, 0.4C, 0.6C clave los electrodos de potencial.
4. Tome las lecturas de resistencia de cada electrodo de potencial. Respectivamente esos valores son R1, R2, R3.
5. Calcule el valor de

$$\mu = \frac{R3 - R2}{R2 - R1}$$

En donde m representa el cambio de pendiente en la gráfica de resistencia a tierra contra distancia. Importante: Si mes mayor a 1.6, la distancia C debe incrementarse.

6. Encuentre el valor de Dp/C con el valor de m .

- Para $0.4 < m < 0.89$

$$Dp/C = 0.7098 - 0.1626, \mu$$

- Para $0.9 < m < 1.19$

$$Dp/C = 0.7436 - 0.2030, \mu$$

- Para $1.2 < m < 1.59$

$$Dp/C = 0.9159 - 0.3490, \mu$$

7. Entierre un electrodo de prueba a la distancia (Dp/C) * C, medida desde la malla.
8. Tome el valor de resistencia usando el electrodo de potencial de prueba. Esa es la resistencia real.
9. Regrese al paso 2 y repita como comprobación el proceso para una distancia C más grande. Si el valor obtenido del paso 8 es menor apreciablemente, la distancia C debe incrementarse aún más.

7.8 MEDICIONES DEL POTENCIAL DE TOQUE

Se puede obtener una aproximación del posible potencial de toque que pueda presentarse debido a una falla en una subestación. Para ello se utiliza el mismo aparato utilizado en la medición de resistividad con cuatro puntos, con los cables C1 y P1 conectados a una parte metálica puesta a tierra, tal como la cerca de la subestación.

Coloque el electrodo C2 en tierra donde pudiera ocurrir una falla. En línea recta entre C1 y C2 y a un metro de la cerca coloque el electrodo P2 y mida la resistencia en el aparato. El valor obtenido marcará el potencial en volts por ampere de corriente de falla. Este valor debe ser multiplicado por la corriente de falla más grande anticipada para esa instalación. Por ejemplo, si el instrumento marcó 0,1 ohm en un sistema donde la falla esperada puede ser de 5000 Amperes, el potencial de toque máximo podría ser de $5000 \times 0,1 = 500 \text{ volts}$.

7.9 MEDICIONES DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TIERRAS

El mantenimiento de los sistemas de tierras debe ser rutinario y de naturaleza preventiva; El mantenimiento rutinario debe consistir en la medición de resistencia a tierra del sistema completo, y de resistividad del terreno, inspección de corrosión y apriete y limpieza de las conexiones que fueron dejadas intencionalmente con conectores atornillables. Estas mediciones deben ser hechas en diferentes épocas del año para evaluar el comportamiento con los cambios de humedad.

Cada vez que un equipo nuevo sea conectado o aun cambiado, el diseño de los sistemas de tierra debe ser reconsiderado. El cambio pudiera crear lazos de corriente, interferir con las trayectorias de disipación de energía de descargas atmosféricas o, proveer un camino a descargas externas.

7.10 SEGURIDAD EN LA MEDICION DE LAS TIERRAS

Existe un peligro potencial al medir la resistencia de tierras. Existe la posibilidad de que una falla en el sistema de potencia cause una gran corriente en los conductores del sistema de tierras al momento de tomar las lecturas.

Este riesgo debe ser evaluado por la persona responsable de las pruebas, tomando en cuenta la corriente de falla y de los potenciales de paso y de contacto posibles (Ver notas sobre Sistemas de Tierra en Subestaciones).

En las subestaciones conectadas al suministro eléctrico, el riesgo existe, por lo que se recomienda usar guantes de hule dieléctricos para manejar los cables y, el uso de un tapete aislante mientras los instrumentos son manejados.

7.11 FUNCIONALIDAD DE LAS PUESTAS DE TIERRA

La función de un buen sistema de tierras debe cumplir con los siguientes requisitos importantes:

- a) Proteger al equipo y personal, de potenciales peligrosos (contacto, de paso y transferencia), en todas las condiciones de operación,

- b) Suministrar un camino de tierra a las corrientes debidas a las descargas atmosféricas,
- c) Proveer una trayectoria de baja impedancia para el regreso de las corrientes de falla, para que los dispositivos de protección de sobrecorriente puedan actuar rápidamente y limpiar el circuito fallado,
- d) Proveer control de sobrevoltajes,
- e) Resistencia de la red, sea lo suficientemente baja para eliminar el ruido eléctrico, creado por sobrevoltajes transitorios, que puedan afectar el correcto funcionamiento de los componentes con base en microprocesadores.
- f) Proporcionar una referencia de potencial a tierra a todos los equipos y sistemas que lo requieran para conducir las corrientes de corto circuito que se presenten en cualquiera de éstos y descargar rápidamente las sobretensiones creadas por cualquier causa.
- g) Proporcionar una trayectoria de descarga de las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas y por maniobras de interruptores, en general todas aquellas que pongan en riesgo la seguridad del personal.

7.12 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LAS MALLAS DE TIERRA

Para cumplir con los requisitos anteriores, en el desarrollo del cálculo se debe tomar en cuenta los siguientes datos propios del sitio (Casa de Máquinas y Subestación), los cuales deben ser obtenidos y/o definidos por el proveedor:

- a) Resistividad del suelo, medición obtenida en la época de sequía,

- b) La corriente máxima de corto circuito (monofásica y trifásica); la de mayor valor, para el caso de la falla monofásica debe considerarse el sistema sólidamente aterrizado,
- c) Máxima elevación de tensión permisible para equipo de intercomunicación, en caso de que los haya,
- d) Resistividad del material del piso definitivo (en todas las áreas) de Casa de Máquinas, Subestación, áreas exteriores y edificios auxiliares,
- e) Tiempo de liberación de una falla dentro de la Central, (1s)
- f) Arreglo general del equipo de Casa de Máquinas y Subestación, áreas exteriores y edificios auxiliares,
- g) En general, el sistema de red de tierras debe cumplir con el siguiente criterio:
Los gradientes de potencial en la superficie deberán ser menores o iguales a la tensión de contacto y de paso en cualquier parte de la red, incluso 2 m fuera de la misma.
- h) El cable del sistema de tierras debe soportar la máxima corriente de falla trifásica que se presente en la central cuando se trate de una corriente de retorno por trayectoria metálica (formula Onderdok).
- i) Se deben emplear electrodos de tierra (varillas) de 3 m de longitud y 1,875 cm de diámetro.
- j) Todas las interconexiones de cables y entre cables y varillas deben ser soldadas, enterradas y embebidas en concreto.

- k) Todas las derivaciones se deben hacer mediante un proceso de soldadura exotérmica.
- l) Utilizar para la malla(s) y red(s) donde sea conveniente, los diferentes tipos de conexiones eléctricas fundidas para conductores de cobre suave desnudo del mismo o diferente calibre de conductores, siendo algunas de ellas:
- Paso,
 - En L,
 - En T,
 - En X,
 - De cable a estructura,
 - De cable a electrodo o varilla de tierra,
 - De cable a cerca,
 - Y las que se requieran (entre otras).

7.13 MEJORAMIENTO DEL TERRENO

Cuando un sistema eléctrico se expande, la que se creía era una baja resistencia a tierra, se hace mala. Asimismo, con el uso cada vez mayor de tuberías no metálicas y, la caída en el nivel de aguas freáticas en muchos lados, ha resultado en mayores resistencias a tierra que las de diseño.

Cuando la resistencia a tierra no es lo suficientemente baja, hay algunos métodos para bajarla.

Utilizar varillas más largas y, el uso de muchas varillas en paralelo, baja la resistencia a tierra, pero, cuando lo anterior ya no es posible, se tiene que mejorar el terreno mismo mediante productos químicos. Pero, tiene el inconveniente de ser una solución costosa y que bajo ciertas circunstancias se requiere de mantenimiento.

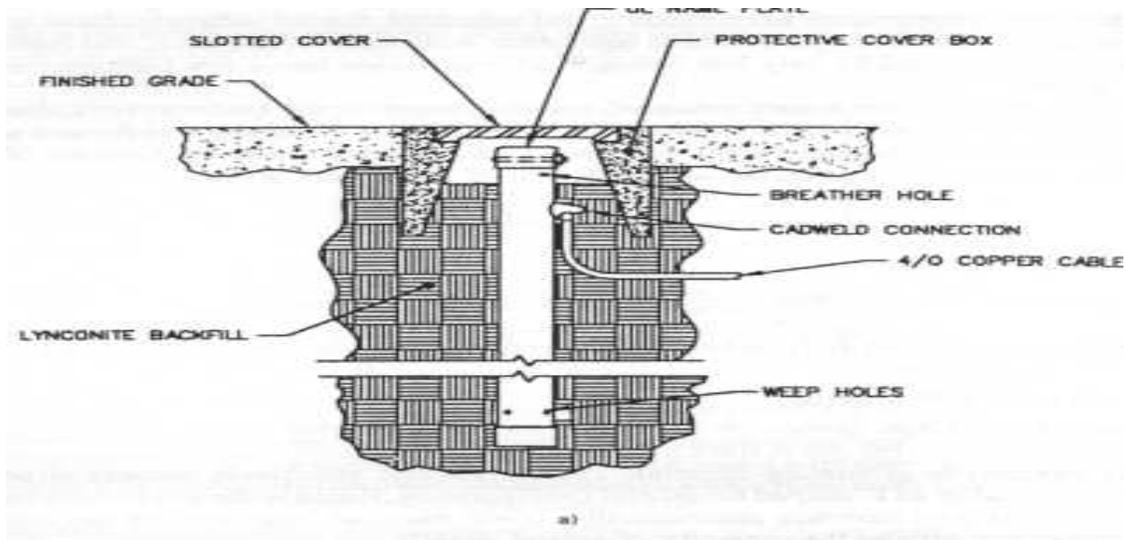
El problema de lograr una resistencia baja en la roca así como en otros suelos de alta resistividad, está asociada con el material en contacto con el electrodo y la compactación que éste recibe al rellenar el agujero.

El relleno ideal debe compactarse fácilmente, ser no corrosivo y a la vez buen conductor eléctrico. La bentonita entre otros compuestos como el sulfato de magnesio o de sulfato de cobre, o de compuestos químicos patentados.

La bentonita es una arcilla consistente en el mineral montmorillonita, un silicato de aluminio, y tiene la particularidad de absorber hasta cinco veces su peso de agua y de hincharse hasta 13 veces su volumen seco. Y tiene una resistividad de 2.5 ohm-m con humedad del 300%.

Aparte del relleno con alguno de los compuestos mencionados, existen otros métodos químicos más. En el primero, en un registro junto a la varilla se colocan unos 30 cm de los compuestos. Ver dibujo.

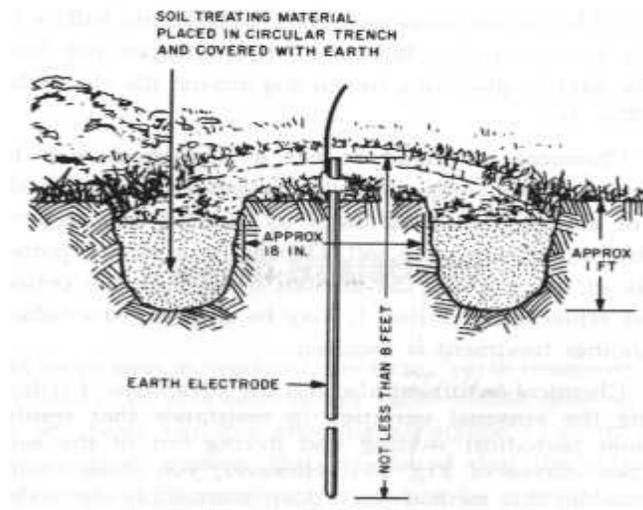
Figura 21. Compuestos y químicos del relleno del electrodo.



Este método es efectivo donde hay poco espacio como en banquetas o estacionamientos, pero es fácilmente demostrable que la resistencia a tierra obtenida, puede ser fácilmente obtenida de una manera más económica con electrodos múltiples.

El otro método es excavar una zanja alrededor de la varilla y llenarla con unos 20 o 40 kg de los compuestos químicos mencionados arriba, diluyendo con agua.

Figura 22. Método de la zanja con químicos con agua.



La primera carga dura unos 2 o 3 años y, las posteriores aún más, por lo que el mantenimiento es menos frecuente con el tiempo.

Por último, se puede utilizar uno de los cementos puzolánicos grafíticos conductores (EarthLink 101, etc.) de la siguiente manera: se cubre el cable del electrodo [4/0 AWG] colocado horizontalmente en una zanja de unos 75 cm de profundidad, con una capa de cemento seco de unos 5 cm de grueso y 50 cm de ancho. Con el tiempo, el cemento toma la humedad del suelo y endurece. Este método desarrollado en Japón en los 70s, tiene la ventaja que no requiere mantenimiento, es antirrobo, y por el tipo de material, no se corroen los cables con el tiempo. Y, se adapta perfectamente a los lugares donde la capa superficial es poco profunda y de alta resistividad.

El perforar y usar explosivos para hacer grietas en suelos rocosos, como se utiliza para cimentar las torres de líneas de transmisión, se ha utilizado en China para mejorar la resistividad de un terreno de alta resistividad, utilizando un material de baja resistividad para rellenar las grietas.

Como resultado del mejoramiento del terreno se observa en las mediciones que la variación estacional de la resistencia de un electrodo es mucho menor a la que pudiera obtenerse en un terreno natural no mejorado.

7.14 MEDIDAS DE RESISTENCIA Y RESISTIVIDAD REALIZADAS EN LAS MALLAS DE TIERRA EN LA PLANTA BUCARAMANGA CEMEX COLOMBIA

Las medidas de resistencia se hicieron con el método de caída de potencial descrito en el numeral 7.5.

Tabla 14. Resistencia de la puesta a tierra.

RESISTENCIA DE LAS PUESTAS A TIERRA			
Lugar	D(m)	P2(m)	R(Ω)
Planta	140	84	9
Tituración	140	84	7
Molinos	140	84	4.5

Tabla 15. Resistividad del terreno.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO EN LA PLANTA BUCARAMANGA				
AREA	Profundidad[cm]	Separacion[m]	Resistencia[Ω]	Resistividad[Ω /m]
Trituración	0.15	7	1	44.02
Trituración	0.16	5	2	62.94
Molinos	0.16	7	1	44.02
Molinos	0.16	5	1.5	47.21
Planta	0.16	7	0.7	30.82
Planta	0.16	5	1	31.47

7.15 CONSIDERACIONES

- Los valores obtenidos de resistencia en las diferentes puestas a tierra en la planta cumplen con los valores mínimos exigidos en la norma IEEE std 81:1983.
- Se debe tener en cuenta que las mediciones no se hicieron en tiempo de sequía lo cual provoca que la resistencia de la puesta a tierra disminuya.
- En las mediciones se utilizó un telurómetro Marca Megger.

7.16 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICE DE POLARIZACIÓN EN MAQUINAS ROTATORIAS

La resistencia de aislamiento en máquinas rotatorias es la razón entre la tensión continua aplicada entre bobinados y tierra y la corriente resultante.

Respecto al equipo de prueba, estos pueden ser accionados manualmente, a través de baterías propias o entregando tensiones continuas por medio de rectificadores conectados a la red alterna. El instrumento de medición más conveniente es aquel alimentado con baterías. La lectura de las mediciones usualmente es tomada después de un minuto de haberse iniciado estas y luego de diez minutos posteriores.

Los valores de resistencia de aislamiento medidos deben ser corregidos a los valores esperados en las bobinas a una temperatura de 40 °C. El valor de

resistencia debe ser corregido de acuerdo a la siguiente fórmula que aparece en la guía ANSI/IEEE Std.43 – 1974:

$$R_c = K_t \times R_t$$

Donde :

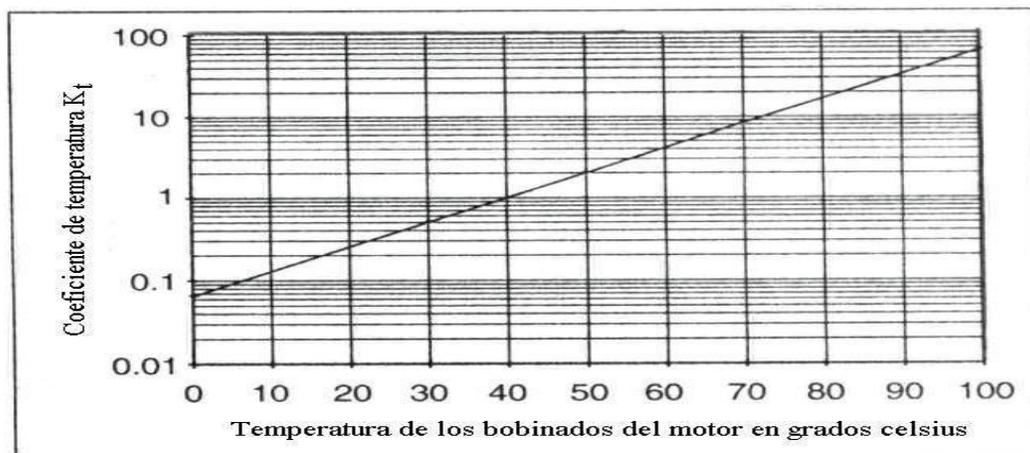
R_c : Resistencia de aislamiento (en Meghoms) corregida a 40 °C.

R_t : Resistencia de aislamiento (en Meghoms) medida a una temperatura t.

K_t : Coeficiente de temperatura asociada a la resistencia de aislamiento a temperatura t.

La temperatura de los bobinados puede ser medida con un termómetro o termocupla. Los valores aproximados de K_t se pueden obtener de la tabla 23.

Figura 23. Valores del coeficiente K_t en función de la temperatura en los bobinados de la máquina.



En lo que respecta a valores de resistencia de aislamiento, el valor mínimo recomendado para un minuto de medición según ANSI/IEEE Std. 43-1974 viene dado por la siguiente fórmula:

$$R_m = kV + 1$$

Donde ; R_m : Valor mínimo recomendado de resistencia de aislamiento en Megohms si las bobinas están a 40 °C.

Para motores modernos de bobinado formado el estándar IEEE 43 recomienda un valor mínimo de resistencia de aislamiento de 100 M Ω a 40 °C. En la tabla 16 se aprecian los valores de resistencia de aislamiento mínimos para 40 °C.

Tabla 16. Valores mínimos de resistencia de aislamiento para 40° C.

Resistencia de aislamiento(M Ω)	Tipo de máquina
R (1 min) = kV + 1	Para bobinados fabricados antes de 1970, todos los bobinados de campo y otros no descritos abajo
R (1 min) =100	Para armaduras DC y estatores AC construidos después de 1970
R (1 min) = 5	Para máquinas de bobinado aleatorio y formado y con tensiones menores a 1 kV.

En cuanto a las tensiones de prueba a aplicar por el instrumento de medición esto se aprecia en la tabla 17.

Tabla 17. Tensiones de prueba para la medición de resistencia de aislamiento en máquinas rotatorias.

Rango de tensiones del	Tensión de prueba (V)
< 1000	500
1000 - 2500	500 – 1000
2501 – 5000	1000 – 2500
5001 – 12000	2500 – 5000
> 12000	5000 - 10000

Como se sabe, el índice de polarización es la razón entre las mediciones de resistencia de aislamiento a los 10 minutos y al minuto. Para máquinas con bobinado formado en buenas condiciones y con tratamiento VPI el índice de polarización IP debe ser de 3 o más. Para motores de bobinado aleatorio el IP debe ser igual o superior a 2. Si el IP esta entre 1 y 2 se esta en una situación limite y si el índice de polarización es menor a 1 se tiene una aislación defectuosa.

7.16.1 Medición de aislamiento de los motores de CEMEX Colombia Planta Bucaramanga. En los motores de la planta se encontró que la resistencia de aislamiento era de de 100 M Ω o mayor, lo cual cumple con la norma IEEE 43.

7.17 AHORRO EN CONDUCTORES

Los conductores se utilizan en las instalaciones eléctricas tanto en redes aéreas como subterráneas, en baja tensión uno de los factores predominantes en la elección del conductor adecuado tiene que ver con la caída de tensión. Se sabe que entre mas pequeña sea la sección del conductor, mayor será la caída de tensión para una longitud determinada. Las pérdidas en los conductores son proporcionales al dimensionamiento del mismo, donde las grandes caídas de

tensión implican bajo rendimiento, además de aumentos de corriente y por lo tanto aumento de pérdidas y mayores recalentamientos. En la planta Bucaramanga de Cemex Colombia este inconveniente no se presenta debido a que los conductores fueron diseñados para una carga mayor a la actual, siendo holgado su calibre, por lo tanto las pérdidas en estos conductores son mínimas.

Nota: Se midió la cargabilidad del conductor de puesta a tierra de las diferentes secciones de la planta y se encontró que la corriente en este conductor era cero lo cual nos indica que no existen fugas de corriente por la malla de puesta a tierra.

8.0 TARIFACIÓN

8.1 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Durante el 2000 se presentaron importantes cambios regulatorios como la aparición del Código de Distribución, la competencia en la transmisión, garantías financieras y limitación del suministro, ingresaron nuevos agentes al mercado que en la actualidad ascienden a 32 Generadores y 52 Comercializadores activos, aumentaron significativamente el número de usuarios no regulados, se incrementaron las interconexiones internacionales, es decir, la dinámica del mercado evolucionó de manera satisfactoria.

El mercado competitivo se ha desarrollado en medio de una continua disminución en el ritmo de crecimiento de la demanda, de la cual no se espera una recuperación en el corto plazo, debido a los siguientes tres factores: la desaceleración económica, el aumento de la oferta de gas y los ahorros derivados del incremento de las tarifas. Cemex Colombia no ha sido la excepción en este fenómeno en la disminución de la demanda.

8.2 TARIFACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL

En el sector industrial se cobra un cargo por energía consumida y un cargo por potencia demandada en el periodo de facturación.

Para que el sistema garantice confiabilidad se deberá instalar una potencia instalada igual o superior a la punta (Demanda máxima), así esta no se use sino pocas horas al día.

El costo de energía activa lo fija la junta Nacional de tarifas y no es modificable, si el usuario permanece conectado a la red entonces, por reglamento de las empresas se seguirá pagando un valor mínimo, el cual es simplemente el producto de la carga contratada por un número de horas que determina cada empresa.

Las empresas permiten un consumo de energía reactiva sobre el cual no se cobra ningún valor y que es función del factor de potencia o del consumo de energía activa consumida en el mismo periodo, este periodo de penalización por energía reactiva esta actualmente se hace por hora.

El valor de la demanda máxima solo se registra durante el periodo registrado de la empresa que lo factura.

El mínimo costo de facturación en la energía ocurre cuando:

- El factor de energía activa sea mínimo.
- El factor de energía reactiva sea cero.
- El factor de demanda sea mínimo.

