

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA
MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DE CONTROL
DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE 41.75 MW DE LA
EMPRESA GENERADORA GEA”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
JUAN ALEJANDRO VALERO CHICANA
PROMOCIÓN
1991-2**

**LIMA-PERU
2001**

Un agradecimiento eterno a Dios, a mis padres y hermanos, que me han apoyado en cada momento y me incentivan a seguir adelante y superar todos los retos de la vida.

**DISEÑO, IMPLEMENTACION Y PUESTA EN SERVICIO
DE LA MODERNIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO
Y DE CONTROL DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA
DE 41.75 MW DE LA EMPRESA GENERADORA
“GEA”**

SUMARIO

Ante la inminente ampliación de la Capacidad de la Planta de Cementos Lima S.A., consistente en una Segunda Línea de Producción, que duplicaría su capacidad de producción de cemento, así como su demanda de potencia eléctrica. Luego entonces, se hizo necesario la ampliación previa de su planta de generación de energía eléctrica. Dicha generadora, tenía una capacidad instalada de 15.75 MW, y tenía un sistema de control híbrido (Análogo y Digital), el cual tenía serias deficiencias de operación.

Con la adquisición de nuevos grupos, se hizo necesario la evaluación y elaboración de las especificaciones del sistema de control que integraría a los 07 grupos, así como las modificaciones a los tableros originales que se adquirieron como parte del equipamiento auxiliar de los grupos, para adecuarlos a este nuevo sistema de control. La mayor parte de los tableros de control y fuerza eran de segunda mano, y habían estado expuestos a la intemperie, durante ese periodo de parada (aproximadamente 15 años).

En estrecha colaboración con la empresa asesora, se preparó las especificaciones del nuevo sistema de control y de todo lo necesario para adaptar los grupos y existentes a dicho sistema. Luego de la respectiva supervisión del montaje y puesta en marcha de la central, siguiendo las normas eléctricas y la aprovechando la experiencia de montaje de la primera fase, se llegó a concluir la nueva central de manera satisfactoria.

Actualmente la central se encuentra operando en horas punta, para cubrir la falta de energía, la cual está limitada por la máxima demanda contratada con la compañía de servicios (Luz del Sur), además de estar totalmente operativa para suministrar energía en condiciones de emergencia.

INDICE

	Página
PROLOGO	01
CAPITULO I	
ANALISIS DEL PROYECTO	
1.1 Condiciones Existentes Previas al Proyecto	04
1.2 Planteamiento de Problemas del Proyecto	06
CAPITULO II	
EVALUACION DEL SISTEMA EXISTENTE	
2.1 Sistema de Control Digital de los Motores.	10
2.2 Sistema de Control Análogo de Sincronización y Control de Carga.	15
2.3 Dispositivos de Control de los Tableros de los Motores Existentes.	21
2.4 Dispositivos de Medición y Control de los Tableros de los Motores a Instalarse.	23
2.5 Tableros de Fuerza, Mando y Control de los Generadores Existentes.	25
2.6 Tableros de Fuerza, Mando y Control de los Generadores a Instalarse.	27
2.7 Fuerza y Mando de la Interconexión Existente.	34

CAPITULO III**PLANTEAMIENTO, SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS Y
PLANEAMIENTO DE LA MODERNIZACION DEL SISTEMA
ELECTRICO Y DE CONTROL**

3.1	Sistema de Control.	36
3.1.1	Alternativas para Modernizar el Sistema de Control.	36
3.1.2	Evaluación Técnica y Económica de las Alternativas del Sistema de Control.	42
3.1.3	Selección del Sistema de Control.	47
3.1.4	Breve Evaluación Económica del Proyecto Global.	50
3.1.5	Configuración del Sistema de Control Seleccionado.	54
3.1.6	Descripción de la Operación del Sistema de Control Seleccionado.	57
3.2	Configuración del Sistema de Fuerza de la Ampliación de GEA.	59
3.3	Especificación de los Dispositivos Eléctricos, Electrónicos y Neumáticos a Utilizarse.	65
3.4	Revisión de los Planos Eléctricos Suministrados por la Empresa Asesora y Elaboración de Planos, para Adaptar los Grupos al Nuevo Sistema.	67
3.5	Revisión del Diseño de Puesta a Tierra.	68
3.6	Revisión de la Ruta de Cables y Bandejas de la Ampliación.	73
3.7	Especificación de Pedidos de Equipos y Materiales.	74