El factor de energía activa es mínimo, si el costo del kWh es mínimo, las pérdidas de energía son mínimas y la eficiencia es alta. El factor de energía reactiva es mínimo si el factor de potencia es mayor a o igual a 0.9. El factor de demanda es mínimo cuando la demanda máxima sea mínima o cero y cuando la tarifa de demanda sea mínima.

8.3 TARIFACIÓN EN CEMEX COLOMBIA PLANTA BUCARAMANGA

CEMEX Colombia Planta Bucaramanga se encuentra homologada actualmente (Junio de 2004) según la unidad de facturación y ventas de la empresa EMGESA S.A. ESP, contrato que tienen con la planta obteniendo las siguientes características:

- Cliente no regulado.
- Nivel de tensión III (Tensión entre 30 y 62 kV)
- Servicio Privado.

CEMEX Colombia Planta Bucaramanga asume un contrato con EMGESA S.A. ESP que estipula, que la empresa aplicara las tarifas para el periodo comprendido 24 de mayo de 2003 al 31 de diciembre de 2004 se liquidara el consumo de energía a un precio de energía no regulado (G+C) de 58,72 constantes de Noviembre de 2002.

Según el contrato se tiene que el valor del kWh se encuentra en un valor con cargos y demás de aprox. \$145 moneda corriente.

8.3.1 Cliente no regulado. Aquel que puede negociar libremente los precios y la cantidad de energía que consume con cualquier comercializadora del país. Definido en la Resolución de la CREG como las personas naturales o jurídicas con una demanda máxima igual o superior a 0.1 MW o 55MWh, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

- La existencia de libertad de compra y los incentivos de los grandes consumidores por reducir los precios de compra de electricidad.
- La existencia de departamentos especializados en compras de energía, con un buen nivel de información de precios, los cuales aprenden rápidamente a obtener ventajas de la competencia entre los proveedores de electricidad.
- La importancia otorgada por las compañías integradas generación y comercialización a la firma de contratos con grandes consumidores, que les representan importantes volúmenes vendidos con bajo riesgo de cartera.

A continuación se ilustra un cuadro en el que se presenta la desagregación de precios dada en el mes de abril de 2004 facturada por la empresa EMGESA S.A. ESP a CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.

Tabla 18. Desagregación precios tarifa energía CEMEX Colombia Planta Bucaramanga.

Periodo	Valor no regulado	valor uso STN	valor uso SDL	valor uso SDR	Restricciones	Valor otros
Hora	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	Conceptos
01:00	64,20	14,68	18,65	16,11	4,03	4,00
02:00	64,20	14,68	18,65	16,11	4,03	4,00
03:00	64,20	14,68	18,65	16,11	4,03	4,00
04:00	64,20	14,68	18,65	16,11	4,03	4,00
05:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
06:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
07:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
08:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
09:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
10:00	64,20	20,99	18,65	16,11	4,03	4,00
11:00	64,20	20,99	18,65	16,11	4,03	4,00
12:00	64,20	20,99	18,65	16,11	4,03	4,00
13:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
14:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
15:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
16:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
17:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
18:00	64,20	18,09	26,03	16,11	4,03	4,00
19:00	64,20	20,99	26,03	16,11	4,03	4,00
20:00	64,20	20,99	26,03	16,11	4,03	4,00
21:00	64,20	20,99	26,03	16,11	4,03	4,00
22:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
23:00	64,20	18,09	18,65	16,11	4,03	4,00
00:00	64,20	14,68	18,65	16,11	4,03	4,00
Sabados	0,00	0,00	0,00	0,00	4,03	0,83
Dom/fest	0,00	0,00	0,00	0,00	4,03	0,83

De esta tabla se puede decir:

- El horario DIURNO en el cual el precio del kWh es mas elevado se encuentra entre las 10:00 y 12:00 AM con un valor de \$/kWh 20.99 en el valor uso STN (Sistema de transmisión Nacional) Lo que equivale en 2.9 \$ por kWh de mas con respecto a los demás horarios.
- En el horario nocturno entre las 06:00 y 09:00 PM con un valor de \$/kWh 20.99 en el valor uso STN (Sistema de transmisión Nacional) y de \$/kWh 20.99 en el valor uso STN (Sistema de Distribución Local). Lo que equivale en 2.9+7.38 \$ por kWh de acrecentamiento con respecto a los demás horarios.

8.4 RECOMENDACIONES AHORRO POR TARIFACIÓN

- Desplazar actividades, es decir, traslado de cargas en horas pico a horas de baja carga donde el valor del kWh es menor.
- Maximizar el desempeño de la operación en la generación.
- Observar que el nivel de tensión real coincida con el contador.
- Revisar que el contador se encuentre bien conectado; la tarifa que se aplique, depende del nivel de tensión en que se conecten los equipos de medida y no del nivel de tensión que llegue al usuario.
- Cada vez que se vence un contrato con la empresa proveedora de energía, hacer un estudio técnico-económico de las ventajas y desventajas que me ofrece el mercado en cuanto a calidad del servicio y economía para la empresa.
- Tener en cuenta siempre el acta de liquidación de compensaciones por índices DES y FES, los cuales tienen un valor máximo, que al ser incumplido por la empresa proveedora entonces CEMEX como cliente

tiene derecho a pedir compensación según la CREG 070/98-025/99 Y 096/00.

- Mientras que se esté en temporada de lluvias o se encuentre un buen caudal para generación, hacer un estudio de que tan rentable es pagar un trabajador para que planta hidráulica trabaje las 24 horas y así autoabastecerse de energía en todo momento.

9.0 ANALISIS COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS EN LA PLANTA BUCARAMANGA CEMEX COLOMBIA

Para el análisis de la carga se utilizó un analizador AR4, equipo descrito en el numeral 1.6.

El analizador AR-4 se colocó en la planta hidráulica y en los grandes centros de consumo de la planta que son:

- Empaque.
- Trituración
- Molinos.

A continuación se dan algunas observaciones y recomendaciones en cada subestación tras el análisis de la carga.

Se tuvieron en cuenta algunos factores como son:

- Demanda máxima por subestación.
- Dimensionamiento del transformador según su demanda máxima.
- Regulación de tensión.
- Desbalance en parámetros eléctricos (potencias, tensiones y corrientes).
- Factor de potencia. Recomendaciones por subestación.
- Consumo según horario y recomendaciones.
- Picos máximos en variables eléctricas.
- Redistribución de la carga.

9.1 ANÁLISIS SUBESTACIÓN A (EMPAQUE).

- Según la característica de la carga obtenida del AR-4, se observa que la demanda máxima corresponde a 112 kVA, la cual equivale a la operación de una de las dos empacadoras. En el caso de requerir el funcionamiento de las dos empacadoras, la demanda aumenta hasta 143 kVA.
- Esto nos indica que en la subestación “A” la cual esta alimentada por un transformador de 900 kVA, se encuentra sobredimensionado, por esta razón se recomienda remplazarlo por uno con capacidad nominal de 150 kVA, el cual nos ofrece unas perdidas de vacío mucho menores, lo cual se obtiene una disminución en las perdidas de energía eléctrica.
- La regulación de tensión en empaque cumple los parámetros mínimos requeridos por la norma técnica colombiana NTC 2050, la cual establece un valor máximo de regulación de 5%; mientras que esta sección se obtuvo una regulación máxima del 4%.
- Tanto las tensiones como las corrientes de fase se encuentran balanceadas, lo cual nos indica que la distribución de las potencias en las tres fases se realiza de forma adecuada.
- De los datos obtenidos del AR-4 se observa que cuando se encuentra en funcionamiento la sección de empaque esta trabaja a un factor de potencia entre 0.57 y 0.8, debido a que este rango de factor de potencia corresponde a una potencia reactiva mayor al 50% de la potencia activa y en algunos casos mayor, se recomienda compensar esto efecto instalando un banco de capacitores trifásico a un nivel de tensión de 440 V y 40 kVAr.
- Los valores de factores de potencia pequeños aparecen cuando la carga de la sección es pequeña, y a medida que se requiere mas carga el factor de potencia aumenta aunque no llega a los valores suficientemente altos, debido a que el tipo de carga son en su totalidad de motores eléctricos los cuales poseen un alto efecto inductivo.

- El consumo promedio de energía en kWh, en un día de funcionamiento normal, se encuentra por el orden de 430 kWh/día, equivalente en un valor en pesos de \$62.350⁰⁰ diarios.
- El consumo promedio de energía reactiva, equivale a 441 kVArh, en un día normal de trabajo, observándose que su carga es muy reactiva y que a pesar de que su carga no es tan alta puede afectar de manera considerable en la penalización dada por la empresa proveedora de energía.

9.2 ANÁLISIS SUBESTACIÓN B (TRITURACIÓN)

- Según la característica de la carga obtenida del AR-4, se observa que la demanda máxima corresponde a 280 kVA, la cual equivale a la operación simultánea de trituración primaria y secundaria. Esto nos indica que en la subestación “B” la cual esta alimentada por un transformador de 700 kVA, se encuentra sobredimensionado, por esta razón se recomienda reemplazarlo por uno con capacidad nominal de 300 kVA, el cual nos ofrece unas pérdidas de vacío mucho menores, lo cual se obtiene una disminución en las pérdidas de energía eléctrica.
- La regulación de tensión en trituración no cumple los parámetros mínimos requeridos por la norma técnica colombiana NTC 2050, la cual establece un valor máximo de regulación de 5%; mientras que esta sección se obtuvo una regulación máxima del 6%. Se recomienda que la tensión de alimentación por el lado de alta del transformador sea lo mas cercano posible a la nominal del mismo por tal razón se debe disminuir el Tap del transformador de planta hidráulica en un 5%.
- La corriente de la fase A se encuentra muy desbalanceadas con respecto a las otras dos fases, lo cual puede ser producido por alguna carga monofásica grande.

- Del analizador de redes se observa que cuando se encuentran triturando esta trabaja a un factor de potencia entre 0.57 y 0.88, valores penalizados por la comercializadora de energía, recomendándose compensar este efecto instalando un banco de capacitores trifásico a un nivel de tensión de 440 V y 40 kVAr.
- El Club Diacemento consume alrededor de 9 a 10 kW entre semana, en un horario de 18:30 a 8:30, consume 138.11 kWh diarios los cuales equivalen a \$20.000^{°°} y en los fines de semana de sábado desde las 16:30 a las 8:30 del lunes, consume 337 kWh equivalentes a \$48.900^{°°}. Lo cual da un valor total mensual de \$ 595.915^{°°}. por tal razón se recomienda observar esta situación y tomar las medidas pertinentes.
- El consumo promedio de energía en kWh, en un día de funcionamiento normal, se encuentra por el orden de 1295 kWh/día, equivalente en un valor en pesos de \$188.000^{°°} diarios.
- El consumo promedio de energía reactiva, equivale a 1000 kVArh, en un día normal de trabajo.

9.3 ANÁLISIS SUBESTACIÓN C (MOLINOS).

- Según la característica de la carga obtenida del AR-4, se observa que la demanda máxima corresponde a 410 kVA, la cual equivale a la operación de molino 2 y demás motores. Esto nos indica que en la subestación “C” la cual esta alimentada por un transformador de 900 kVA, se encuentra sobredimensionado, por esta razón se recomienda remplazarlo por uno con capacidad nominal de 500 kVA, el cual nos ofrece unas perdidas de vacío mucho menores, lo cual se obtiene una disminución en las perdidas de energía eléctrica.
- La regulación de tensión en empaque cumple los parámetros mínimos requeridos por la norma técnica colombiana NTC 2050, la cual establece un

valor máximo de regulación de 5%; mientras que esta sección se obtuvo una regulación máxima del 3.9%.

- Las tensiones se encuentran balanceadas, pero una vez entrado en funcionamiento molinos las corrientes del transformador adquieren un desbalance en la fase A de alrededor de 15%, con respecto a las otras dos fases. Además cuando molinos 2 no se encuentra funcionando este desbalance disminuye en un 12%.
- De los datos obtenidos del AR-4 se observa que cuando se encuentra en funcionamiento la sección de molinos esta trabaja a un factor de potencia de 0.85, recordando que existe un banco de capacitores que se encarga de compensar la potencia reactiva inductiva de la carga, aunque este no compensa de manera suficiente la potencia reactiva inductiva para poder aumentar el factor de potencia en un rango entre 0.9 y 1, por tal razón se recomienda colocar un banco de condensadores de 60kVAR.
- La máxima potencia activa y reactiva entregada a la carga de molinos fue de 350 kW y 214 kVAr, presentados en el horario de las 11:00 de la noche.
- El factor de potencia mas pequeño que se observó fue de 0.58, entregando una potencia activa de 6 kW y una potencia reactiva de 11 kVAr en el horario de las 9:30 de la mañana; y en general cuando la carga era baja el factor de potencia se encontraba entre los valores más pequeños.
- El consumo promedio de energía en kWh, en un día de funcionamiento normal, se encuentra por el orden de 2800 kWh/día, equivalente en un valor en pesos de \$405.000^{oo} diarios.
- El consumo promedio de energía reactiva, equivale a 1600 kVArh, en un día normal de trabajo.
- Se observa que la sección de molinos la cual representa la carga mas alta de la planta se encuentra en funcionamiento en horarios nocturnos con el fin de aprovechar que el valor del kWh es mas bajo que en las horas de punta (10-12 y 19-21).

9.4 ANALISIS SUBESTACIÓN DE LLEGADA HIDRAULICA

- El nivel de tensión del barraje de planta hidráulica, no cumple la regulación mínima equivalente al 5%, por tal razón se recomienda disminuir el tap del transformador de 3 MVA en un 5%.
- Se observa que el factor de potencia es muy variable en esta sección, el cual se encuentra entre valores de 0.9 en adelanto hasta 0.9 en atraso.
- Cuando la planta se encuentra generando energía eléctrica el factor de potencia se mejora notablemente ya que los generadores se encargan de suministrar la energía reactiva necesaria para aumentar factor de potencia hasta un valor adecuado.
- Las corrientes de línea se encuentran balanceadas de forma adecuada, lo cual es beneficioso para así evitar sobrecalentamiento del transformador ya que las potencias se reparten equitativamente entre las tres fases.
- La potencia reactiva durante las jornadas de 19:00 a 00:00 de los días de semana y del domingo todo el día es superior a la potencia activa del sistema lo cual produce una penalización por parte de la comercializadora, se recomienda la conexión del banco de condensadores con capacidad de 210 kVAr en la subestación C el cual se encuentra fuera de servicio.
- Debido al cambio operativo que se presento en la planta en el cual la central hidráulica se encuentra en funcionamiento a todo instante esto ha ocasionado que el factor de potencia y por ende la potencia reactiva del sistema se encuentren por debajo de los valores mínimos permisibles para que penalice la empresa por reactivos.
- Cuando se presenta una carga alta se observa que la potencia reactiva es de tipo capacitiva, mientras que para cargas relativamente pequeñas esta potencia es de tipo inductivo.

CONCLUSIONES

En las secciones de producción de la planta, hacen falta equipos de medida para llevar un control adecuado de las variables eléctricas, por lo tanto es recomendable equipos para supervisar y controlar los cambios y anomalías que puedan presentarse en los distintos procesos productivos de la planta.

Se observó que esta planta posee grandes posibilidades de ahorro de energía debido a que sus instalaciones y equipos eléctricos son demasiado antiguos y de eficiencias muy bajas.

En lo referente a los transformadores, se encontró que estos se encuentran trabajando muy por debajo de su capacidad nominal, ya que antiguamente se poseían otros centros de carga que han venido siendo retirados debido a la cancelación de procesos que no se realizan en la actualidad en la planta.

Los motores que son utilizados en los procesos de elaboración de cemento, son motores muy antiguos, los cuales presentan grandes pérdidas de energía las cuales pueden ser mejoradas con el reemplazo de estos motores por los de alta eficiencia que se construyen en la actualidad.

Cuando ocurran daños de consideración en un motor, evaluar técnica y económicamente la posibilidad de reemplazarlo y si lo decide, utilice motores de alta eficiencia.

Los problemas de potencia reactiva que posee la planta, son compensados por la planta hidráulica, pero teniendo en cuenta que la generación en temporada de verano no tiene la capacidad para suplir esta potencia reactiva requerida por la carga se recomienda la instalación de bancos de condensadores que compensen los efectos reactivos de la demanda.

La política de la planta en el aspecto de iluminación era la de desconectar la mayor cantidad de lámparas posibles, con el presente proyecto se pretende dar algunas recomendaciones como cambios de lámparas por algunas de mayor eficiencia, limpieza de difusores en las luminarias, eliminación de balastos ociosos, disminución en la altura de las lámparas sobre el plano de trabajo; con el propósito de cumplir con los niveles mínimos requeridos y además reducir las pérdidas de energía eléctrica.

Un aspecto importante en el Uso Racional de la Energía es la de concientizar el personal que labora en la planta, por tal razón se realizó una charla de capacitación al personal, para informar de las acciones que podemos realizar para ahorrar energía y tomar conciencia de los beneficios que obtenemos al utilizar la energía de forma eficiente.

Las mallas de tierra en las distintas secciones se encuentran dentro de los rangos de resistencia de puesta a tierra permitidos por las normas, lo cual nos garantiza seguridad para las personas y para los equipos del sistema eléctrico.

En el caso del reemplazo de motores y transformadores, es importante realizar un estudio de coordinación de protecciones de todo el sistema de la planta, ya que en la actualidad no se posee certeza del buen funcionamiento de las protecciones.

Para ver reflejado el ahorro de energía eléctrica en la planta, es importante implementar de manera adecuada, las recomendaciones propuestas en el presente proyecto, empezando por la compensación del factor de potencia, cambio de transformadores y motores que presenten un tiempo de recuperación de la inversión mas corto y cambio de lámparas por las recomendadas.

En la realización de los planos se propone dejar la distribución de carga de la propuesta numero #3 descrita en el capítulo de transformadores, debido a representa una inversión menor y buena rentabilidad, con respecto a las otras dos propuestas.

Las gráficas obtenidas por el analizador de redes presentadas en el ANEXO 5, corresponden al día en el cual nos presenta una mayor información de las variables eléctricas, ya que en cada sección de la planta se coloco el AR4 de 5 a 7 días incluyendo sábados y domingos.

BIBLIOGRAFIA

ISA. Manual de ahorro de energía en la industria, Bogota: s.p.i.

GELVEZ F., Julio Augusto. Ahorro de Energía. Universidad industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

MEZA, julio y VEGA, Raúl. Uso racional de la energía eléctrica en el sector metalmecánico. Bucaramanga, 1993. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ing. Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones.

SIEMENS. Productos Eléctricos Industriales; Lista de Precios.

SILVANA, Catalogo de Iluminación Sylvania 2004.

PHILLIPS, Catalogo de Iluminación Phillips 2004.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. NTC 819 (2° revisión 1979, 3° Revisión 1987, 4° revisión 1995).

CHAPMANN. Maquinas eléctricas. 2° edición.

IEEE std 81:1983.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano.

ISA. Glosario, Bogota: s.p.i.

ANEXO 1

ILUMINACION

Anexo 1a. Iluminación De La Planta Bucaramanga De Cemex Colombia (Inventario de lámparas).

ILUMINACION DE LA PLANTA BUCARAMANGA DE CEMEX COLOMBIA								
11	TIPO LUMINARIA							
SECCIÓN	INCAN 150W	FLUOR 39W	FLUOR 79W	Hg 400W	Hg 250W	Hg 125W	Halog 250W	Mixtas 150W
EMPAQUE	3	18	8					
PLANTA		3		2	5	1	1	
MOLINO				5	22		1	2
RASTRILLO					9	5		
TALLER				5		2		
VÍA EMPAQUE					3			
TRITURACIÓN	4	8			5	10		
CASINO	8							
PASTA				2				
LABORATORIOS	4	43						
OFICINAS								
TOTAL	19	72	8	14	44	18	2	2
CONS KW/H DIA	31,35	30,888	6,952	61,6	121	24,75	5,5	3,3
TOT KW/H DÍA	279,84		\$ Kw/h					
\$ TOTAL DIA	\$ 40.576,80		145					

Anexo 1b. Niveles de iluminación Planta Bucaramanga Cemex Colombia

NIVELES DE ILUMINACION PLANTA BUCARAMANGA CEMEX COLOMBIA							
NIVELES DE ILUMINACIÓN MEDIDO						NIVEL NORMAS	
AREA	PUNTO	NIVEL NATURAL		NIVEL ARTIFICIAL		NORMA 2400 LUX	NORMA IEC
		Candelas	Luxes	Candelas	Luxes		
Bascula	Pesaje	210	2239	3	26	150-250	300
Laboratorio	mesa de juntas	22	253	17	195	300-500	200
	Escritorios Héctor J	25	272	20	180	300-500	200
	María C	20,7	232	18	173	300-500	200
	Jhon Q.	15,7	176	14	166	300-500	200
	Marcos Q	20,5	217	16	150	300-500	200
	Baños	27,5	304	26	295	300-500	100
	Mesón de pesado	19	209	18	193	300-500	200
	Cuarto adyacente	20	235	16	177	300-500	200
	Horno	26	290	24,5	278	300-500	300
pruebas Maria C.	28	275	26	271	300-500	500	
Hidráulica	Generador 1	7	75	5	60	300-500	200
	Generador 2	11	112	9	98	300-500	200
	Generador 3	5,8	60	4,5	52	300-500	200
	Cuarto PT's y CT's	12,2	137	9	100	300-500	300
	Baño	30	312	28	300	300-500	100
Oficinas	Oficina Jaime	25	270	24	261	300-500	200
	Recursos Humanos	31	330	28	301	300-500	200
	Seguridad	35	380	33	345	300-500	200
	Baños	66	750	61	700	300-500	100
	Oficina Gerencia	33	390	29	365	300-500	200
	Comercial y Ventas.	28	320	25	297	300-500	200
Informatica	38	390	34	356	300-500	200	
Taller	Cuarto motores	44	472	14	150	150-250	200
	Lavadero carros	190	2000	10	94	150-250	200
	Vestier 2do piso	40	450	37	435	300-500	200
	Taller entrada	35	400	14	145	150-250	150
	Taller mitad	47	467	16	167	150-250	150
	Taller fondo	42	430	15	154	150-250	150
	Vestier 1er piso	7,5	83	7	77	300-500	200
Molienda	Molino 1	9	100	3,5	41	150-250	300
	Molino 2	12	135	5	61	150-250	300
	CCM molinos	21	220	21	220	300-500	300
	TRf Molino 1	70,5	820	1,2	15	150-250	200
	Pasillo principal	12,7	147	8	90	300-500	200
	Cuarto de control	32,5	355	20	225	300-500	300
	Celda Alumbrado	1,2	15	2,5	30	300-500	150
	Molino Tercer piso	25	267	1,3	17	150-250	200
Empaque	Empaque 1	17	185	16	173	300-500	300
	Empaque 2	23	245	18,6	195	300-500	300
	Compresor Empaque	17	190	0,8	9	300-500	200
	Salón carga	35	377	6,5	78	300-500	300
	Empaque 2do piso	15	180	12	124	300-500	200
	Empaque 3cer piso	27	285	1,63	17,4	300-500	200
Trituración	Plataforma de trabajo	165	1740	3,3	36,6	300-500	300
	Arriba banda 1	56	509	7	78	300-500	150
	trituration 1	156	2400	3	29,8	300-500	200
	Trituración 2	350	3700	26,5	270	300-500	200
	CCm	16,9	200	14	160	300-500	300

Anexo 1c. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Lampara	Incandescente 150W
Lumenes iniciales	1560
Vida nominal	1000.0 hrs
CRI	95
Vida nominal	0 hrs
Factor de balastro	---

Recomendaciones:	
1	Fl. T8 Arranque rápido bal. electrónico premium 2x32 W
2	Fl. T8 Arranque rápido bal. electrónico estándar 2x32 W

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	150.0 Watts
Vida del sistema:	0.4 Años
Consumo por vida:	150 kWh-v
Costo por operación:	21,750 \$/kWh-v

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.