CAPITULO IV**MANTENIMIENTO MAYOR DEL EQUIPO ELÉCTRICO Y DE CONTROL A INSTALARSE.**

4.1	Mantenimiento Mayor del Equipo Electromecánico a Instalarse.	80
4.1.1	Mantenimiento del Generador.	80
4.1.2	Mantenimiento del Sistema de Fuerza.	83
4.2	Mantenimiento de los Dispositivos de Control de los Tableros.	85
4.3	Tratamiento del Aceite de los Transformadores 60/4.16 KV.	87

CAPITULO V**IMPLEMENTACION DE A MODERNIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO Y DE CONTROL**

5.1	Verificación de Materiales Adquiridos para la Ampliación.	92
5.2	Instalación de la Puesta a Tierra.	94
5.3	Montaje de los Tableros Modificados de los 04 Nuevos Grupos.	96
5.4	Montaje de las Celdas de Alta Tensión en 60 Kv. y Media Tensión en 4.16 Kv.	104
5.5	Montaje de los Transformadores de Potencia.	110
5.6	Montaje del Equipamiento Auxiliar.	115
5.7	Montaje de los Nuevos Generadores.	117
5.8	Interconexión en Baja, Media y Alta Tensión.	120
5.9	Modificación y Ampliación de la Grúa Puente.	124
5.10	Montaje de los Nuevos Tableros de Control Digital Woodward.	124

5.11	Montaje de la Red de Comunicación y Estaciones de Operación.	126
------	--	-----

CAPITULO VI

PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA ELECTRICO Y DE CONTROL MODERNIZADO

6.1	Calibración de Sensores y Dispositivos Diversos.	130
6.2	Verificación del Timbrado de la Interconexión entre Tableros.	133
6.3	Verificación de las Señales de Alarma de Relés, Sensores y Enclavamientos.	134
6.4	Instalación del Software del Nuevo Sistema de Control y Corrección de la Lógica de Operación (Programa y Pantallas de Visualización).	135
6.5	Puesta en Servicio de las Celdas de Media y Alta Tensión.	139
6.6	Puesta en Servicio del Equipamiento Auxiliar.	143
6.7	Pruebas en Local y Simulación del Mando Remoto.	144
6.8	Simulación de Fallas y Enclavamiento de Operación del Sistema Eléctrico.	144
6.9	Arranque de los Motores Diesel y Prueba de su Sistema de Protección.	145
6.10	Habilitación de los Generadores en Local y Prueba del Sistema de Protección y Medición.	147
6.11	Monitoreo de los Parámetros de Operación de los Motores y Generadores.	148
6.12	Calibración de los Dispositivos de Sincronización y Puesta	

en Paralelo.	150
6.13 Puesta en Paralelo y Pruebas con Carga al Nivel de Media Tensión 4.16 Kv.	151
6.14 Prueba de la Sincronización y Control de Carga en 60 Kv.	152
6.15 Prueba de los Diferentes Modos de Operación del Nuevo Sistema.	154
6.16 Operación en Periodo de Prueba (Asentamiento de Anillos).	154
6.17 Operación de la Central.	155
CONCLUSIONES	156
RECOMENDACIONES	158
ANEXO A	
A 1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SINCRONIZADOR.	159
A 1.1 Descripción Funcional y Modos de Operación.	159
A 2 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL MASTER (MSLC).	161
A 2.1 Teoría de Operación.	161
A 2.2 Modo Base Load.	162
A 2.3 Modo Importación /Exportación.	162
A 2.4 Descarga de la Red.	163
A.2.5 Descarga Local (Local Unload).	163
BIBLIOGRAFIA	165

PROLOGO

El diseño del sistema de control de una planta de generación, debe ser lo suficientemente flexible para ofrecer la capacidad de adaptarse (en un amplio rango), a cambios y mejoras importantes como son, la adición de nuevas señales, equipos y finalmente de nuevas unidades de generación. Dicho diseño a su vez debe permitir que el control y monitoreo de las señales provenientes de dichos grupos, se efectúe de manera integral, es decir, que en un centro de control se reúna toda la información necesaria para el registro y control de las variables de operación de toda la planta.