	Potencia(W)	Consumo(kWh-vida)	Costo operativo(\$-vida)	Ahorros			Vida(años)	Dif. en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh-vida)	%				
Caso base	100	150	21,750	---	---	---	0,4	---	1560	---
Caso 1	59	1.416	205.320	142.680	984	41%	8,5	166,70%	3050	7%
Caso 2	62	1.488	215.760	132.240	912	38%	8,5	166,70%	3050	7%

Anexo 1d. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Fluorescente	Tubo T12 39W
Lumenes iniciales	2850
Vida nominal	9000.0 hrs
CRI	62
Balastro	Electromagnético Convencional
Vida nominal	20000 hrs
Factor de balastro	0.73-0.88

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	100.0 Watts
Vida del sistema:	3.2 Años
Consumo por vida:	900 kWh-v
Costo por operación:	130,500 \$/kWh-v

Recomendaciones:	
1	Fl. T8 Arranque rápido bal. electrónico premium 2x32 W
2	Fl. T8 Arranque rápido bal. electrónico estándar 2x32 W
3	Fl.T8 Arranque rápido bal. ahorrador 2x32 W

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia(W)	Consumo(kWh-vida)	Costo operativo(\$-vida)	Ahorros			Vida(años)	Dif. en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh-vida)	%				
Caso base	100	900	130.500	---	---	---	3,2	---	2850	---
		2.400	348.000							
Caso 1	59	1.416	205.320	142.680	984	41%	8,5	166,70%	3050	7%
Caso 2	62	1.488	215.760	132.240	912	38%	8,5	166,70%	3050	7%
Caso 3	72	1.728	250.560	97.440	672	28%	8,5	166,70%	3050	7%

Anexo 1e. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Fluorescente	Tubo T12 75W
Lumenes iniciales	6200
Vida nominal	12000.0 hrs
CRI	62
Balastro	Electromagnético Convencional
Vida nominal	20000 hrs
Factor de balastro	0.73-0.88

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	180.0 Watts
Vida del sistema:	4.3 Años
Consumo por vida:	2,160 kWh-v
Costo por operación:	313,200 \$/kWh-v

Recomendaciones:	
1	Fl. T8 Arranque instantaneo bal. electrónico premium 2x59 W
2	Fl. T8 Arranque instantáneo bal. electrónico estándar 2x59 W
3	Fl. T8 Arranque instantaneo bal. ahorrador 2x59 W

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia (W)	Consumo(kWh-vida)	Costo operativo (\$-vida)	Ahorros			Vida (años)	Diferencia en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh-vida)	%				
Caso base	180	2.160	313.200	----	----	----	4,3	----	6200	----
Caso 1	105	1.575	228.375	163.125	1.125	41,70%	5,3	25%	6000	-3,20%
Caso 2	111	1.665	241.425	150.075	1.035	38,30%	5,3	25%	6000	-3,20%
Caso 3	120	1.800	261.000	130.500	900	33,30%	5,3	25%	6000	-3,20%

Anexo 1f. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Lampara	Vapor de mercurio 125W
Lumenes iniciales	6300
Vida nominal	24000.0 hrs
CRI	55
Balastro	Autorregulado
Vida nominal	50000 hrs
Factor de balastro	N.D.

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	150.0 Watts
Vida del sistema:	8.5 Años
Consumo por vida:	3,600 kWh-v
Costo por operación:	522,000 \$/kWh-v

Recomendaciones:	
1	Sodio alta presión bal. reactor serie 70 W
2	V. de adit. met. vert. y bal autorreg. 100 W

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia(W)	Consumo(kWh-vida)	Costo operativo(\$-vida)	Ahorros			Vida(años)	Dif. en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh-vida)	%				
Caso base	150	3.600	522.000	---	---	---	8,5	---	6300	---
Caso 1	94	2.256	327.120	194.880	1.344	37,30%	8,5	0%	6300	0%
Caso 2	130	1.950	282.750	239.250	1.650	45,80%	5,3	0%	8500	34,90%

Anexo 1g. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Lampara	Vapor de mercurio 250W
Lumenes iniciales	13000
Vida nominal	24000.0 hrs
CRI	55
Balastro	Autorregulado
Vida nominal	50000 hrs
Factor de balastro	N.D.

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	290.0 Watts
Vida del sistema:	8.5 Años
Consumo por vida:	6,960 kWh-v
Costo por operación:	1,009,200 \$/kWh-v

Recomendaciones:	
1	Sodio alta presión bal. autotr. pot. cte. bajas perd. 150 W
2	V. de adit. met. vert. y bal autorreg. 150 W

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia(W)	Consumo(kWh- vida)	Costo operativo(\$- vida)	Ahorros			Vida(años)	Dif. en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh- vida)	%				
Caso base	290	6.960	1.009.200	----	----	----	8,5	----	13000	----
Caso 1	175	4.200	609.000	400.200	2.760	39,70%	8,5	0%	16000	23,10%
Caso 2	190	2.850	413.250	595.950	4.110	59,10%	5,3	0%	13000	0%

Anexo 1h. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Lampara	Vapor de mercurio 400W
Lumenes iniciales	23000
Vida nominal	24000.0 hrs
CRI	55
Balastro	Autorregulado
Vida nominal	50000 hrs
Factor de balastro	N.D.

DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	455.0 Watts
Vida del sistema:	8.5 Años
Consumo por vida:	10,920 kWh-v
Costo por operación:	1,583,400 \$/kWh-v

Recomendaciones:	
1	Sodio alta presión bal. reactor serie 250 W
2	V. de adit. met. vert. y bal autorreg. 250 W

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia(W)	Consumo(kWh- vida)	Costo operativo(\$- vida)	Ahorros			Vida(años)	Dif. en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh- vida)	%				
Caso base	455	10.920	1.583.400	----	----	----	8,5	----	23000	----
		10.920	1.583.400							
Caso 1	280	6.720	974.400	609.000	4.200	38,50%	8,5	0%	27500	19,60%
Caso 2	290	2.900	420.500	1.162.900	8.020	73,40%	3,6	0%	22000	-4,30%

Anexo 1i. Tipos de lámpara existentes en la planta y recomendaciones.

Características Técnicas	
Lampara	Sodio alta presión 250W
Lumenes iniciales	27500
Vida nominal	24000.0 hrs
CRI	21
Balastro	Alta reactancia
Vida nominal	50000 hrs
Factor de balastro	N.D.
DATOS DEL SISTEMA (127V)	
Potencia del sistema:	286.0 Watts
Vida del sistema:	8.5 Años
Consumo por vida:	6,864 kWh-v
Costo por operación:	995,280 \$/kWh-v

Cuadro comparativo de las opciones recomendadas contra el caso base.										
	Potencia (W)	Consumo(k Wh-vida)	Costo operativo (\$-vida)	Ahorros			Vida (años)	Diferencia en vida	Lumenes iniciales	Diferencia en lumenes
				(\$-vida)	(kWh- vida)	%				
Caso base	286	6.864	995.280	----	----	----	8,5	----	27500	----

ANEXO 2

TRANSFORMADORES

Anexo 2a. Perdidas en Transformadores trifásicos.

POTENCIA NOMINAL		1979 2a Rev	1987 3a Rev	1995 4, Rev
kVA	Pn	Pt(W)	Pt(W)	Pt(W)
15	12	490	455	390
30	24	810	755	650
45	36	1155	1070	890
75	60	1680	1580	1355
112,5	90	2390	2200	1905
150	120	3000	2825	2410
225	180	4160	4060	3505
300	240	5320	5140	4440
400	320	6769	6550	5660
50	400	8150	7850	6870
630	504	10000	9740	8425
800	640	12400	12000	9830
100	800	15150	14700	10420
1250	1000	18250	17600	12880
1600	1280	23200	22500	15590
2000	1600	28100	27350	18220

La norma NTC 380 Establece: +10% sobre Pt, y 15% sobre Po y Pcu

Tabla # Perdidas en transformadores trifásicos 2a Rev

POTENCIA NOMINAL	Po	Pt
kVA	(W)	(W)
15	110	490
30	180	810
45	245	1155
75	350	1680
112,5	490	2390
150	610	3000
225	810	4160
300	1020	5320
400	1240	6769
500	1450	8150
630	1700	10000
800	2000	12400
1000	2350	15150
1250	2750	18250
1600	3200	23200
2000	3600	28100

Donde: Po: Pérdidas sin carga o Pérdidas en vacío
Pt: Perdidas totales a 75 grados centigrados.

Anexo 2b. Transformadores Planta de Bucaramanga.

TRANSFORMADORES PLANTA BUCARAMANGA

UBICACIÓN	CARACTERISTICAS								
	MARCA	Capacidad	Vp	Vs	Ip[A]	Is	Po	Io	Pcu
Planta Hidráulica	A.E.G.	3 MVA	34.5 Kv	6.6 Kv	50	262 A	6300	0,90	34600
Subestación "A" (Principal)	ASEA	900 KVA	6.6 Kv	415 V	78	1252 A	2030	1,72	12200
Subestación "B" (Trituración)	ASEA	700 KVA	6.6 Kv	415 V	61,3	975 A	1600	1,35	9350
Subestación "C" (Molienda)	ASEA	900 KVA	6.6 Kv	400 V	78,7	1300 A	1980	1,73	12700

ANEXO 3

MOTORES

Anexo 3a. Pruebas de vacío y cortocircuito de motores mayores a 10 kw.

Motor	PN(Kw)	P Tra(Kw)	%Trab	In(A)	Prueba de Vacío						Prueba de Corto						Vacío				Cortocircuito					
					ct	pt	w1	V(V)	I(A)	Pot(Kw)	ct	pt	w1	V(V)	I(A)	Pcct(Kw)	R1(Ω)	Zsc(Ω)	Psc(Kw)	Prot(Kw)	Zlr(Ω)	θ(grad)	Rlr(Ω)	R2(Ω)	Xlr(Ω)	η%
Empaque 1	22,4	18,7	83,3%	37	10	4	1,1	430	13	4,4	4	4	1,7	84	20	2,72	0,001	19,10	0,507	3,893	2,42	70,60	0,8055	0,8045	2,2872	85%
Empaque 2	25,7	21,5	83,5%	49	10	4	1,4	440	19	5,6	4	4	1,6	92	20	2,56	0,001	13,37	1,083	4,517	2,66	60,00	1,3279	1,3269	2,3000	83%
Compresor	18,4	15,4	83,8%	42	10	4	1,3	440	15	5,2	4	4	1,4	87	20	2,24	0,001	16,94	0,675	4,525	2,51	52,00	1,5462	1,5452	1,9791	88%
Elevador	18,0	9,6	53,4%	17	10	4	1,2	440	15	5,1	4	4	1,4	56	20	2,22	0,001	16,80	0,587	4,32	2,50	50,00	1,5200	1,5180	1,9500	88%
Ventilador	52,2	18,1	34,6%	85	10	4	1,6	440	25	6,4	4	4	1,8	95	20	2,88	0,001	10,16	1,875	4,525	2,74	49,00	1,7992	1,7982	2,0697	81%
Tri mandibula	47,7	37,6	78,8%	77	10	4	1,8	430	22	7,2	4	4	2,2	93	20	3,52	0,001	11,28	1,452	5,748	2,68	63,20	1,2105	1,2095	2,3963	83%
Pensilvania	111,9	75,2	67,2%	180	10	4	2,4	435	30	9,6	4	4	2,6	102	20	4,16	0,001	8,37	2,7	6,9	2,94	70,40	0,9877	0,9867	2,7739	89%
Alimentador	22	18,5	84,1%	38	10	4	1,2	435	17	4,8	4	4	1,7	80	20	2,72	0,001	14,77	0,867	3,933	2,31	56,20	1,2847	1,2837	1,9191	79%
Ventilador	18,5	12,7	68,6%	32	10	4	1,2	435	14	4,8	4	4	1,8	85	20	2,88	0,001	17,94	0,588	4,212	2,45	70,90	0,8029	0,8019	2,3187	90%
Molino 1	560	490,0	87,5%	820	10	4	8	550	88	32	4	4	12	150	20	19,2	0,001	3,61	23,232	8,768	4,33	69,40	1,5235	1,5225	4,0533	85%
Molino 2	298	289,0	97,0%	330	10	4	4,2	440	55	16,8	4	4	9,7	112	20	15,52	0,001	4,62	9,075	7,725	3,23	51,40	2,0171	2,0161	2,5268	86%
Separador	112	86,9	77,6%	180	10	4	2,3	440	30	9,2	4	4	7,4	100	20	11,84	0,001	8,47	2,7	6,5	2,89	62,90	1,3150	1,3140	2,5698	83%
Elevador	18	10,1	56,1%	31	10	4	1,2	440	8	4,8	4	4	1,5	84	20	2,4	0,01	31,75	1,92	2,88	2,42	70,50	0,8094	0,7994	2,2858	82%
Ventilador	37,3	30,1	80,7%	64	10	4	1,4	440	21	5,6	4	4	5	92	20	2,5	0,001	12,10	1,323	4,277	2,66	63,70	1,1767	1,1757	2,3809	84%

Anexo 3b. Ahorro de energía eléctrica al remplazar los motores > 10 kw.

Motor	HP Actual	HP Nuevo	Rendimiento η	Perdidas Antigu [kWh/dia]	Perdidas Nuevas [kWh/dia]	Poten. Ahorrada (kWh/dia)	ahorro/dia [\$/dia]	ahorro anual [\$/año]	Costo Motor Nuevo [\$/]	Recuperacion [años]
Empaque 1	30	25	85%	33,33	4,91	28,42	\$ 4.120,53	\$ 988.928,01	\$ 3.000.000,00	3,0
Empaque 2	34	30	83%	38,69	5,90	32,79	\$ 4.754,82	\$ 1.141.156,03	\$ 3.600.000,00	3,2
Compresor	25	25	88%	31,30	4,91	26,39	\$ 3.826,41	\$ 918.337,20	\$ 2.800.000,00	3,0
Elevador	24	15	82%	31,37	5,25	26,12	\$ 3.787,98	\$ 909.115,20	\$ 1.300.000,00	1,4
Ventilador	70	50	81%	36,98	9,80	27,18	\$ 3.941,45	\$ 945.947,52	\$ 5.500.000,00	5,8
Tri mandibula	64	60	83%	49,87	11,75	38,12	\$ 5.527,23	\$ 1.326.534,24	\$ 6.200.000,00	4,7
Pensilvania	150	110	89%	61,98	21,60	40,38	\$ 5.854,75	\$ 1.405.140,48	\$ 11.000.000,00	7,8
Alimentador	29	25	79%	35,42	4,91	30,51	\$ 4.424,53	\$ 1.061.887,20	\$ 2.800.000,00	2,6
Ventilador	25	20	90%	33,88	3,90	29,98	\$ 4.346,87	\$ 1.043.248,32	\$ 2.400.000,00	2,3
Molino 1	750	700	85%	341,60	192,36	149,24	\$ 21.639,80	\$ 5.193.552,00	\$ 60.000.000,00	11,6
Molino 2	400	400	86%	222,98	109,90	113,08	\$ 16.396,72	\$ 3.935.211,84	\$ 25.000.000,00	6,4
Separador	150	125	83%	120,04	34,30	85,74	\$ 12.431,72	\$ 2.983.612,80	\$ 11.000.000,00	3,7
Elevador	24	20	82%	43,02	3,90	39,12	\$ 5.673,10	\$ 1.361.543,04	\$ 2.400.000,00	1,8
Ventilador	50	50	84%	53,32	9,80	43,52	\$ 6.310,76	\$ 1.514.583,00	\$ 5.500.000,00	3,6

* Para la seccion de molinos se asumieron 7 horas de trabajo diario, durante cinco dias a la semana.

* Para las secciones de empaque y trituracion se asumieron 5 horas de trabajo diario, durante cinco dias a la semana. Según graficas del Analizador de Redes.

* El rendimiento de los motores de alta eficiencia se encuentran alrededor del 95%.

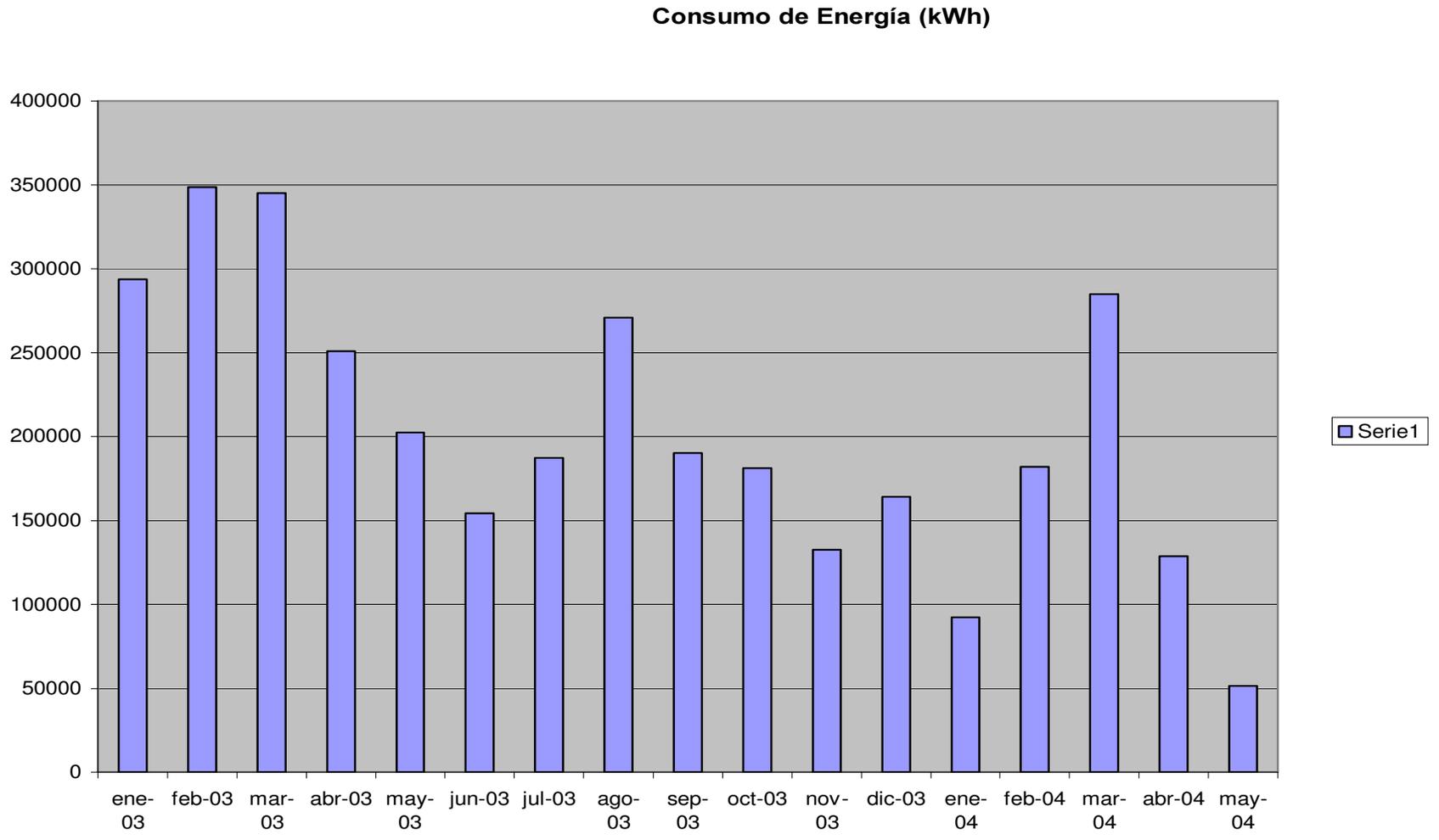
* El valor del kWh que se utilizo fue de \$145.

* Todos los motores cotizados fueron marca Siemens de alta eficiencia.

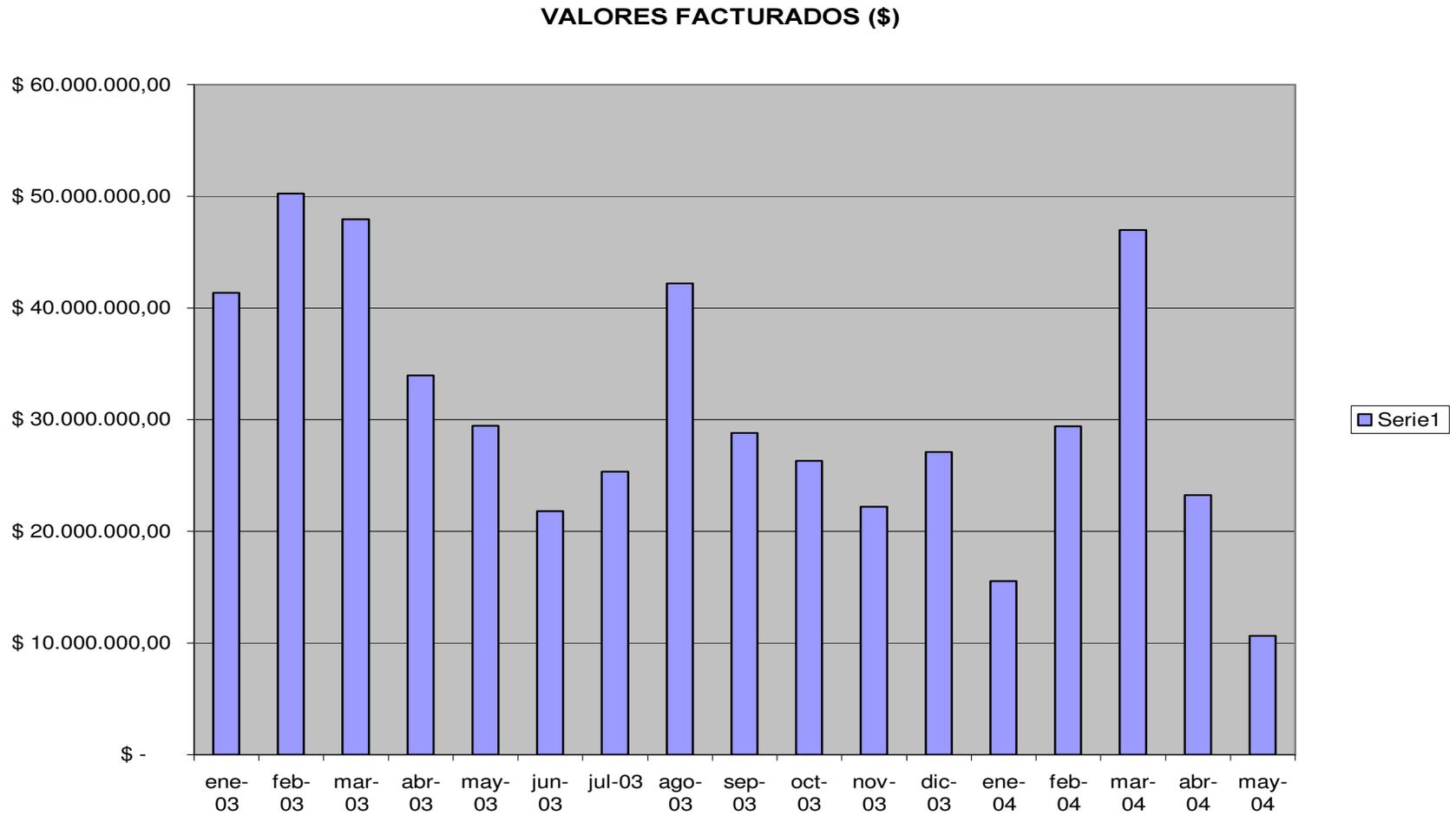
ANEXO 4

TARIFAS

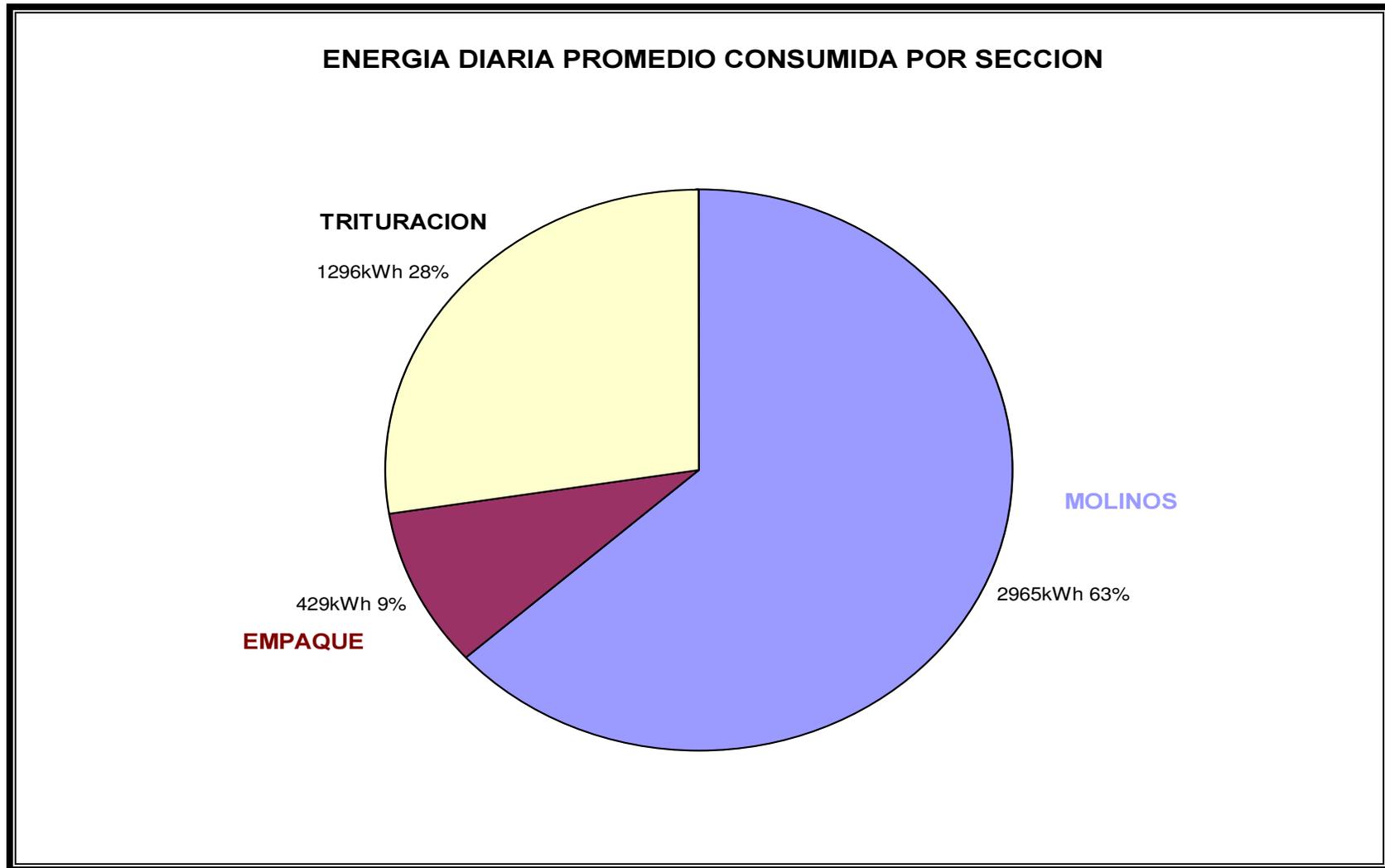
Anexo 4a. Consumo de energía.



Anexo 4b. Valores facturados.



Anexo 4c. Energía diaria promedio consumida por sección.

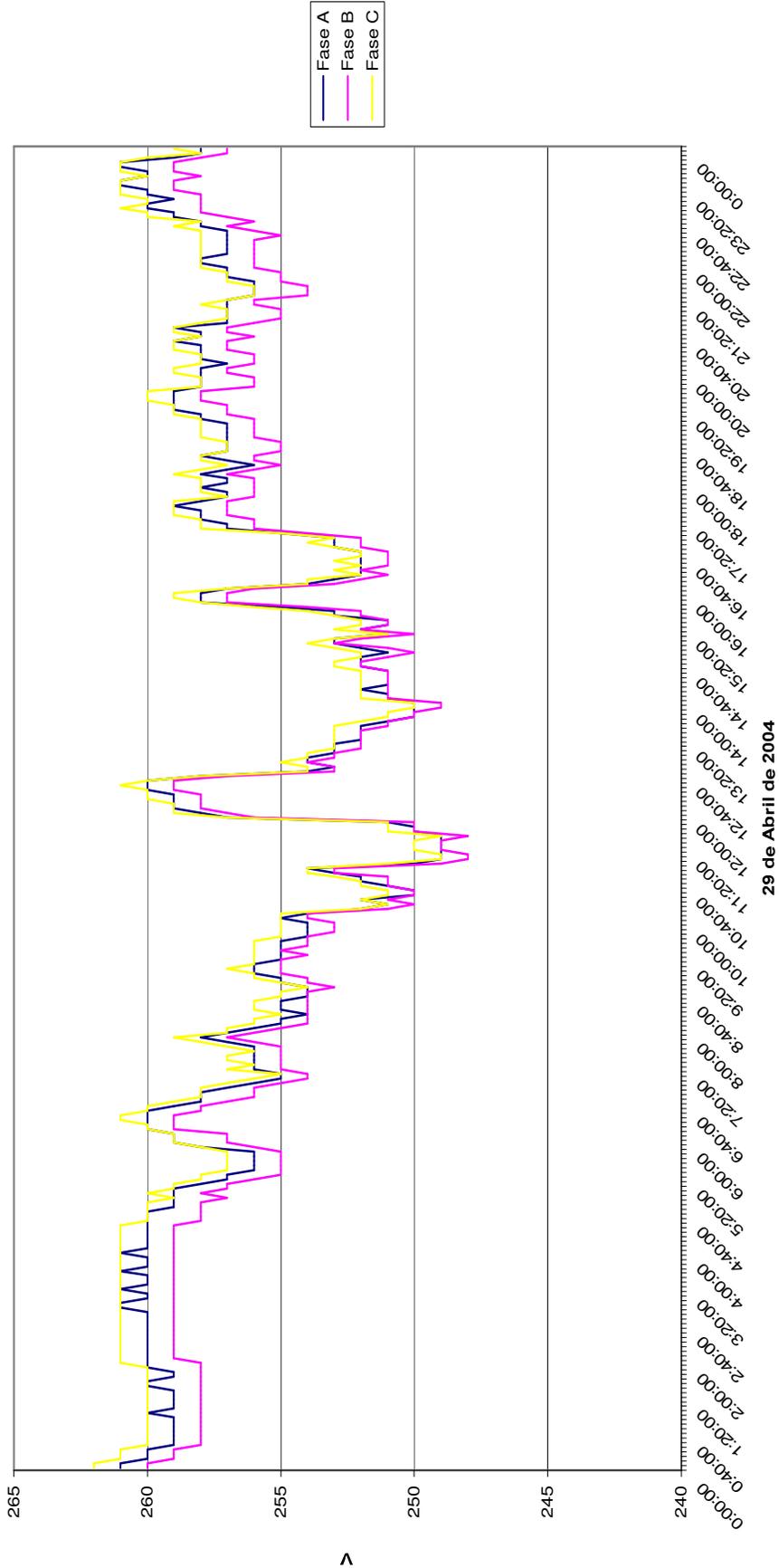


ANEXO 5

ANALIZADOR EMPAQUE

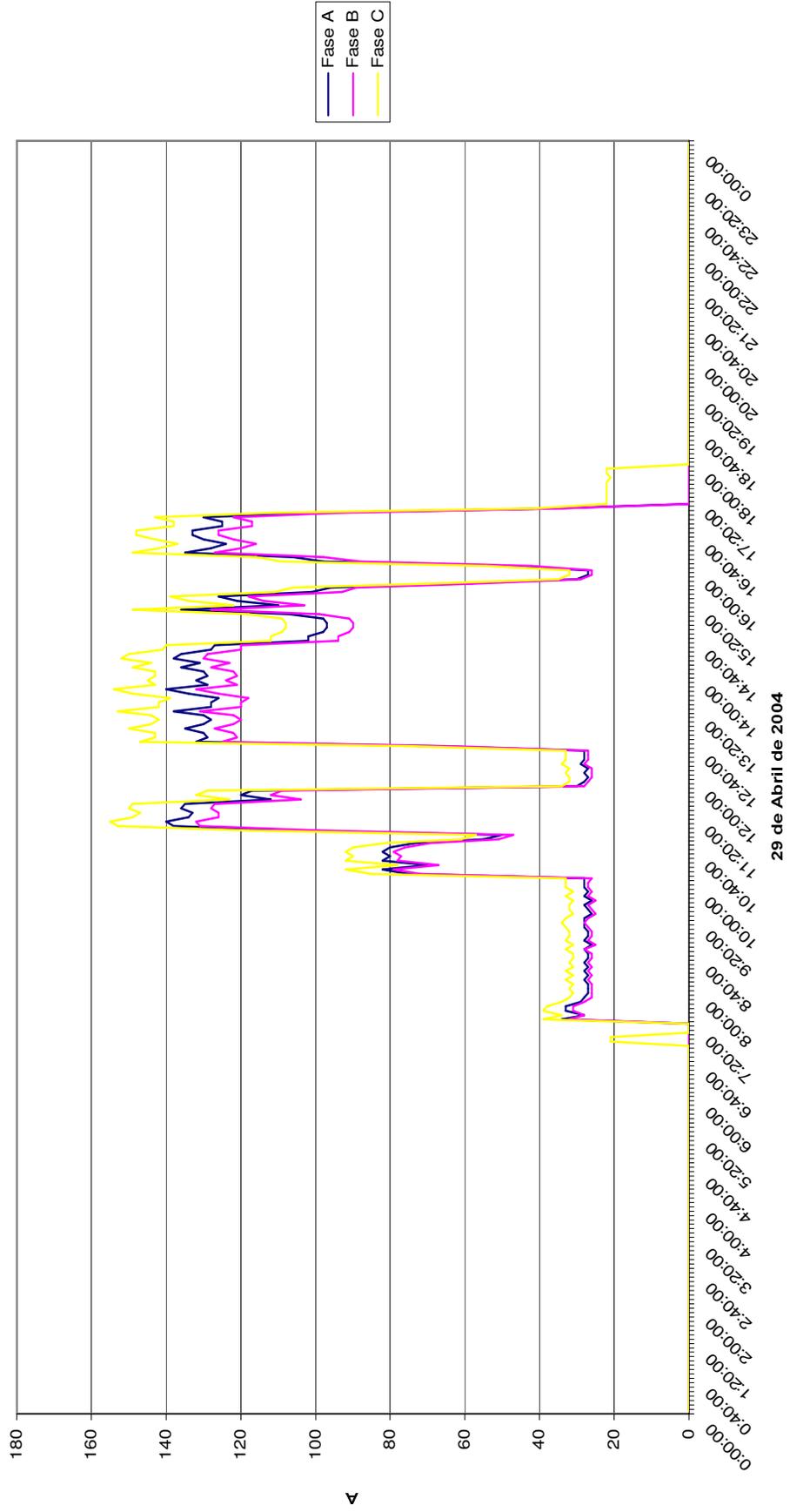
Anexo 5a. Tensiones de fase Empaque.

Tension de Fases Empaque (V)

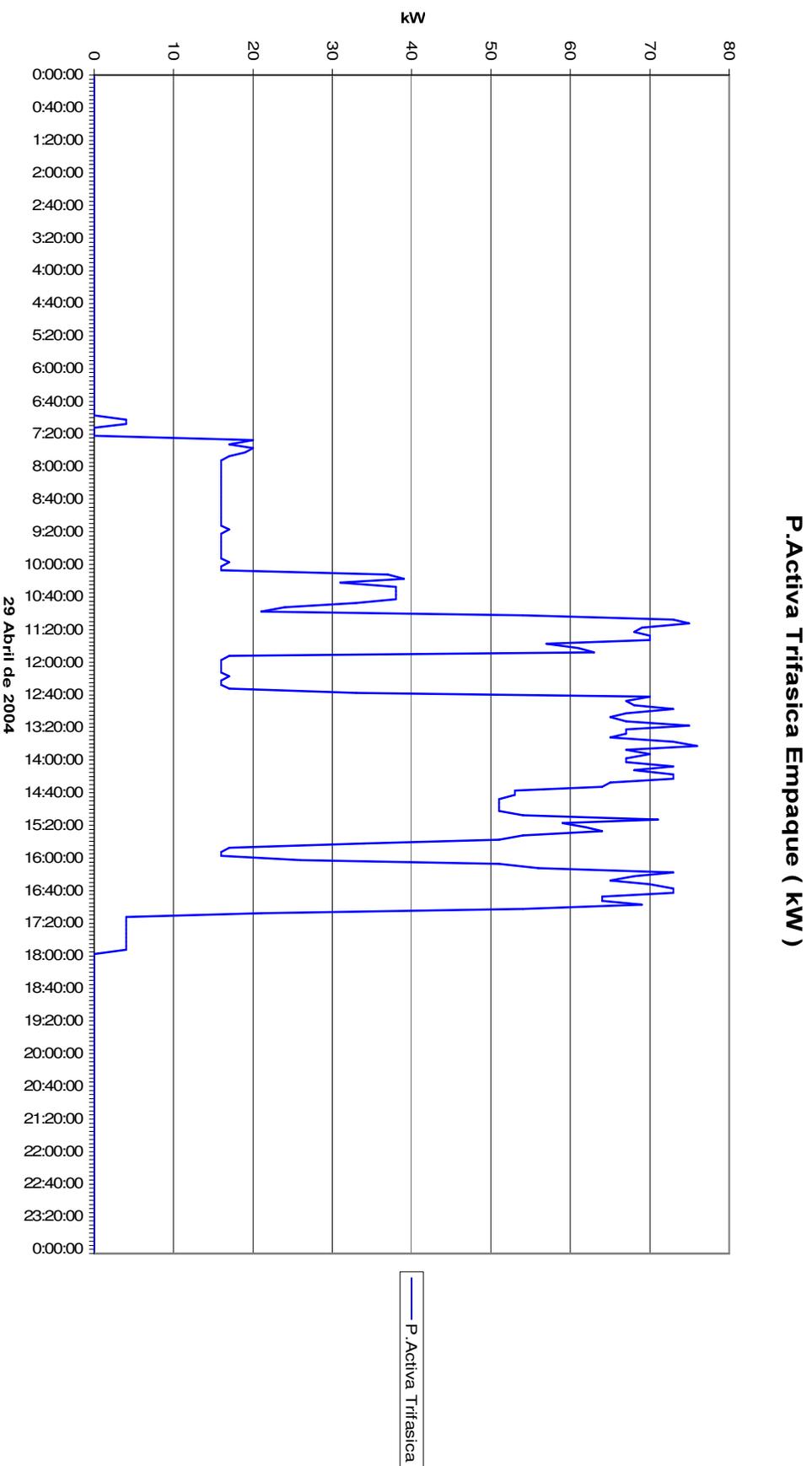


Anexo 5b. Corrientes de fase Empaque.

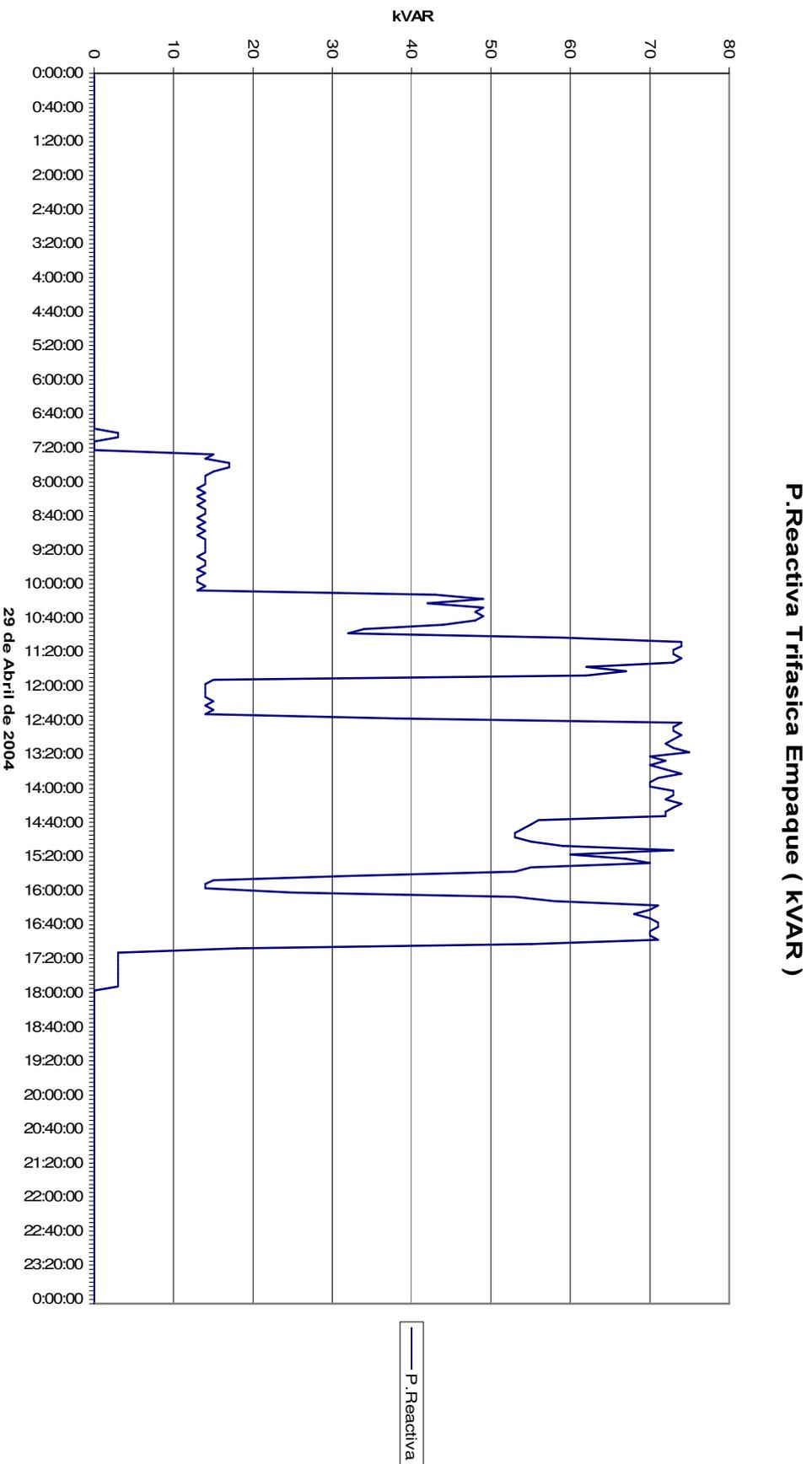
Corrientes de Fase Empaque (A)



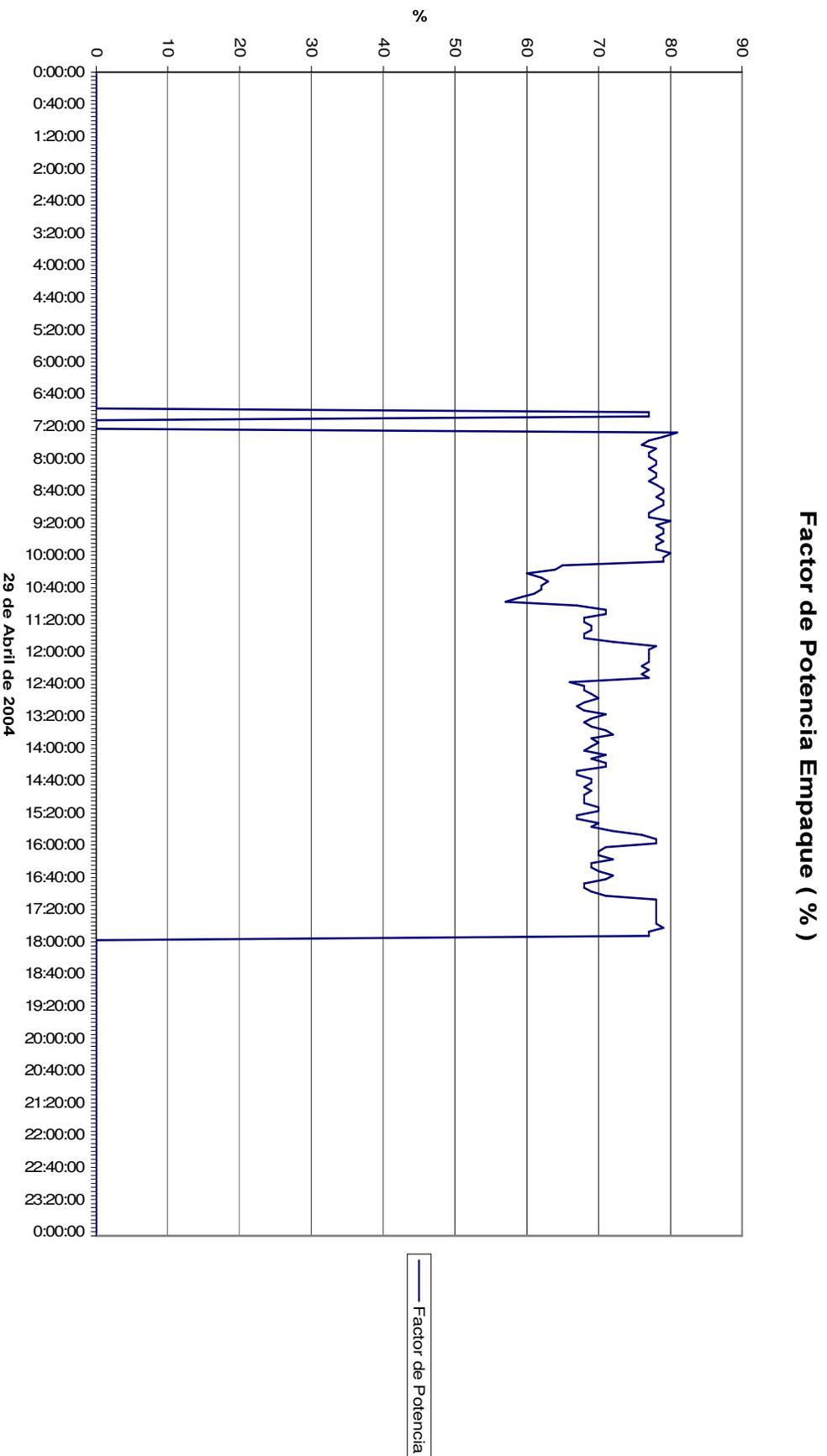
Anexo 5c. Potencia activa trifásica Empaque.