Una tendencia actual, es el uso de los sistemas de control distribuidos digitales, que basados en el software de operación de los equipos, así como en las plataformas de visualización, concentran toda la información en servidores y estaciones de operación (PC'S), a través de redes de comunicación. Esto hace posible la adquisición, en tiempo real, de todos los datos necesarios para una optima operación, ya que gran parte de la información se encuentra en equipos de control localizados.

En el caso en estudio, el sistema de control existente en la planta de generación (GEA), de 15.75 MW, tenía serias deficiencias en cuanto a operatividad, así como en su capacidad de aceptación de nuevos grupos generadores de similar dimensión; falta de facilidades de operación centralizada y registro de datos, aún para los grupos existentes.

También existía una comunicación incipiente entre el subsistema de control de los motores y el de la regulación de velocidad, sincronismo y control de carga de los generadores. Este se realizaba a través de unos pocos contactos discretos.

Así el Capítulo I, Análisis de la Situación, describirá las condiciones existentes que obligaron a modernizar el sistema de control así como los principales problemas de dicho sistema y los requerimientos del nuevo sistema de control para superar dichos problemas.

En el Capítulo II, se presentan en forma detallada, la situación del sistema de control y fuerza existente, sus dispositivos y tableros auxiliares así como los de los 04 nuevos grupos a instalarse. Aquí también se evalúa la operatividad de los equipos a instalarse y que vinieron como parte de los grupos nuevos.

En el Capítulo III, Planteamiento y Selección de Alternativas, se hace la presentación de las alternativas factibles técnicamente, para luego evaluarlas económicamente, dando como resultado la selección del sistema de control y las especificaciones eléctricas, de todo el equipamiento necesario para la ampliación de planta GEA. Estos trabajos se hicieron en coordinación estrecha con la empresa asesora ARPL y la Gerencia de Ejecución de Proyectos de Cementos Lima S.A. Aquí también se describe la experiencia adquirida en el tratamiento de pedido de equipos, tanto locales como al extranjero; comparación de costos, decisión de proveedores.

El Capítulo IV, detalla los trabajos de mantenimiento del equipo electromecánico a instalarse en la ampliación, debido a su estado de conservación, por ser equipo que estuvo expuesto a condiciones ambientales desfavorables para ese tipo de equipo, durante un largo periodo de tiempo.

El Capítulo V, detalla los aspectos del montaje eléctrico propiamente dicho, para lo cual ya casi había concluido la obra civil y corría paralelo el montaje mecánico.

La verificación previa a la energización se trata en el Capítulo VI, siendo este paso muy importante, por la responsabilidad de evitar retrasos al proyecto por daño a algún dispositivo eléctrico o electrónico, difíciles de conseguir en el medio, y además muy costosos. Luego de las pruebas en blanco, continua la paulatina energización de todo el equipo eléctrico de la central y la verificación de su correcta medición. Este capítulo es extenso debido a que se repite las pruebas tanto en vacío como con carga en todos los niveles de tensión posibles (baja, media y alta). También se energiza y prueba el sistema de control.

Este capítulo contiene los pasos seguidos durante la puesta en marcha la planta, en sus diversos modos de operación. Una parte importante de este capítulo, es la verificación de los diferentes dispositivos de protección y control, en la mayoría de las situaciones reales de falla posible y otros simuladas, que aseguren la operación continua y confiable de la planta de generación.

CAPITULO I ANALISIS DEL PROYECTO

1.1 Condiciones Existentes Previas al Proyecto

Cementos Lima S.A., empresa dedicada a la producción de cemento y que opera en el distrito de Villa María del Triunfo, suministra cerca del 50% del cemento consumido a escala nacional.

Ante los continuos y prolongados cortes del fluido eléctrico y la reducida máxima demanda permisible en horas punta, Cementos Lima S.A., se vio en la necesidad de instalar su central termoeléctrica, que funciona como su subsidiaria y que se denomina Generación Eléctrica de Atocongo S.A.(GEA).

Hasta 1993, GEA operaba con 03 grupos electrógenos, de 5.25 MW, cada uno, ver Figura N° 1, dando una potencia instalada total de 15.75 MW. El sistema de control era muy limitado, requería de mucha intervención manual y su operación era complicada cuando se generaban situaciones de inestabilidad de la red (variaciones de tensión y frecuencia), en especial cuando trabajaban los tres grupos en paralelo. Con la misma filosofía de mantener su autonomía en la demanda de energía, sumado al próximo incremento de su capacidad de planta, Cementos Lima S.A., decide la compra de 04 unidades generadoras adicionales, de segunda mano.