Anexo 5d. Potencia Reactiva trifásica Empaque.



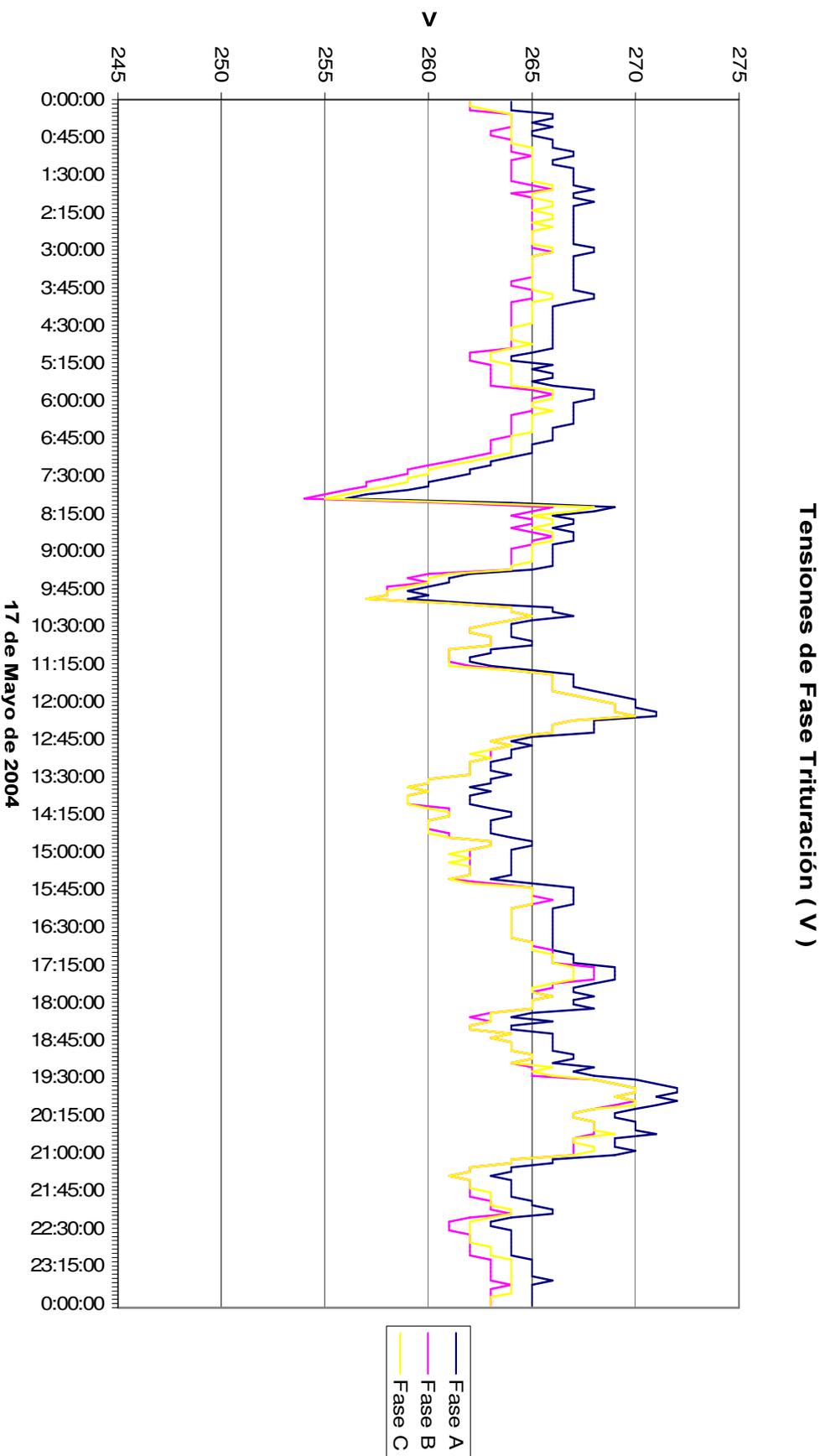
Anexo 5e. Factor de potencia trifásico Empaque.



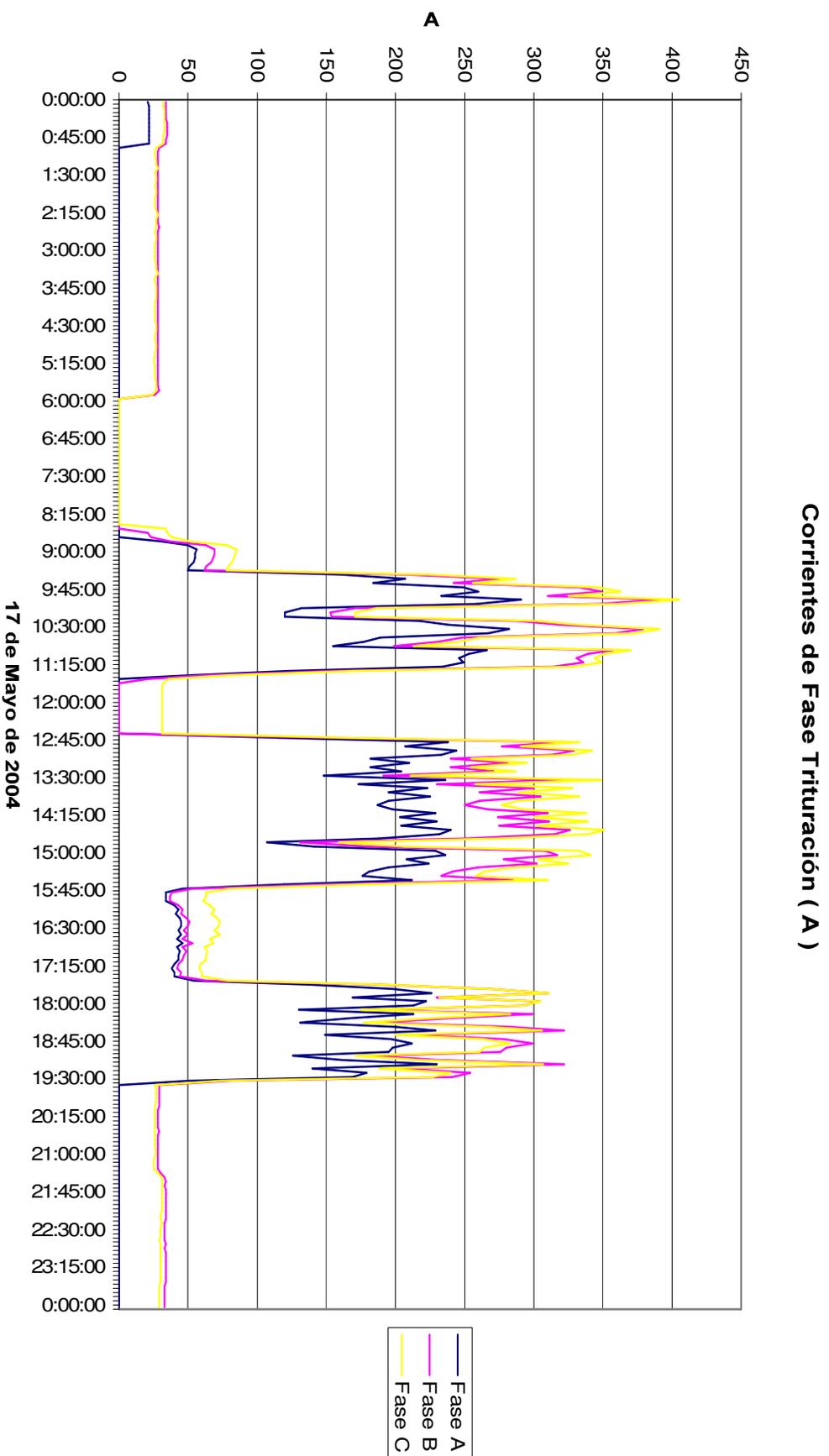
ANEXO 6

ANALIZADOR TRITURACION

Anexo 6a. Tensiones de fase Trituración.

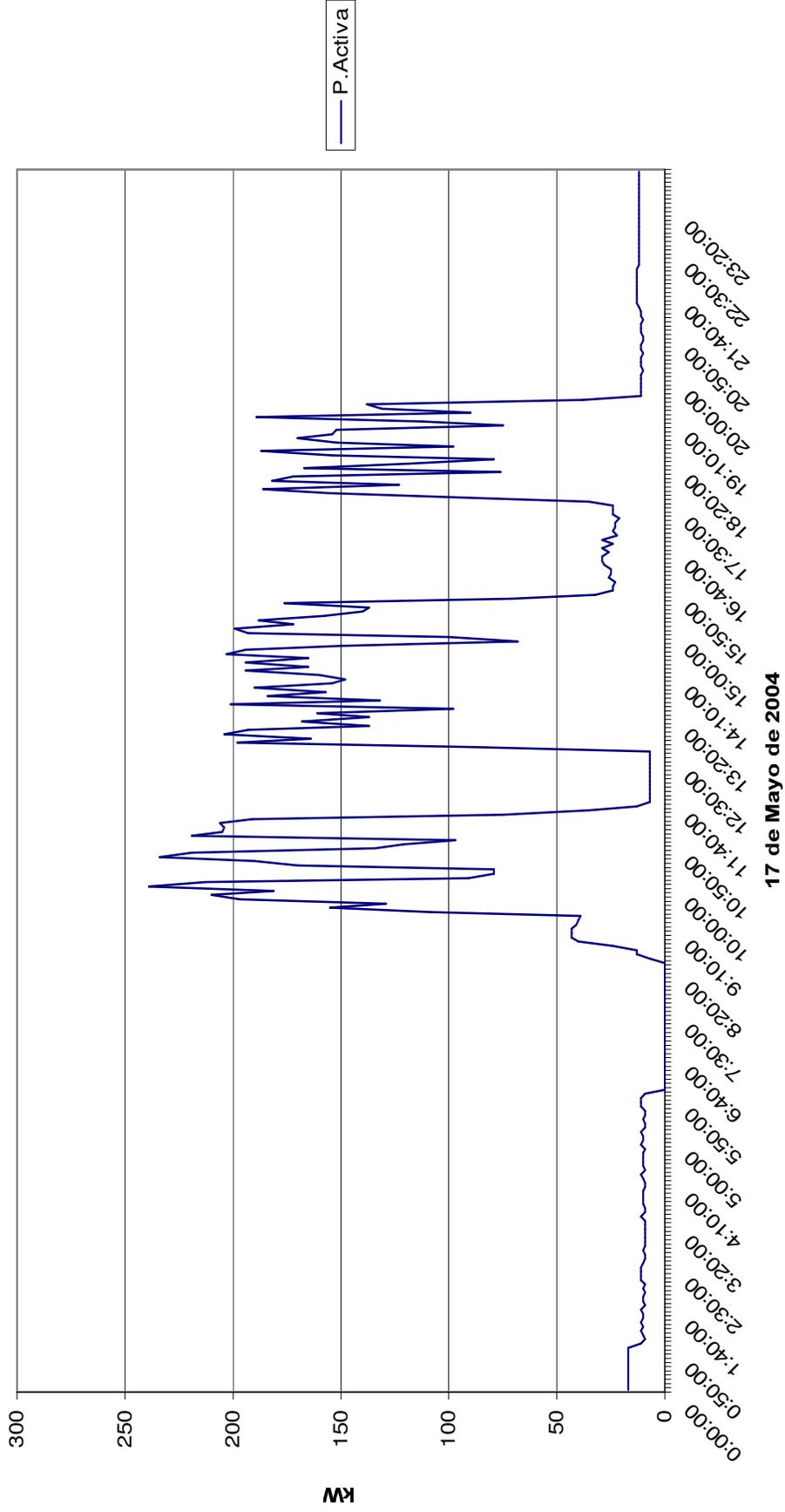


Anexo 6b. Corrientes de fase Trituración.

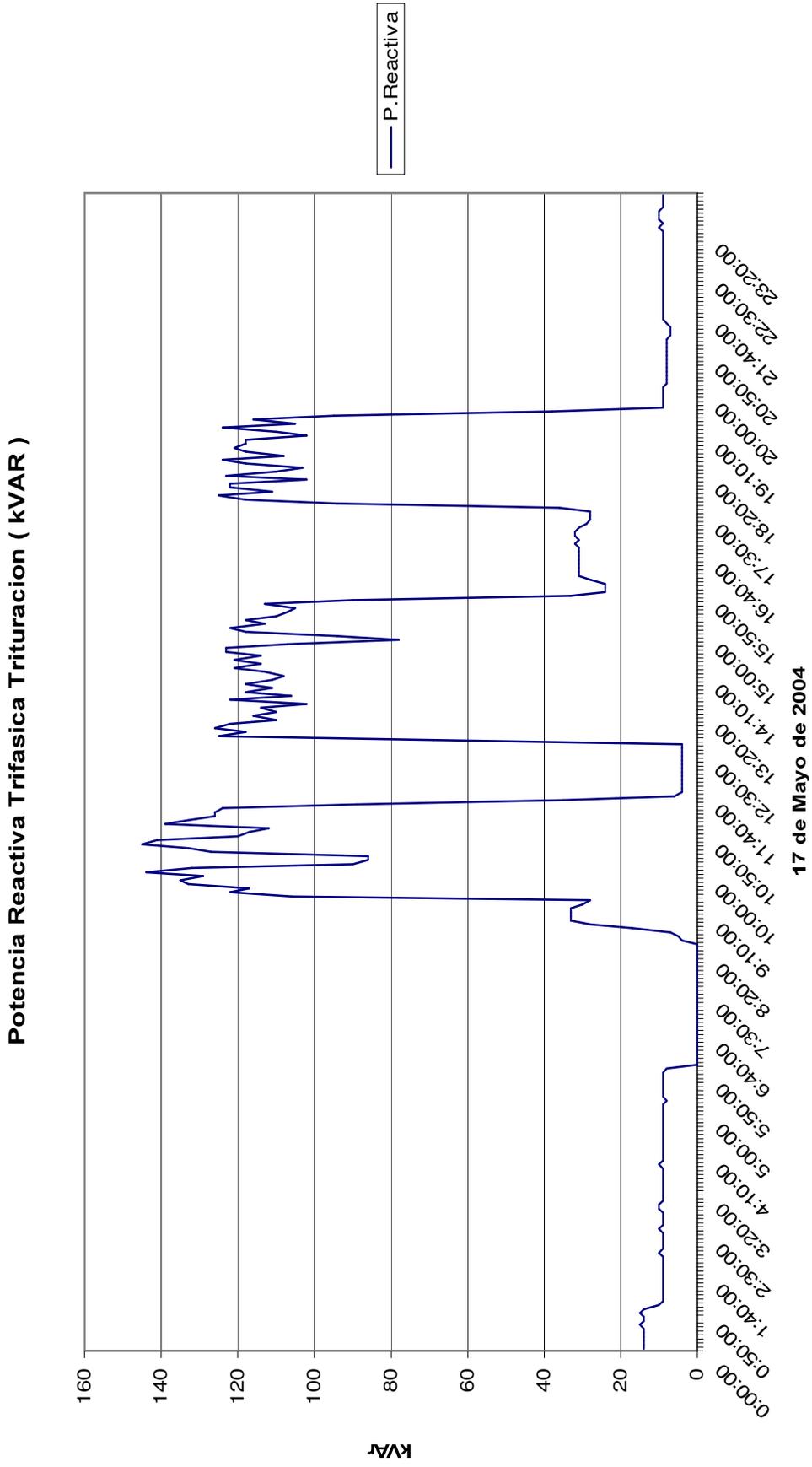


Anexo 6c. Potencia activa trifásica Trituración.

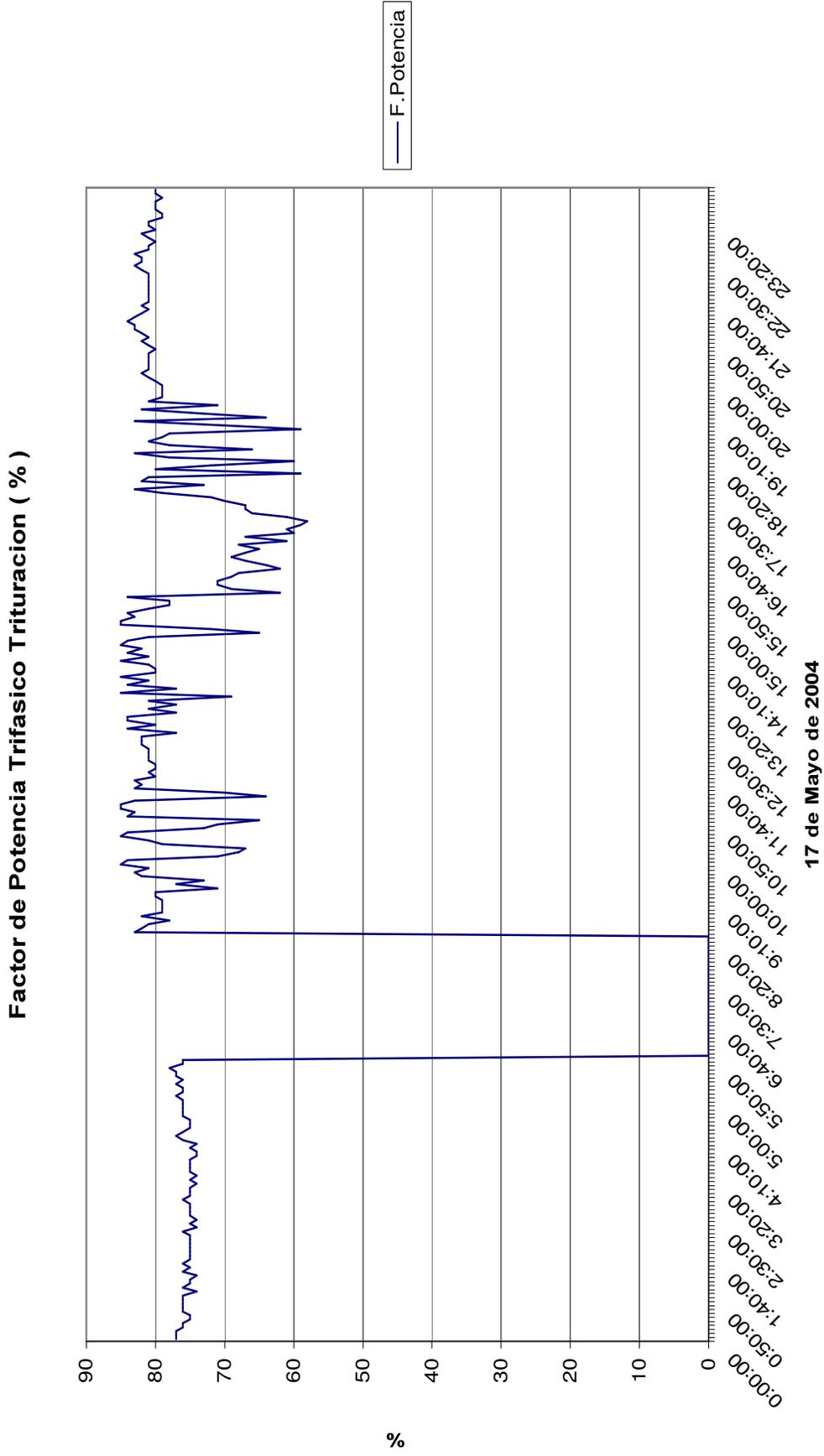
Potencia Activa Trifásica Trituración (kW)



Anexo 6d. Potencia Reactiva trifásica Trituración.