PLANTA DE CEMENTOS LIMA S.A.

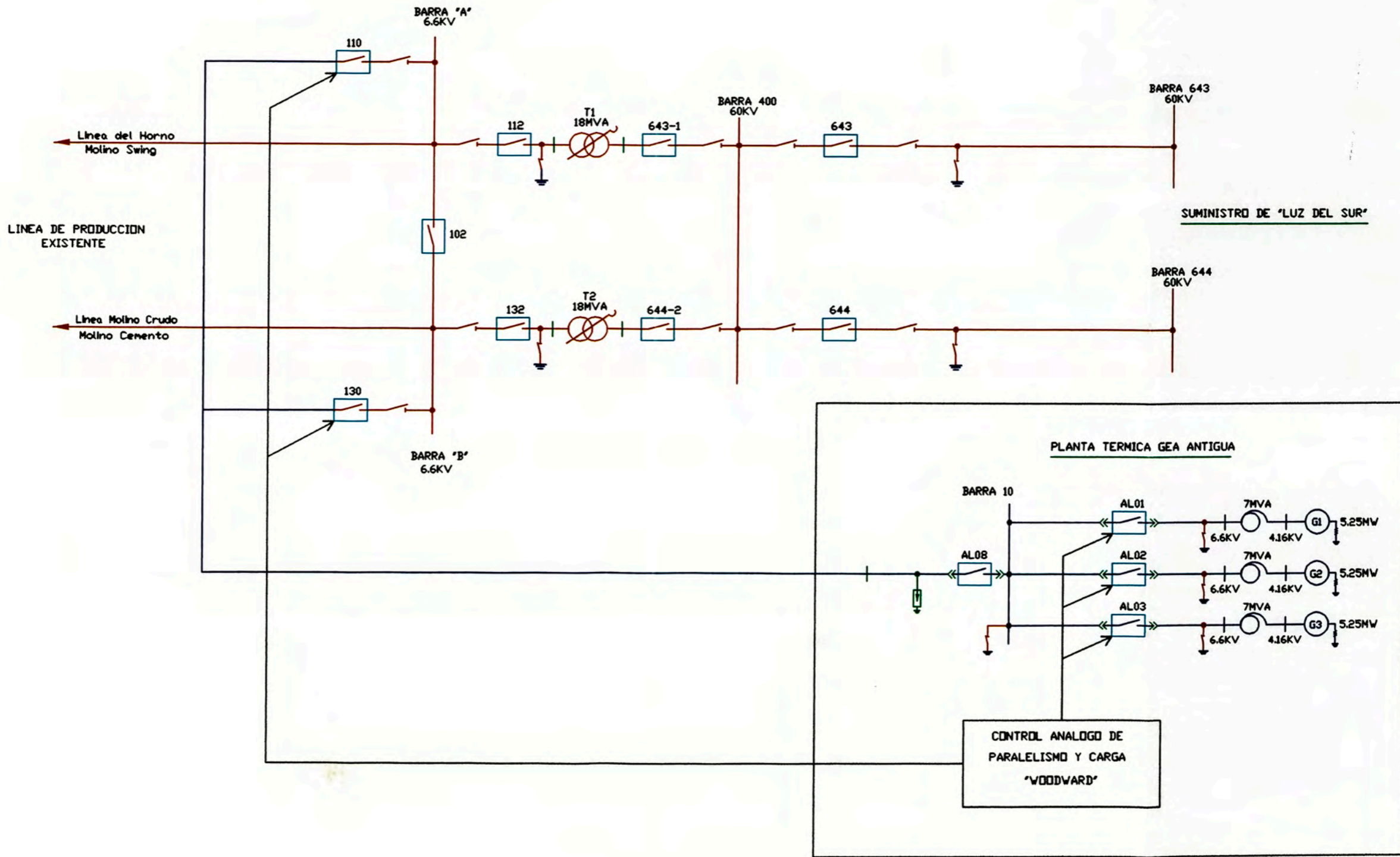


Figura N° 1

Unifilar de GEA antes de la Ampliación

Pos.	Designation	Can.	Material	Nota	Rev.	De	Por
Módulos/Zonas: PLANTA GEA							
Codigo: HERRERA							
ESQUEMA UNIPILAR							
Diagrama General							
CEMENTOS LIMA S.A.							
S/B UNICEA 0							

Dicha compra se efectuó a Centrales Nucleares en USA, desactivadas hace aproximadamente 15 años, en las cuales, los grupos trabajaban en situación de extrema emergencia. Los grupos fueron adquiridos con todos sus tableros y equipos auxiliares, en estado precario de conservación y la mayor parte era de tecnología obsoleta.

1.2 Planteamiento de Problemas del Proyecto

La planta de Generación de energía eléctrica GEA (Generación Eléctrica de Atocongo S.A.) era una central de 15.75 MW, formado por 03 grupos diesel de 5.25 MW cada uno, cuyo diseño inicial fue concebido para hacer frente a las fuertes restricciones de energía que se presentaban por los años 90, en la planta de Cementos Lima S.A., debido a actos de terrorismo, sumado a la poca capacidad del sistema interconectado del cual formaba parte la Compañía de Servicios (Electrolima) que suministraba energía eléctrica a dicha cementera.

Siendo primordial la operación estable del horno de Cementos Lima S.A., para asegurar su calidad en el producto final (cemento), así como satisfacer la fuerte demanda de este producto, los primeros años de esta década (90), se cambió el modo de operación de la condición de Stand By, al de una Central Eléctrica con operación diaria en horas punta, de 18:00 a 23:00 hrs.

El compromiso de la subsidiaria GEA con un único y exclusivo cliente (Cementos Lima S.A.), fue operar en paralelo con la red, manteniendo una carga base fija, a solicitud del cuarto de control de Cementos Lima de

acuerdo a su plan de producción diario, tratando de mantener el consumo de la planta de cementos la más cerca por debajo de la potencia contratada en horas punta, por entonces era 13 MW. Dicha demanda máxima, adicionada a los 15.75 MW, que suministraba GEA, le permitió a Cementos Lima, romper varios años su récord de producción. La planta de generación contaba con un sistema de control, que presentaba los siguientes problemas y deficiencias (que se había previsto que se incrementarían, con un mayor número de equipos a controlar):

Debido a su configuración; el sistema híbrido de control de la planta de fuerza GEA, presentaba dificultades de operación ante las repentinas y fuertes variaciones de frecuencia y tensión de la red, registrándose diferenciales de 1MW por grupo (03 MW en total en los tres grupos) en momentos de variación de 1HZ en la frecuencia de la red.

El registro de datos se realizaba en forma manual (temperaturas, presiones, niveles, corrientes, tensiones, potencias, etc.), tanto por el motorista (supervisor mecánico de los motores), como por el tablerista (supervisor eléctrico de la generación). No había registros de tendencia computarizado, ni registro de fallas.

El control de factor de potencia y potencia reactiva era realizado por un controlador de la marca BASLER, USA, instalado en cada panel del generador, y que no era parte del diseño original del control del generador.

El control de carga se ajustaba de modo manual y era constantemente corregido en los tableros de control análogo Woodward, en el cuarto de control, a través de potenciómetros de perillas. Esta situación, se hacía mas crítica, por la característica variable de la carga de la planta de cementos.

El sistema de alarmas era local, y estaba ubicado en cada panel de operación del motor, lo que obligaba al operador eléctrico a bajar del cuarto de control a consultar y reconocer la falla presentada.

Ante la inminente ampliación de planta con 04 unidades más, este tipo de operación, no sería práctica ni funcional puesto que obligaría a los operadores a pasar su turno tomando solo datos de operación de los 07 grupos en total; así como mayores dificultades de operación en el cuarto de control con la maniobra de los 07 tableros.

Debido a la falta de datos oportunos de operación, como las tendencias, la detección de fallas y su posterior corrección tomaría mucho tiempo así como pérdidas de horas de operación por daños mayores no detectados a tiempo.

Se esperaba una mayor dificultad en la localización de fallas dentro de las futuras 07 unidades en total.

Se necesitaba mayor capacitación para manejar los dos sistemas de control existentes, tanto para el motor (basado en

PLC Siemens), como para el de regulación y sincronismo (basado en controladores análogos Woodward).

Existían problemas de comunicación entre los dos subsistemas de control existentes (Siemens y Woodward), debido principalmente al principio de operación (uno análogo y otro digital), y en el caso de los controladores de velocidad digitales Woodward, aun no existía todavía un protocolo standard de comunicación entre ellos, lo que nos obligaba a hacer el intercambio de señales a través de contactos (entradas y salidas discretas).