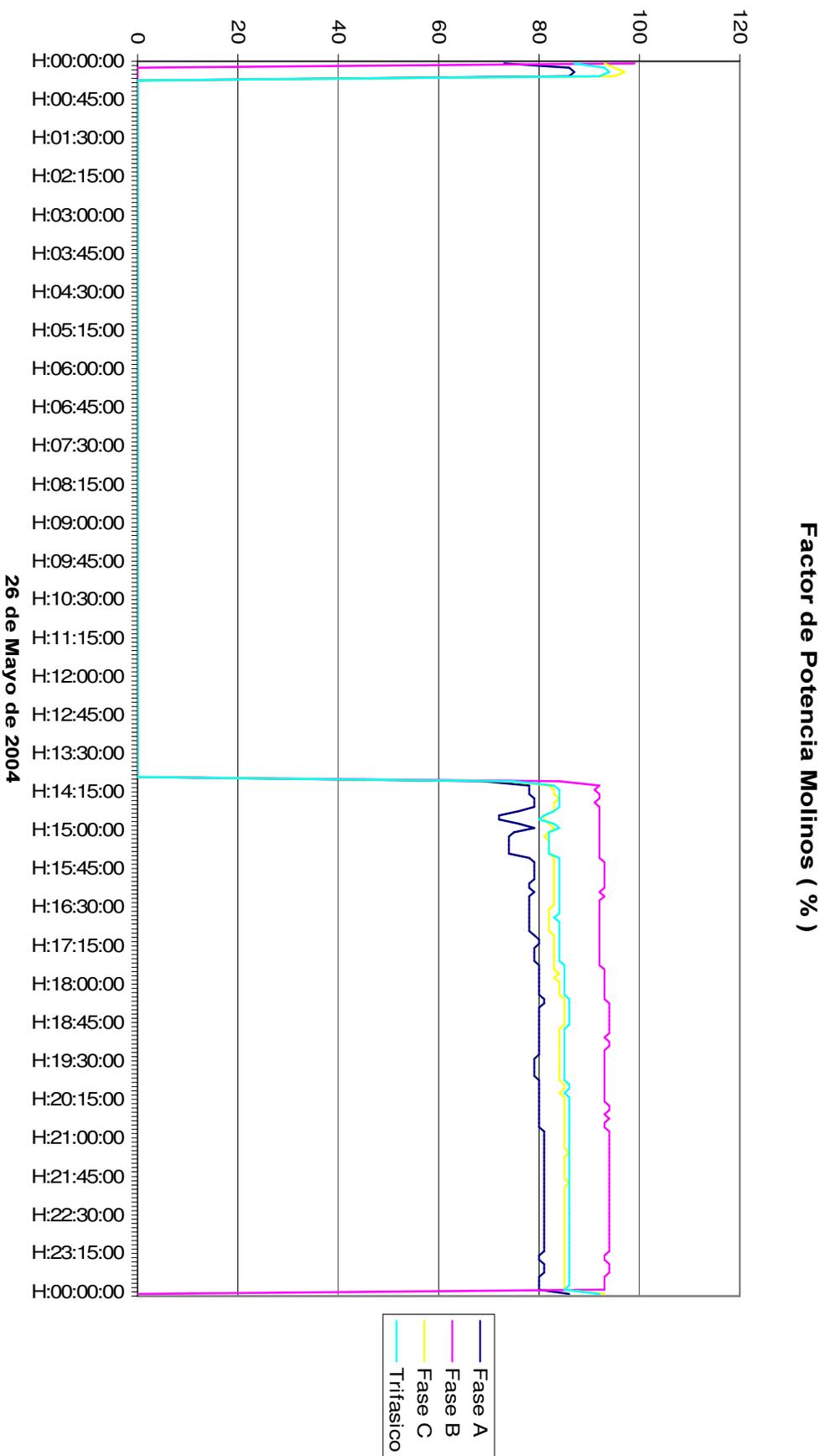
Anexo 6e. Factor de potencia trifásico Trituración.



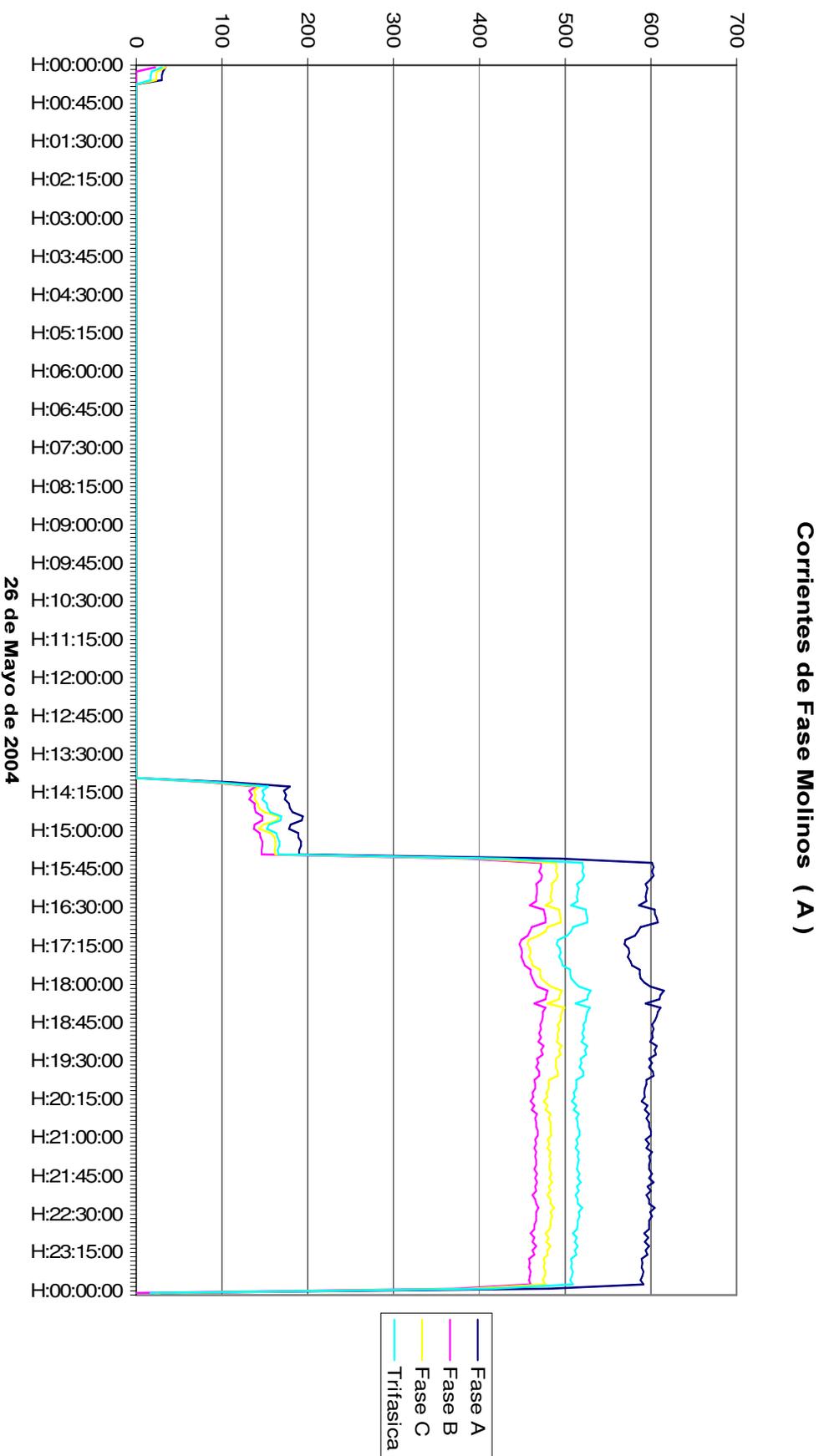
ANEXO 7

ANALIZADOR MOLINOS

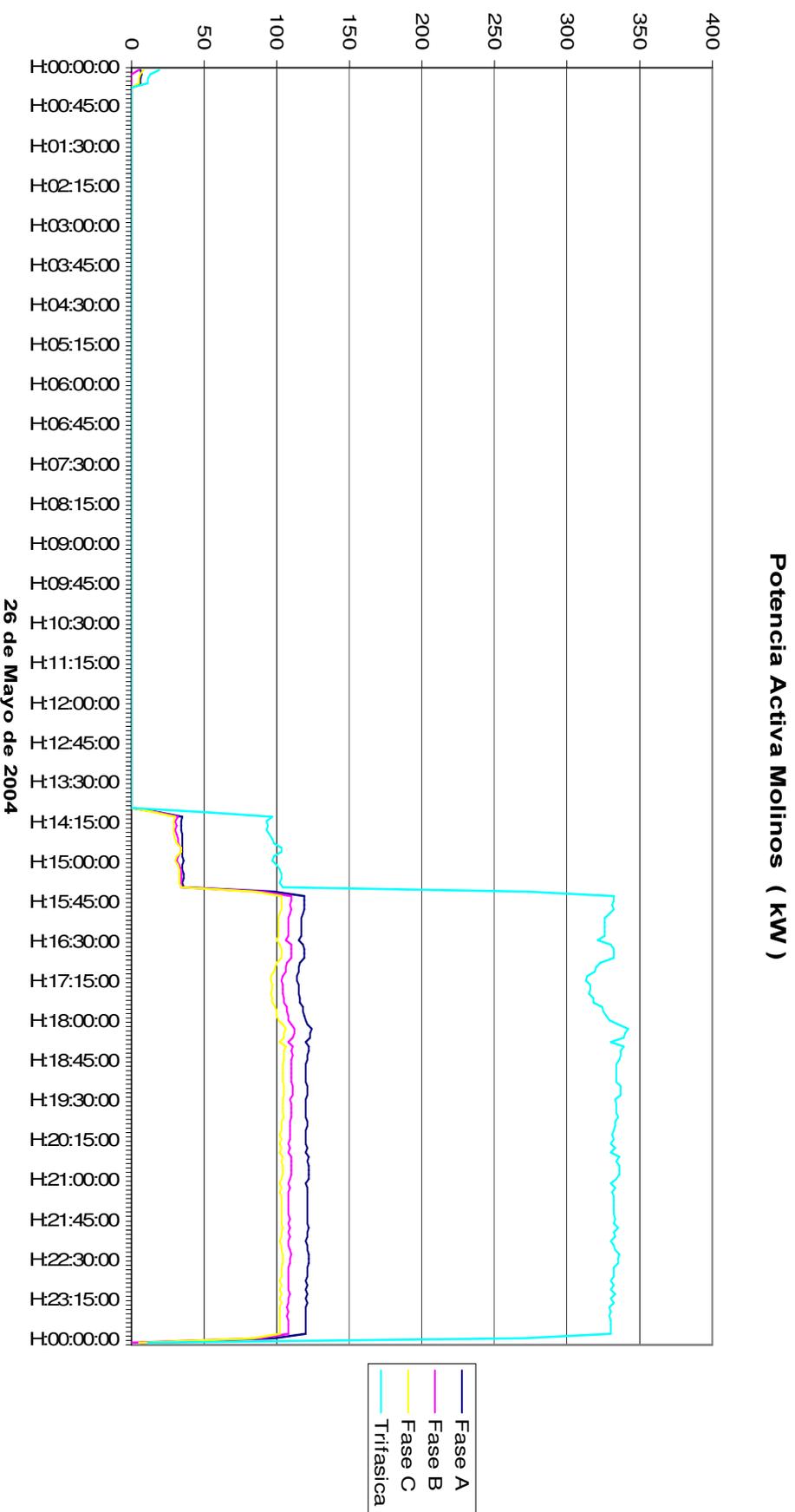
Anexo 7a. Tensiones de fase Molinos.



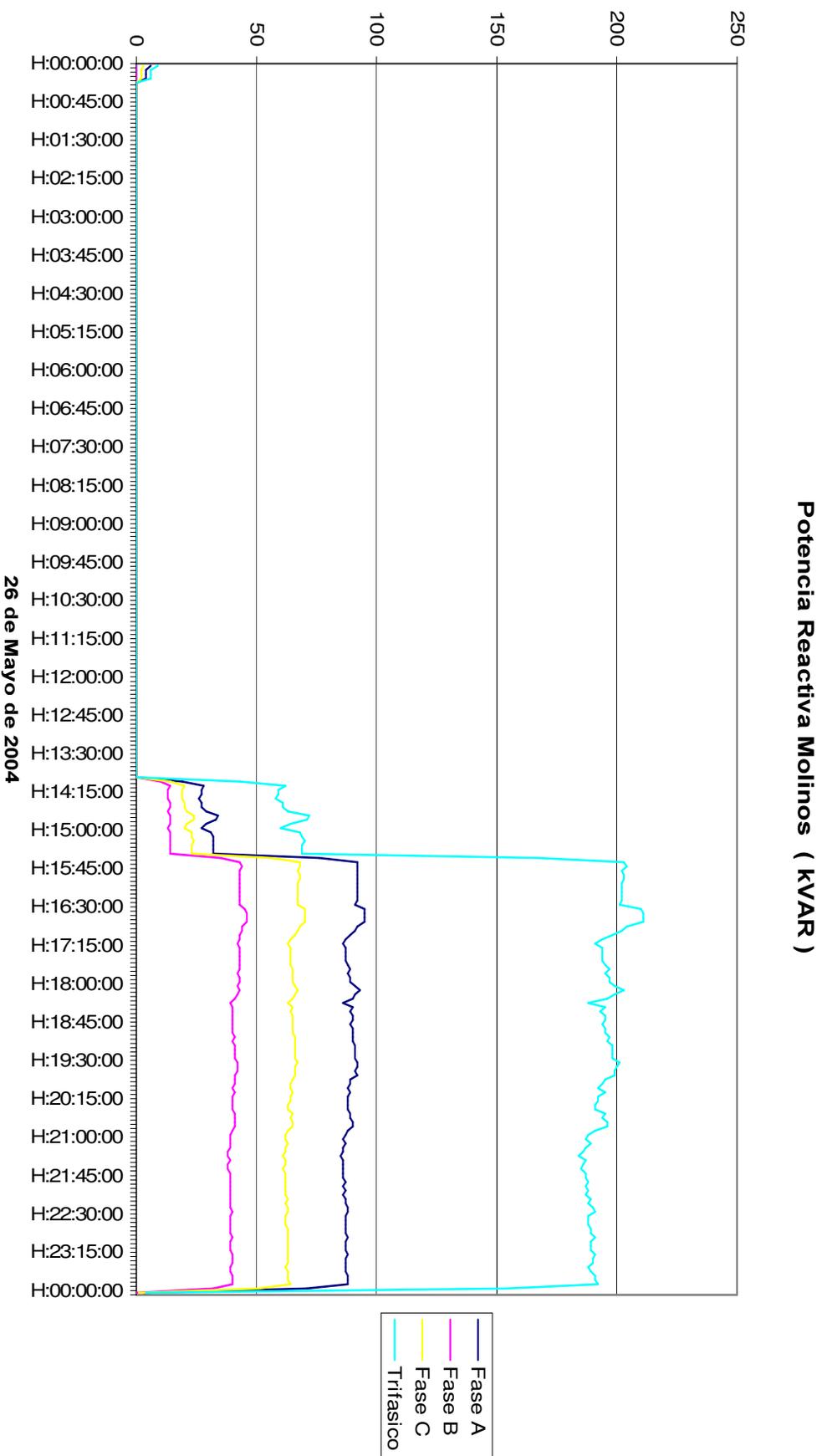
Anexo 7b. Corrientes de fase Molinos.



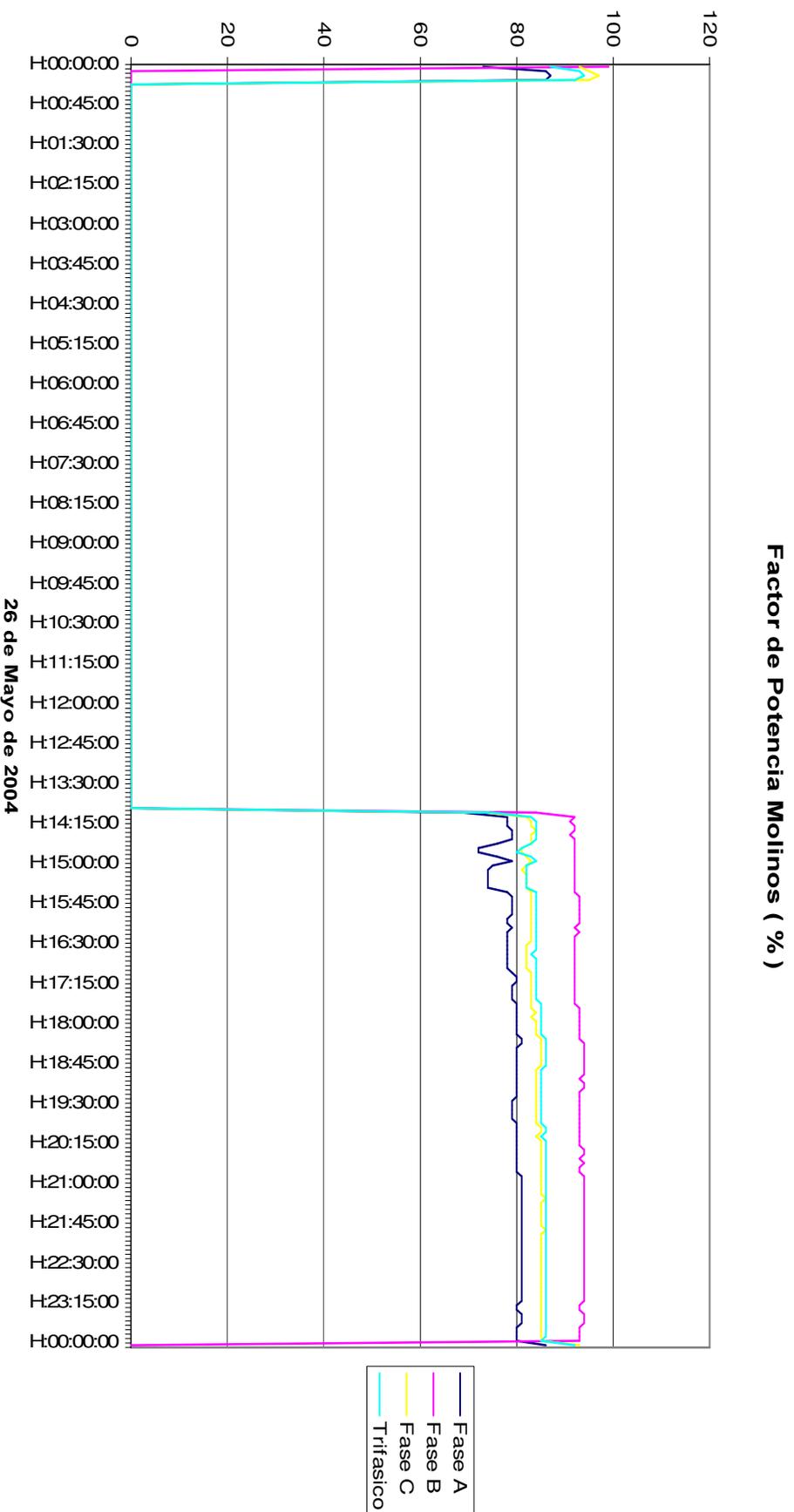
Anexo 7c. Potencia activa trifásica Molinos.



Anexo 7d. Potencia Reactiva trifásica Molinos.



Anexo 7e. Factor de potencia trifásico Molinos.

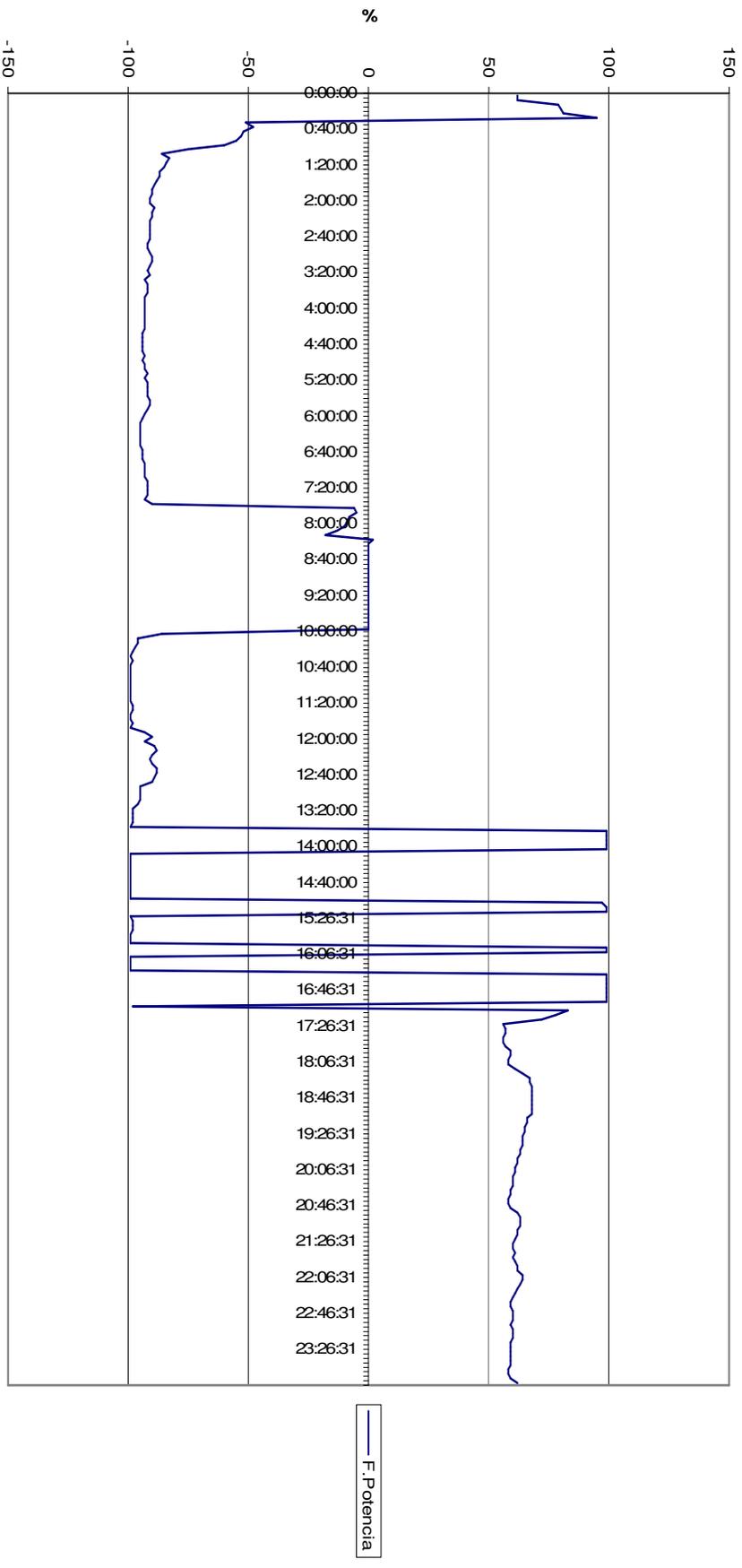


ANEXO 8

ANALIZADOR HIDRAULICA

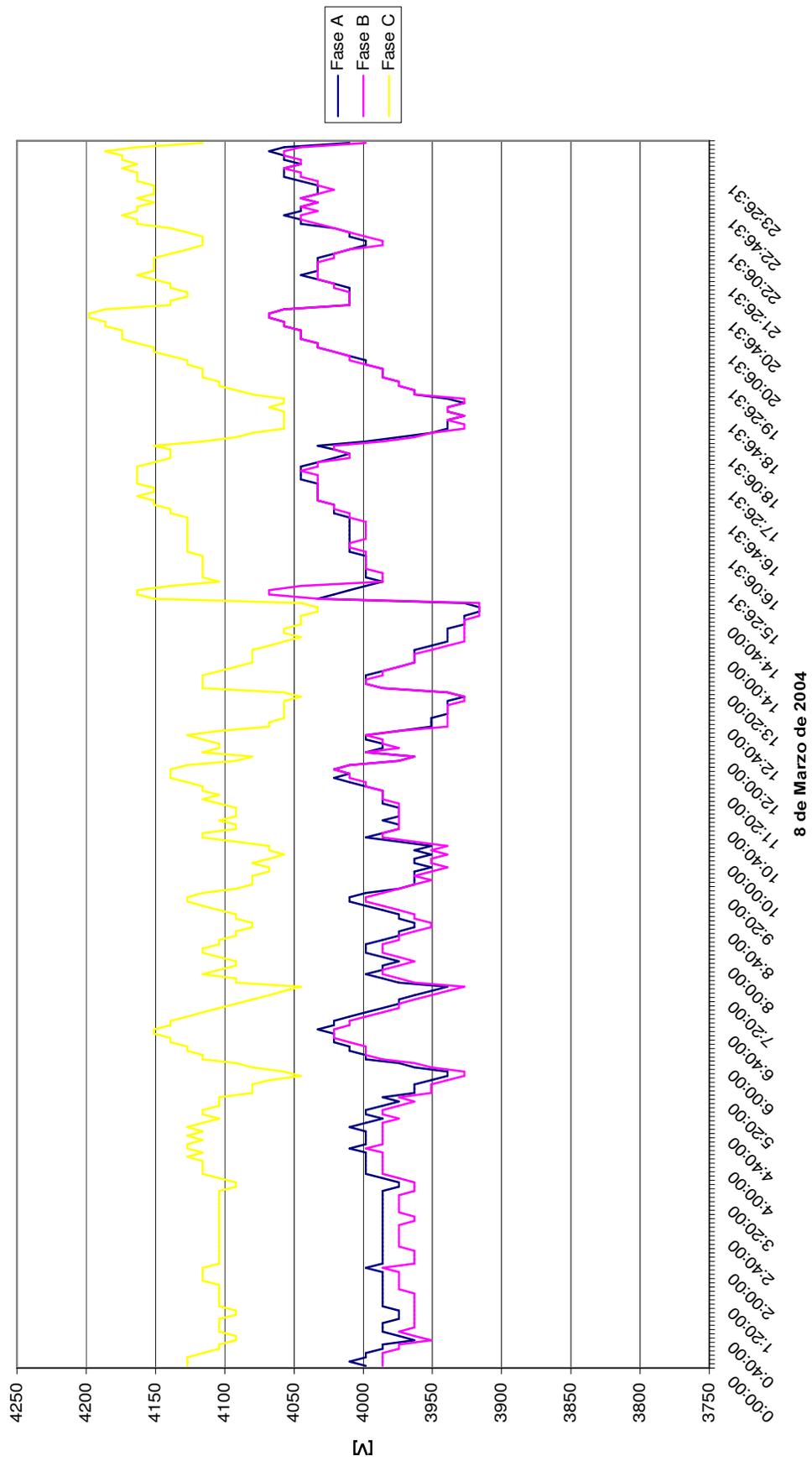
Anexo 8a. Tensiones de fase Hidráulica.