CAPITULO II

EVALUACION DEL SISTEMA EXISTENTE

2.1 Sistema de Control Digital de los Motores

El sistema de control existente al inicio de la ampliación, el cual controlaba a los 03 grupos (Midland) existentes, estaba conformado por dos subsistemas de control (uno digital para los motores y uno análogo para los generadores).

El subsistema de monitoreo y control de los motores estaba basado en un PLC 100 U, CPU 103, marca SIEMENS, ver Fig. N° 2, el cual recibía todas las señales discretas proveniente de los motores a través de módulos de entrada digital de 08 canales, en 24 VDC, tales como:

Señales de alto y bajo nivel del tanque de agua de las camisas.

Señales de nivel del tanque diario de petróleo.

Señales de presión de aceite, petróleo, agua y aire de control.

Señales de los termostatos que censaban temperaturas de agua y aceite de lubricación del motor.

Señales de mando de los selectores y pulsadores del tablero de control local de los motores.

Dicha compra se efectuó a Centrales Nucleares en USA, desactivadas hace aproximadamente 15 años, en las cuales, los grupos trabajaban en situación de extrema emergencia. Los grupos fueron adquiridos con todos sus tableros y equipos auxiliares, en estado precario de conservación y la mayor parte era de tecnología obsoleta.

1.2 Planteamiento de Problemas del Proyecto

La planta de Generación de energía eléctrica GEA (Generación Eléctrica de Atocongo S.A.) era una central de 15.75 MW, formado por 03 grupos diesel de 5.25 MW cada uno, cuyo diseño inicial fue concebido para hacer frente a las fuertes restricciones de energía que se presentaban por los años 90, en la planta de Cementos Lima S.A., debido a actos de terrorismo, sumado a la poca capacidad del sistema interconectado del cual formaba parte la Compañía de Servicios (Electrolima) que suministraba energía eléctrica a dicha cementera.

Siendo primordial la operación estable del horno de Cementos Lima S.A., para asegurar su calidad en el producto final (cemento), así como satisfacer la fuerte demanda de este producto, los primeros años de esta década (90), se cambió el modo de operación de la condición de Stand By, al de una Central Eléctrica con operación diaria en horas punta, de 18:00 a 23:00 hrs.

El compromiso de la subsidiaria GEA con un único y exclusivo cliente (Cementos Lima S.A.), fue operar en paralelo con la red, manteniendo una carga base fija, a solicitud del cuarto de control de Cementos Lima de

acuerdo a su plan de producción diario, tratando de mantener el consumo de la planta de cementos la más cerca por debajo de la potencia contratada en horas punta, por entonces era 13 MW. Dicha demanda máxima, adicionada a los 15.75 MW, que suministraba GEA, le permitió a Cementos Lima, romper varios años su récord de producción. La planta de generación contaba con un sistema de control, que presentaba los siguientes problemas y deficiencias (que se había previsto que se incrementarían, con un mayor número de equipos a controlar):

Debido a su configuración; el sistema híbrido de control de la planta de fuerza GEA, presentaba dificultades de operación ante las repentinas y fuertes variaciones de frecuencia y tensión de la red, registrándose diferenciales de 1MW por grupo (03 MW en total en los tres grupos) en momentos de variación de 1HZ en la frecuencia de la red.

El registro de datos se realizaba en forma manual (temperaturas, presiones, niveles, corrientes, tensiones, potencias, etc.), tanto por el motorista (supervisor mecánico de los motores), como por el tablerista (supervisor eléctrico de la generación). No había registros de tendencia computarizado, ni registro de fallas.

El control de factor de potencia y potencia reactiva era realizado por un controlador de la marca BASLER, USA, instalado en cada panel del generador, y que no era parte del diseño original del control del generador.