Factor de Potencia Trifasico Hidráulica (%)



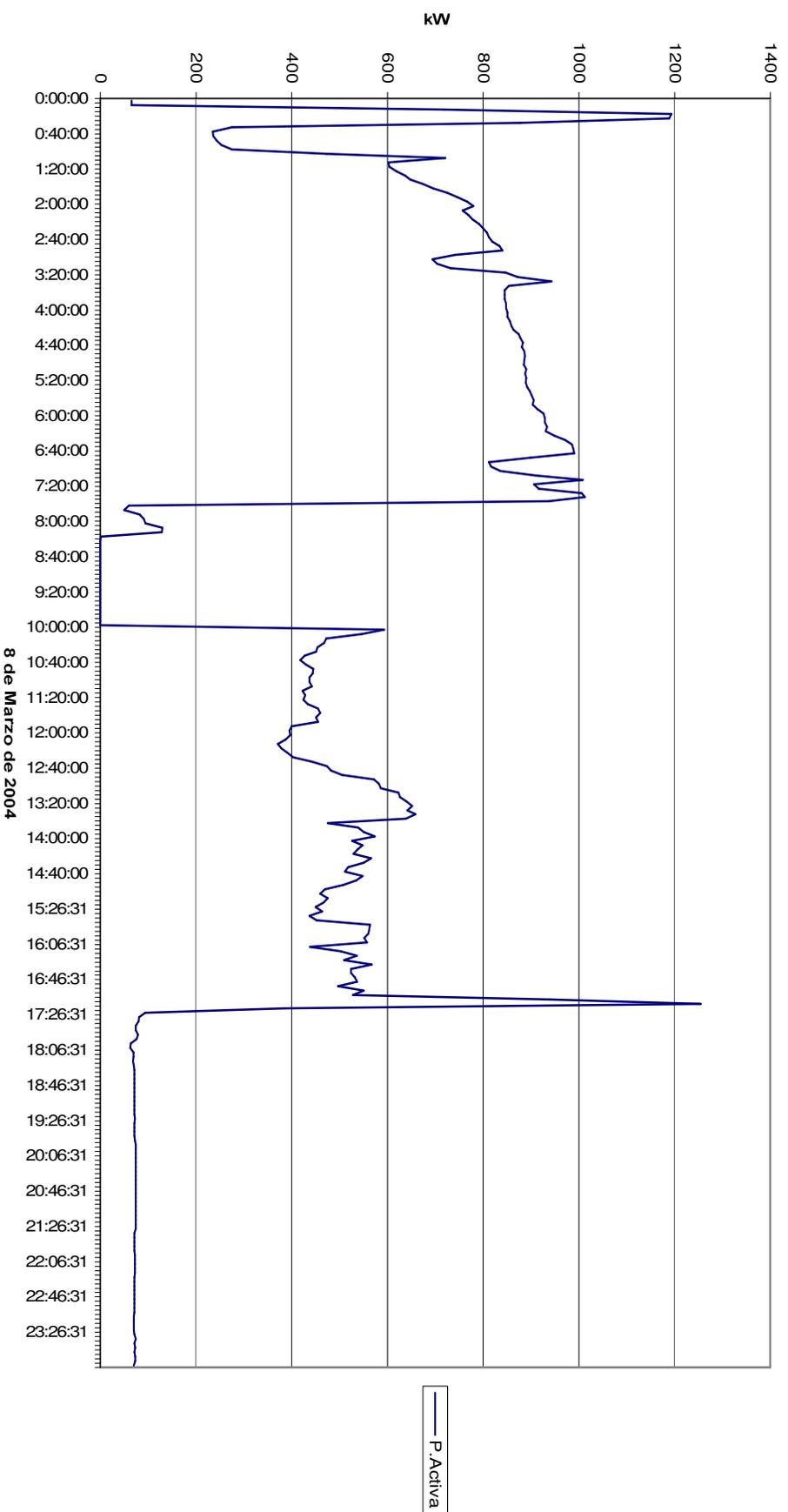
Anexo 8b. Corrientes de fase Hidráulica.

Tensiones de Fase Hidráulica (V)



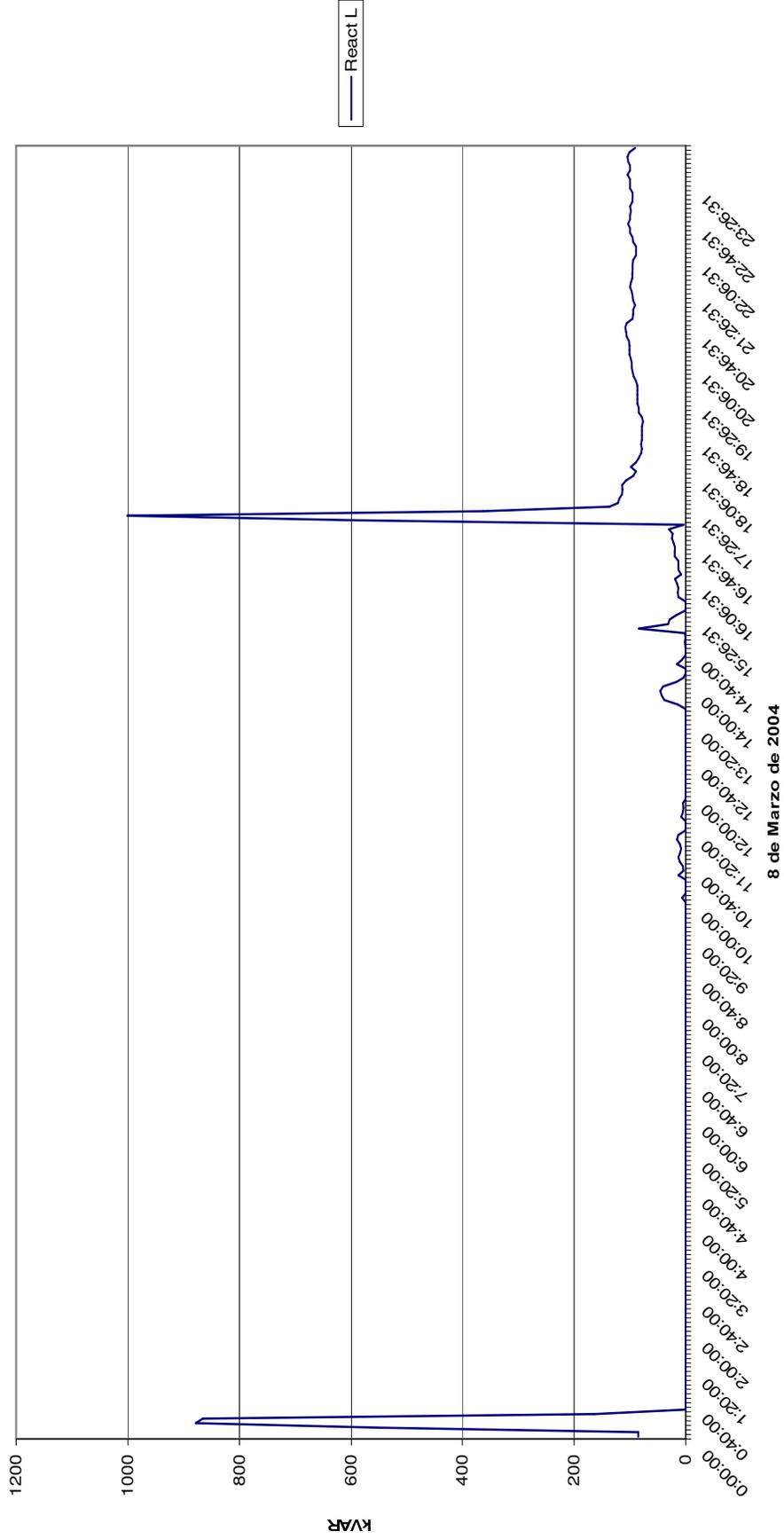
Anexo 8c. Potencia activa trifásica Hidráulica.

Potencia Activa Trifásica Hidraulica (kW)

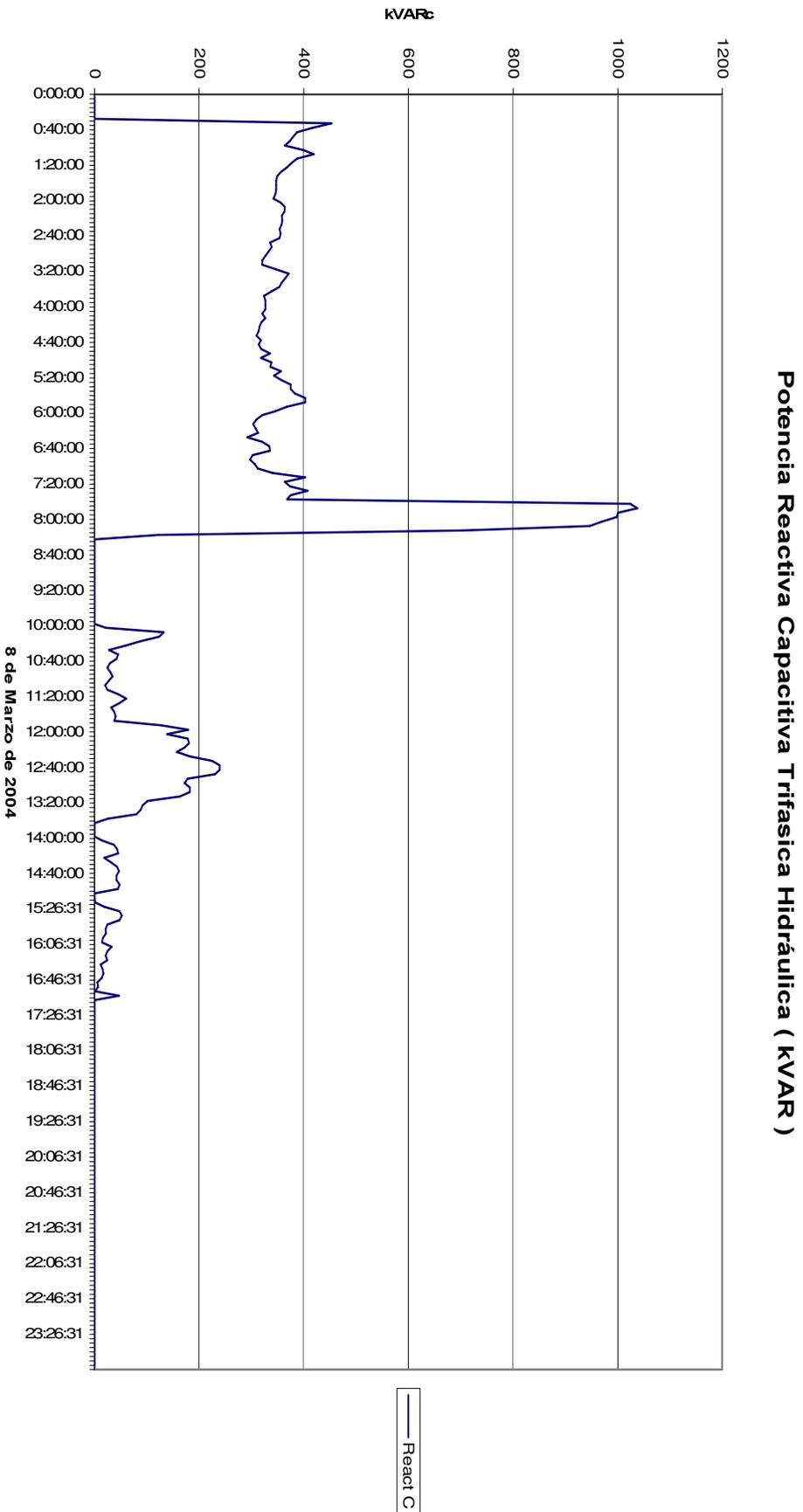


Anexo 8d. Potencia reactiva inductiva trifásica Hidráulica.

Potencia Reactiva Inductiva Trifásica Hidraulica (KVAR)

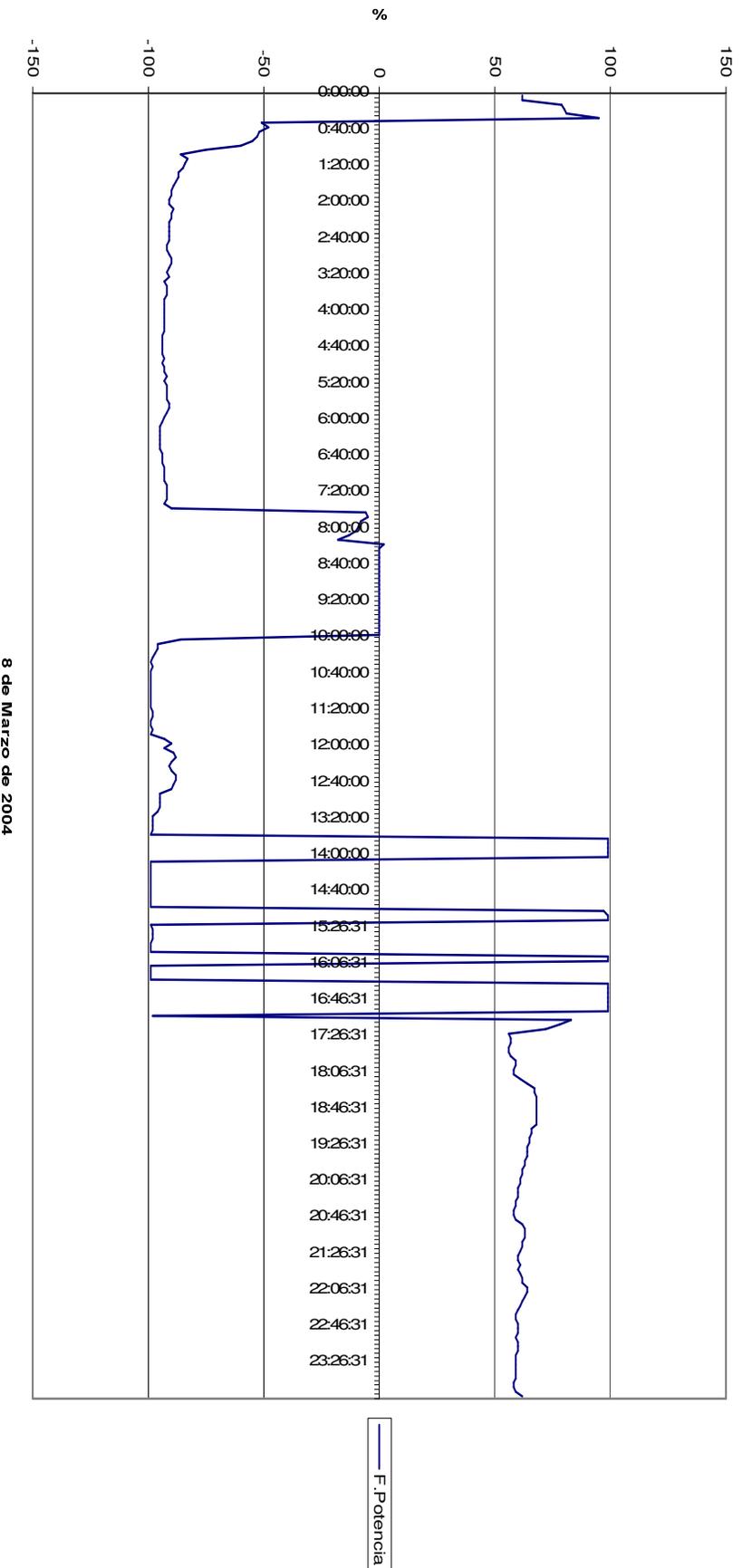


Anexo 8e. Potencia reactiva capacitiva trifásica Hidráulica.



Anexo 8f. Factor de potencia trifásico Hidráulica.

Factor de Potencia Trifásico Hidráulica (%)



ANEXO 9

COTIZACIÓN - EQUIPOS

Anexo 9a. Cotización transformadores y bancos de condensadores.

Bucaramanga, Septiembre 7 de 2004

Señores
CEMEX DE COLOMBIA
Atn: Sr. JAIME BURBANO
JEFE DE COMPRAS
E.S.D.

IMAGEN ELECTRICA

REF: COTIZACION No. 2004-0061

En respuesta a su amable solicitud, tenemos el agrado de presentar la siguiente oferta:

1	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 1600KVA-34.5 A 6.600VOLTIOS	1	\$ 49.500.000	\$ 49.500.000	
2	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 1000KVA-6.600V A 440V	1	\$ 40.000.000	\$ 40.000.000	
3	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 800KVA-6.600V A 440V	1	\$ 37.000.000	\$ 37.000.000	
4	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 630KVA-6.600V A 440V	1	\$ 27.000.000	\$ 27.000.000	
5	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 500KVA-6.600V A 440V	1	\$ 19.300.000	\$ 19.300.000	
6	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 300KVA-6.600V A 440V	1	\$ 13.600.000	\$ 13.600.000	
7	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 1200KVA 6.600V A 440V	1	\$ 43.000.000	\$ 43.000.000	
8	TRANSFORMADOR TRIFASICO MARCA SIEMENS 150KVA- 6.600V A 440V	1	\$ 8.600.000	\$ 8.600.000	
9	BANCO DE CONDENSADORES DE 100KVAR A 440V EN GABINETE METALICO AUTOMATICO	1	\$ 7.400.000	\$ 7.400.000	

imagenelctrica@hotmail.com
Carrera 15 No. 17 - 77
671 8444 - 671 9006 Tfx: 6715364
Bucaramanga - Colombia

Anexo 9a. Cotización transformadores y bancos de condensadores (continuación).

10	BANCO DE CONDENSADORES DE 60KVAR A 440V EN GABINETE METALICO AUTOMATICO		\$ 5.450.000	\$ 5.450.000
11	BANCO DE CONDENSADORES DE 40KVAR A 440V EN GABINETE METALICO AUTOMATICO	1	\$ 4.980.000	\$ 4.980.000
12	MTR CABLE THW No. 1/0	1	\$ 14.250	\$ 14.250
13	MTR CABLE THW No. 2/0	1	\$ 17.800	\$ 17.800
14	MTR CABLE THW No. 3/0	1	\$ 22.350	\$ 22.350

CONDICIONES COMERCIALES:

1. TIEMPO DE ENTREGA : TRANSFORMADORES 80 DIAS A PARTIR DE FECHA ORD COMPRA
BANCO CONDENSADORES 8 DIAS

2. LUGAR DE ENTREGA : TRANSFORMADORES CEMEX DE COLOMBIA SOBRE PLATAFORMA DE CAMION

3. FORMA DE PAGO : 50% ANTICIPO Y 50% CONTRAENTREGA

4. VALIDEZ OFERTA : 30 DIAS

5. IMPOVENTA : 16% AL MOMENTO DE FACTURAR

En espera de poderles atender

Atentamente


CARLOS ENRIQUE MORALES
ASESOR COMERCIAL

IMAGEN ELECTRICA






imaginelectrico@hotmail.com
Carrera 15 No. 17 - 77
671 8444 - 671 9006 Tlx: 6715364
Bucaramanga - Colombia

Anexo 9b. Cotización motores y arrancadores.

Bucaramanga, Agosto 24 de 2004

Señores
CEMEX COLOMBIA
Atn: JAIME BURBANO
E.S.D.

IMAGEN ELECTRICA

REF: COTIZACION No.2004-0049

En respuesta a su amable solicitud, tenemos el agrado de presentar la siguiente oferta:

ITE	DESCRIPCION	CA	VAUNIT	WTOTAL
1	MOTOR TRIFASICO DE 15HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 1.230.000	\$ 1.230.000
2	MOTOR TRIFASICO DE 20HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 1.930.000	\$ 1.930.000
3	MOTOR TRIFASICO DE 25HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 2.282.948	\$ 2.282.948
4	MOTOR TRIFASICO DE 30HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	2990000	\$ 2.990.000
5	MOTOR TRIFASICO DE 40HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 4.119.000	\$ 4.119.000
6	MOTOR TRIFASICO DE 50HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 4.665.000	\$ 4.665.000
7	MOTOR TRIFASICO DE 60HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 5.963.000	\$ 5.963.000
8	MOTOR TRIFASICO DE 75HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 6.740.818	\$ 6.740.818
9	MOTOR TRIFASICO DE 100P A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 8.140.000	\$ 8.140.000
10	MOTOR TRIFASICO DE 125HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 10.057.432	\$ 10.057.432
11	MOTOR TRIFASICO DE 150HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 12.606.000	\$ 12.606.000
12	MOTOR TRIFASICO DE 200HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 12.698.696	\$ 12.698.696

imagenelectrica@hotmail.com
Carrera 15 No. 17 - 77
671 8444 - 671 9006 Tlx: 6715364
Bucaramanga - Colombia

Anexo 9b. Cotización motores y arrancadores (continuación).