- El control de carga se ajustaba de modo manual y era constantemente corregido en los tableros de control análogo Woodward, en el cuarto de control, a través de potenciómetros de perillas. Esta situación, se hacía mas crítica, por la característica variable de la carga de la planta de cementos.
- El sistema de alarmas era local, y estaba ubicado en cada panel de operación del motor, lo que obligaba al operador eléctrico a bajar del cuarto de control a consultar y reconocer la falla presentada.
- Ante la inminente ampliación de planta con 04 unidades más, este tipo de operación, no sería práctica ni funcional puesto que obligaría a los operadores a pasar su turno tomando solo datos de operación de los 07 grupos en total; así como mayores dificultades de operación en el cuarto de control con la maniobra de los 07 tableros.
- Debido a la falta de datos oportunos de operación, como las tendencias, la detección de fallas y su posterior corrección tomaría mucho tiempo así como pérdidas de horas de operación por daños mayores no detectados a tiempo.
- Se esperaba una mayor dificultad en la localización de fallas dentro de las futuras 07 unidades en total.
- Se necesitaba mayor capacitación para manejar los dos sistemas de control existentes, tanto para el motor (basado en

PLC Siemens), como para el de regulación y sincronismo (basado en controladores análogos Woodward).

- Existían problemas de comunicación entre los dos subsistemas de control existentes (Siemens y Woodward), debido principalmente al principio de operación (uno análogo y otro digital), y en el caso de los controladores de velocidad digitales Woodward, aun no existía todavía un protocolo standard de comunicación entre ellos, lo que nos obligaba a hacer el intercambio de señales a través de contactos (entradas y salidas discretas).

CAPITULO II EVALUACION DEL SISTEMA EXISTENTE

2.1 Sistema de Control Digital de los Motores

El sistema de control existente al inicio de la ampliación, el cual controlaba a los 03 grupos (Midland) existentes, estaba conformado por dos subsistemas de control (uno digital para los motores y uno análogo para los generadores).

El subsistema de monitoreo y control de los motores estaba basado en un PLC 100 U, CPU 103, marca SIEMENS, ver Fig. N° 2, el cual recibía todas las señales discretas proveniente de los motores a través de módulos de entrada digital de 08 canales, en 24 VDC, tales como:

Señales de alto y bajo nivel del tanque de agua de las camisas.

Señales de nivel del tanque diario de petróleo.

Señales de presión de aceite, petróleo, agua y aire de control.

Señales de los termostatos que censaban temperaturas de agua y aceite de lubricación del motor.

Señales de mando de los selectores y pulsadores del tablero de control local de los motores.



Figura N° 2
Control Antiguo Basado en PLC's



Figura N° 3
Panel de Control Local del Motor antes de la Ampliación

Señales de alarma y disparo provenientes de los tableros de los generadores (relés de protección) y de las celdas de media tensión en 6.6 KV.

Señales de los dispositivos y equipo auxiliar de los motores, tales como motores, ventiladores, compresores, etc.

A su vez, el procesamiento de la lógica de operación, se ejecutaba mediante el software de programación STEP5 de Siemens; para lo cual se utilizaba el programador PG 675 de Siemens. El programa de control estaba formado por:

OB1; Bloque de organización 1

PB2; Bloque de control 2.

PB10; Bloque de programa de alarmas.

La escritura de dichos programas fue elaborada en el modo de lista de sentencias. El programa fue elaborado en 1993, por la empresa americana AETC (Advanced Engine Technology Corporation), especialista en la evaluación, inspección, mantenimiento y ejecución de proyectos con este tipo de grupos electrógenos. Todos los ajustes de alarma y disparo (de temperaturas, presiones, niveles, etc.), correspondientes a la operación del motor, fueron fijados por AETC, teniendo en cuenta los manuales y la experiencia de operación de este tipo de motores. El PLC realizaba la ejecución de los programas de modo cíclico. Dicho ciclo es aproximadamente 30 milisegundos, el cual se puede incrementar dependiendo del tamaño del programa a manejar.

La ejecución de los comandos de control se realizaba mediante módulos de salida discreta de 08 canales y módulos tipo relé de 04 canales.

Dichas salidas efectuaban el control y monitoreo de:

Arranque de los equipos auxiliares, tales como bombas, calentadores, motores auxiliares, compresores.

Indicaciones de fallas (envío de señales de alarma hacia una panel anunciador, a través de relés de interface, marca Entrelec, de alimentación 24 VDC y cuyo contacto podía manejar 125 VDC, que era la tensión de operación de dicho panel anunciador). El monitoreo del motor Diesel se efectuaba localmente desde el panel motor, ver Fig. N° 3.