13	MOTOR TRIFASICO DE 225P A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 15.198.632	\$ 15.198.632
14	MOTOR TRIFASICO DE 275HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 18.630.000	\$ 18.630.000
15	MOTOR TRIFASICO DE 350HP A 1800RPM MARCA SIEMENS	1	\$ 20.900.000	\$ 20.900.000
16	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/40HP A 440V SIEMEN	1	\$ 1.618.000	\$ 1.618.000
17	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/50HP A 440V SIEMEN	1	\$ 1.960.000	\$ 1.960.000
18	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/70HP A 440V SIEMEN	1	\$ 2.680.000	\$ 2.680.000
19	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/85HP A 440V SIEMEN	1	\$ 2.780.000	2780000
20	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/110HP A 440V SIEMEN	1	\$ 3.500.000	3500.000
21	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/140HP A 440V SIEMEN	1	\$ 4.100.000	\$ 4.100.000
22	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/175HP A 440V SIEMEN	1	\$ 4.670.000	\$ 4.670.000
23	ARRANCADOR ESTRELLA TRIANGULO P/225HP A 440V SIEMEN	1	\$ 6.900.000	\$ 6.900.000

CONDICIONES COMERCIALES:

1. IMPOVENTA : 16% YA INCLUIDO EN LOS PRECIOS
2. TIEMPO DE ENTREGA : INMEDIATA
3. FORMA DE PAGO : CONTADO
4. VALIDEZ OFERTA : 30 DIAS

En espera de poderles atender

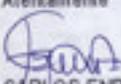
Atentamente

CARLOS ENRIQUE MORALES
 ASESOR COMERCIAL

IMAGEN ELECTRICA

imagenelectrica@hotmail.com
 Carrera 15 No. 17 - 77
 671 8444 - 671 9906 Tfx: 6715364
 Bucaramanga - Colombia



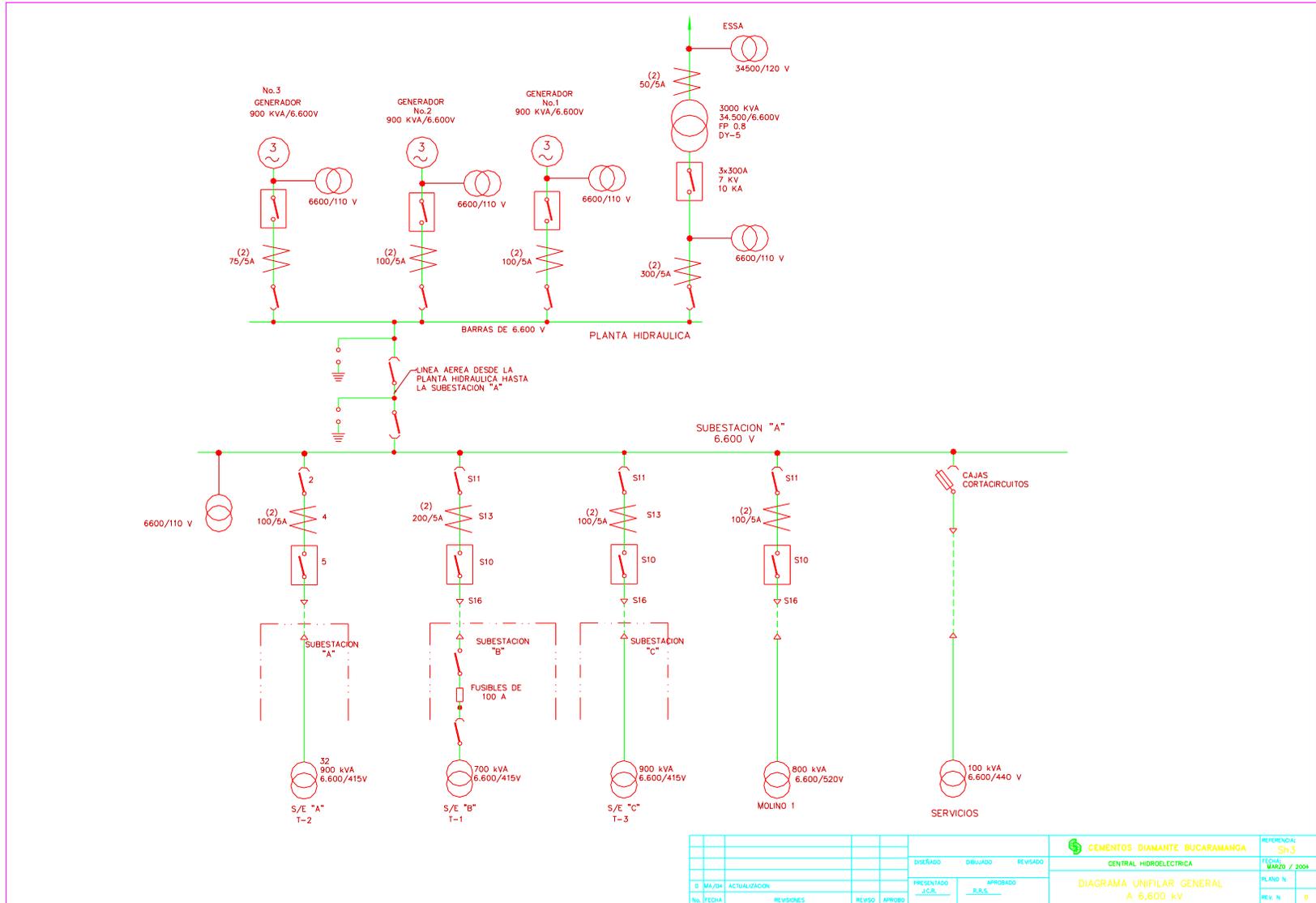




ANEXO 10

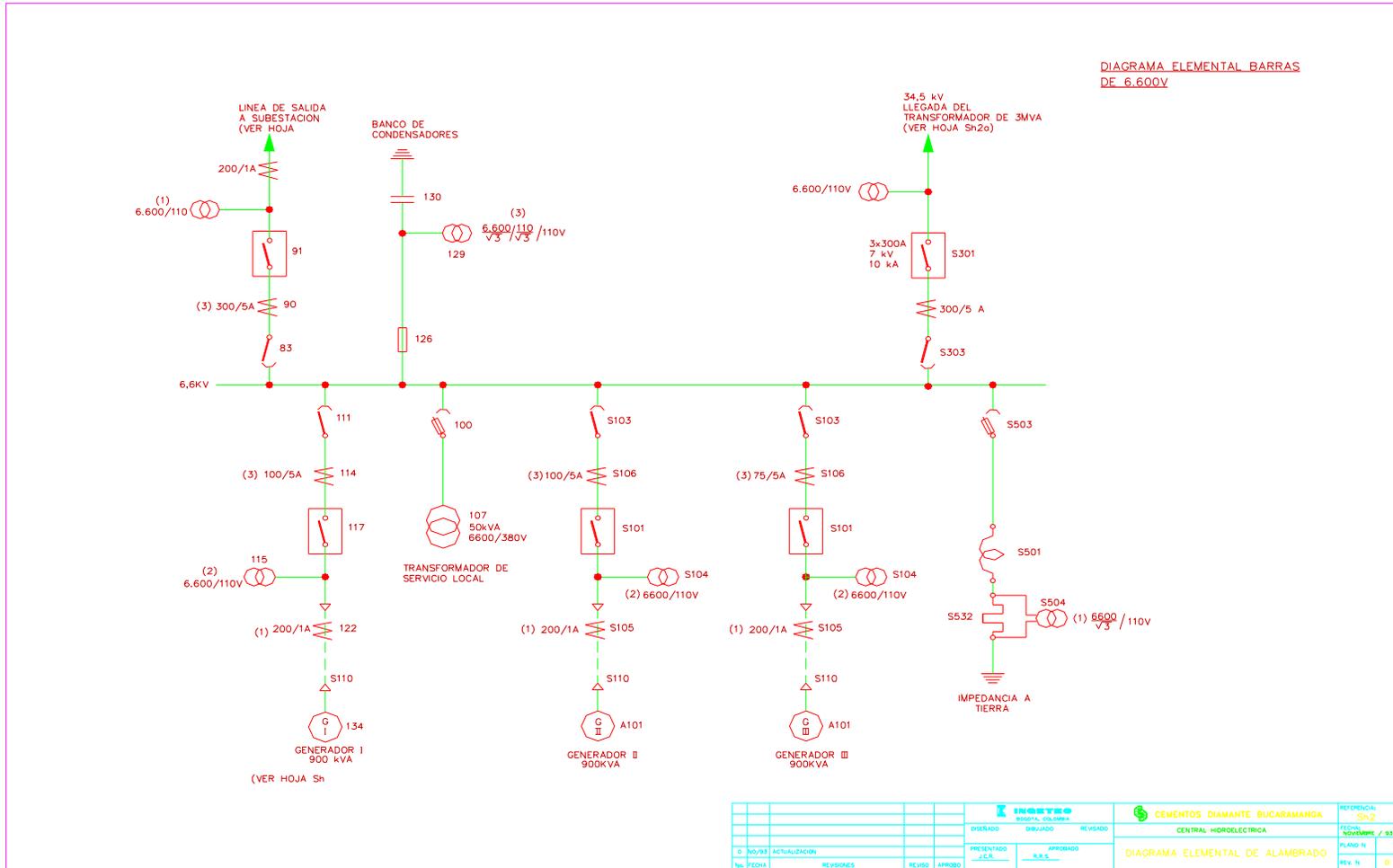
PLANOS ACTUALES

Anexo 10a. Diagrama unifilar general a 6.6 Kv.

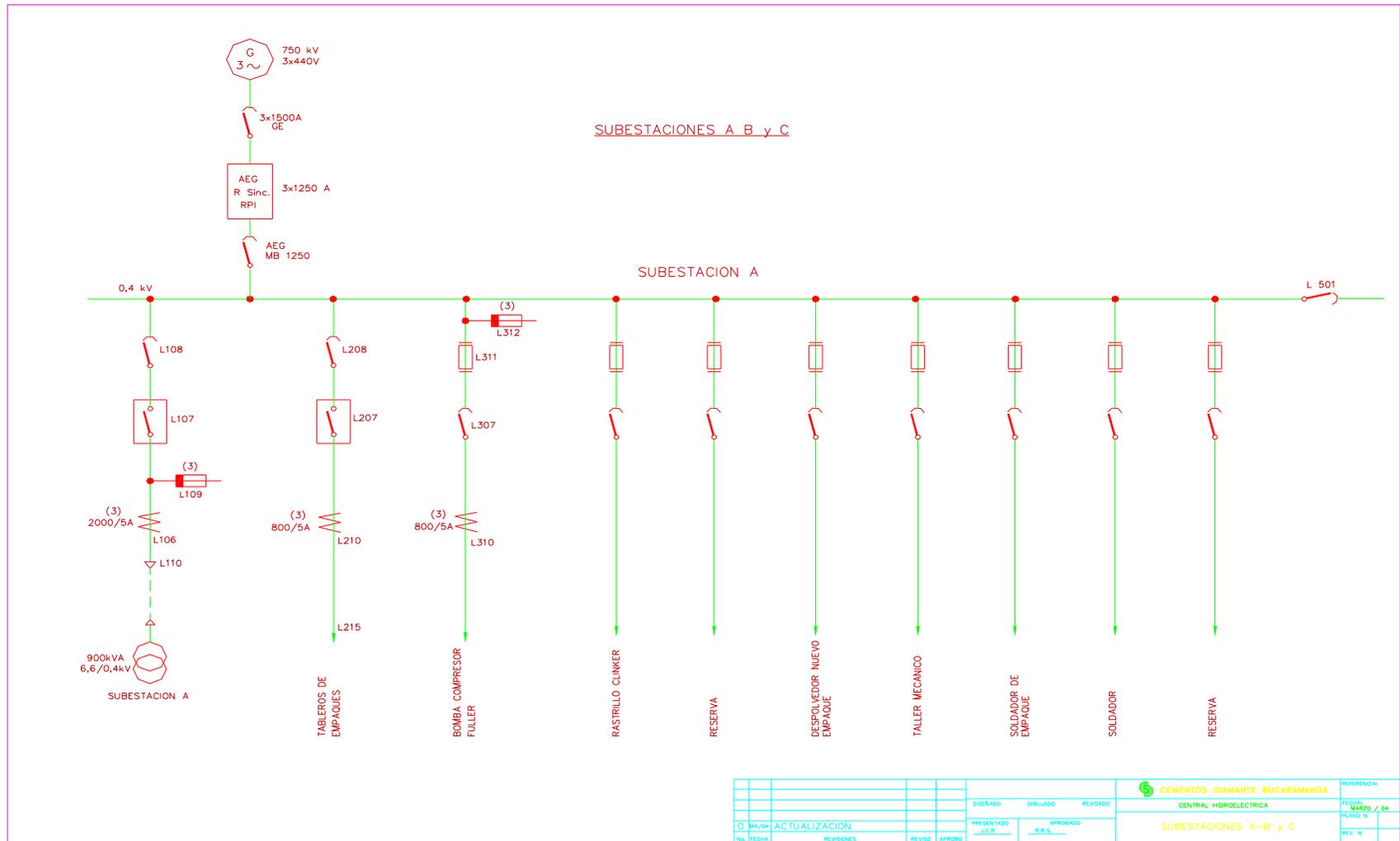


		DISEÑADO		DIBUJADO		REVISADO		REFERENCIAL	
								Sh.3	
								CENTRAL HIDROELECTRICA	
								VARIOS / 2004	
5		MA/04		ACTUALIZACION		PRESENTADO		APROBADO	
No.		FECHA		REVISIONES		REVISO		APROBO	
								DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL	
								A 6,600 kV	
								REV. N	
								0	

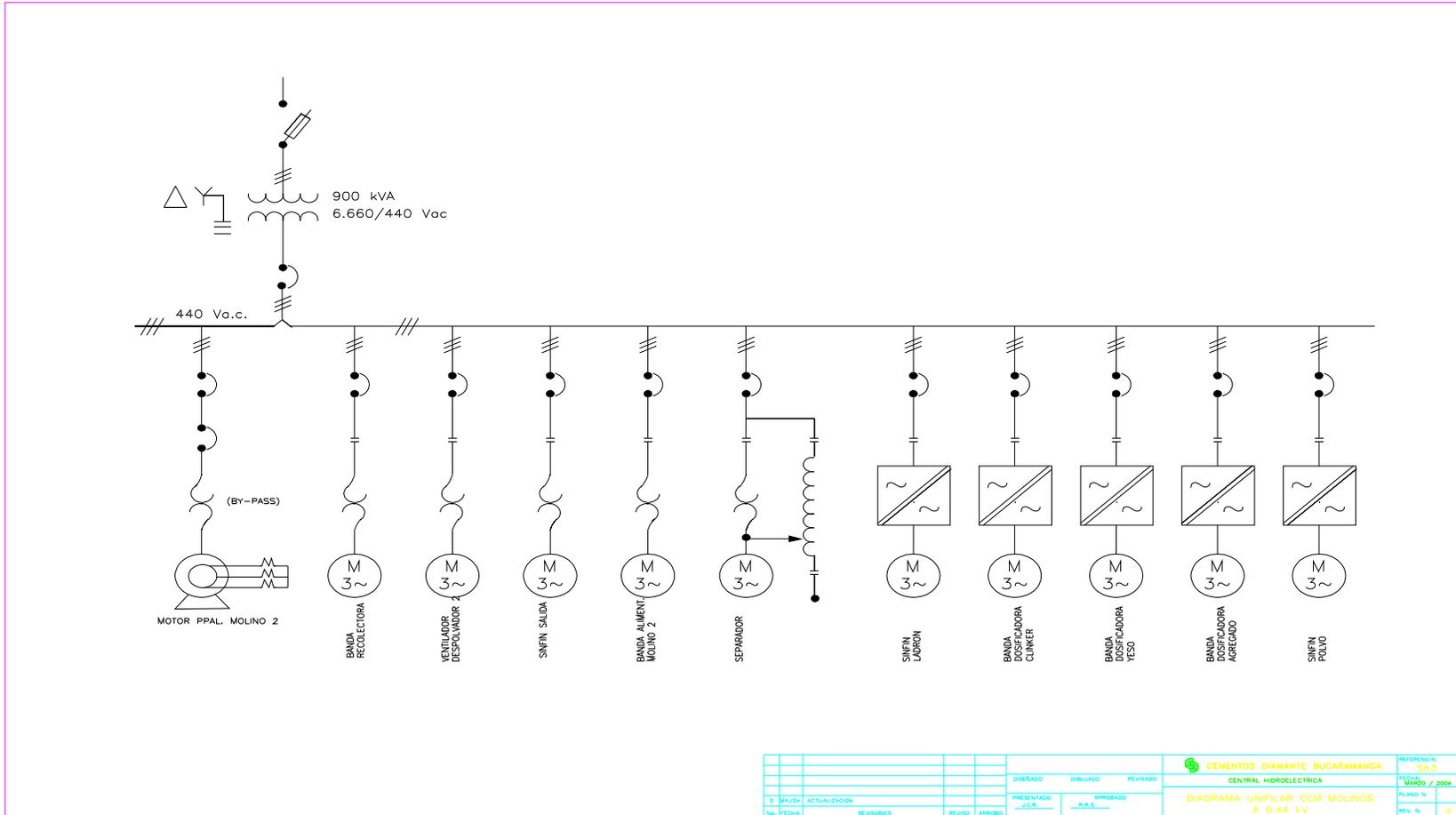
Anexo 10b. Diagrama elemental de alambrado.



Anexo 10c. Subestaciones A, B y C.



Anexo 10e. Diagrama unifilar CCM molinos a 0.44 Kv.



				DISEÑADO		DIBUJADO		REVISADO		 CEMENTOS DIAMANTE BUCARAMANGA CENTRAL HIDROELECTRICA		REFERENCIAL
												Sh.3
												VIAJETO / 2004
												PLANO N
												REV. N
												0

ANEXO 11

PLANOS PROPUESTA 1

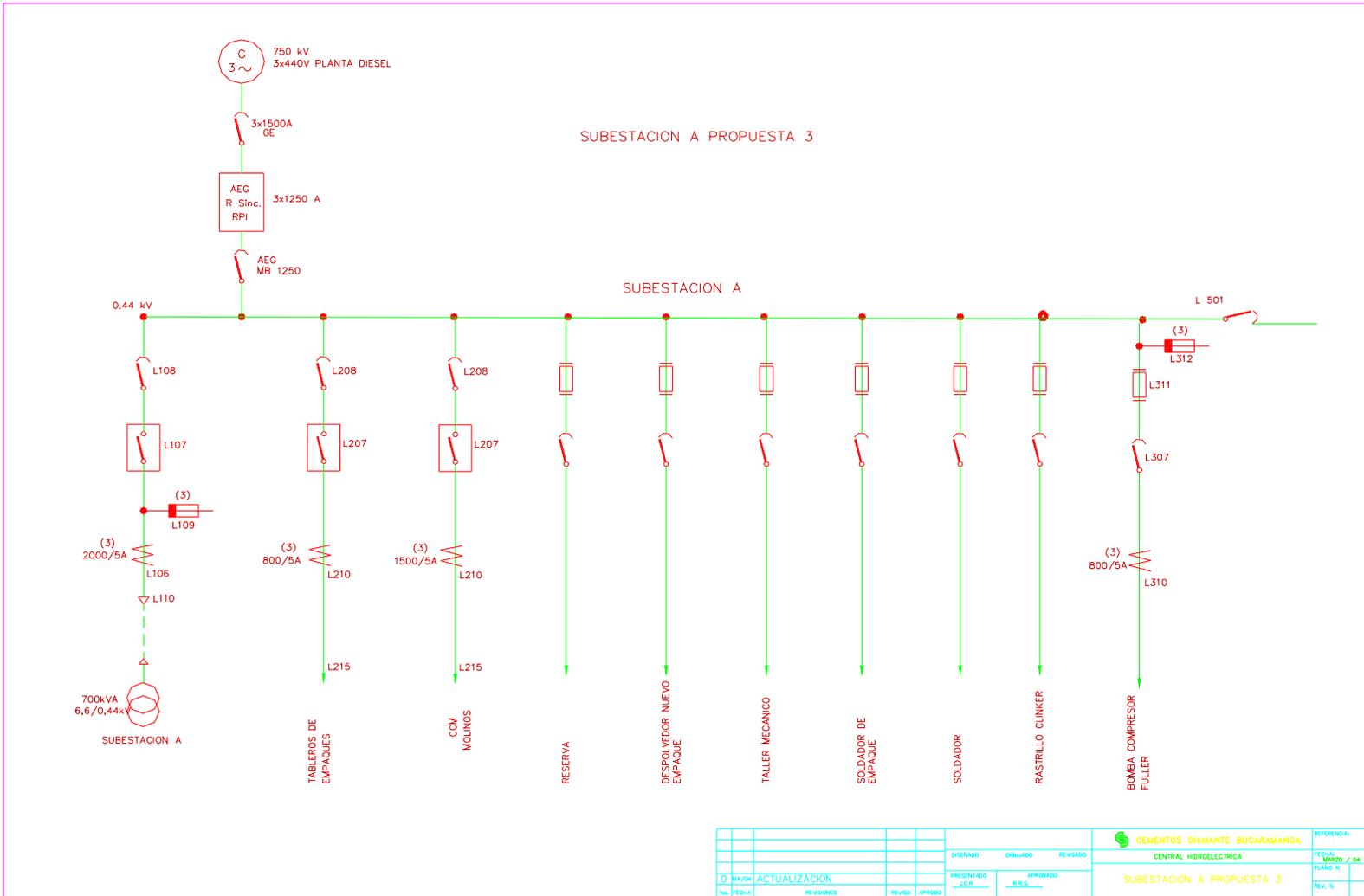
ANEXO 12

PLANOS PROPUESTA 2

ANEXO 13

PLANOS PROPUESTA 3

Anexo 13b. Diagrama unifilar general a 0.44 Kv.



			CEMENTOS DIAMANTE BUCARAMANGA			REFERENCIAL:
			DISEÑADO DIBUJADO REVISADO	CENTRAL HIDROELECTRICA		FECHA MARZO / 04
O. JAVIER ACTUALIZACION			PRESENTADO J.C.B.	APROBADO P.R.S.	SUBSTACION A PROPUESTA 3	
No. FOLIO	REVISIONES	REVISO	APROBADO			PLANO N. REV. N.

Anexo 13c. Alambrado distancias Planta Bucaramanga Cemex Colombia (Propuesta 3).