Arranque del motor, energizando las 04 electroválvulas solenoides principales de 24 VDC:

- Aire de arranque de los motores.
- Prelubricación.
- Pistón de parada (corte / liberación).
- Accionamiento de las válvulas de aire de admisión.
- Señales de retroalimentación al control Woodward, cuando el motor alcanzara sus parámetros estables de operación (velocidad > 100 RPM, velocidad nominal).
- Comandos de activación de la protección de motor, como disparo de las celdas de media tensión, y otros

enclavamientos y permisos de arranque u operación (por ejemplo el disparo del interruptor e inhabilitación de su mando de cierre, cuando el motor estaba parado o aún no había alcanzado sus condiciones nominales), y el mando de arranque en automático.

La principal diferencia entre una salida digital de 24 VDC y la de una salida tipo relé, es que la primera daba una salida de tensión 24 DVC y la segunda, un contacto libre de potencial.

Dos de los principales reenvíos de señal digital, hacia el sistema de control de carga y sincronismo Woodward eran:

- Un contacto libre de potencial cuando el motor pasaba los 100 RPM; y otro contacto que se activaba, cuando la velocidad superaba los 425 RPM, lo cual se consideraba como cerca de velocidad nominal que realmente es 450 RPM. Ambos contactos usaban 24 VDC como tensión nominal.

El software utilizado (STEP5) para el control del motor se puede modificar (ON LINE) mientras la unidad esta operando, y cuenta con una serie de operadores lógicos que simplificaban el cableado, pues el estado de una entrada física, se puede utilizar varias veces, mediante su imagen lógica y aplicarla a una o más salidas físicas.

Además, se eliminan varios dispositivos electrónicos como temporizados, contadores, flip-flops, etc., los cuales se reemplazan por operaciones lógicas en el STEP 5.

El PLC, se complementa con una fuente de alimentación de 125/24 VDC, que a su vez se alimentaba de un banco de baterías de 125 VDC, para asegurar su operación en caso de un corte total de la energía eléctrica. En el caso de un apagón, el sistema era capaz de arrancar las unidades, apoyadas por el sistema de baterías y el aire de control, el cual se mantenía en tanques a una presión de 230 psi. Este tipo de alimentación en continua, es típico en las centrales de emergencia.

El programa de control en STEP 5, dentro del PLC se mantenía por una pila de 3.5 VDC, que sostenía a la memoria RAM en caso de pérdida de los 24 VDC de su fuente de alimentación. Así mismo, se mantenía el programa en discos flexibles de 5 ¼", los cuales solo podían leerse con el sistema operativo de los programadores SIEMENS PG – 675, el cual se comunicaba con el PLC a través de un puerto de comunicación serial.

La fuente de alimentación de 24 VDC, 10 amp, suministraba la energía para, la CPU; los módulos de entrada y salida; los periféricos como válvulas solenoides, relés auxiliares; lámparas de señalización local de los tableros y el tacómetro digital.

2.2 Sistema de Control Análogo de Sincronización y Control de Carga.

El segundo subsistema de control de la planta de fuerza, era el sistema de sincronización y control de carga, suministrado por la compañía

americana Woodward, el cual tenía a su cargo la regulación de velocidad mediante una tarjeta análoga 2301A; la sincronización y puesta en paralelo a través de SPMA y la regulación y reparto de la carga del generador la efectuaba el AGLC (Automatic Generator and Load Control). Todos estos controladores eran análogos y tomaban su fuente de alimentación de los 24 VDC, del sistema de baterías y/o de la tensión que generaban los grupos, a través de sus transformadores de medida.

Cada unidad poseía un juego de los controladores análogos mencionados, montados en un tablero, junto con sus respectivos relés auxiliares, selectores, potenciómetros de precisión para la regulación de la carga (10 vueltas, $10K\Omega$), pulsadores, indicadores de frecuencia (55 a 65 Hz), voltímetros y amperímetros análogos, indicadores del estado de los interruptores, etc.

Un cuarto panel completaba el control de planta, era el tablero "master", que contenía dos SMP-A para la sincronización de toda la planta con la red en 6.6 KV (dos barras de alimentación principal de Cementos Lima en ese entonces), un controlador APTL (Automatic Power Transfer Load) para la transferencia suave y control de toda la carga de la planta GEA (con uno, dos o los tres grupos en paralelo, sosteniendo a la planta de cementos), con la red de Electrolima, en 6.6 KV.

Adicionalmente el tablero Master tenía 02 transductores de potencia RPS (Real Power Sensor) MW/4-20 mA, que servían para proveer de señal a un vatímetro análogo, indicador de la carga total de planta.

Para hacer posible la comunicación, la red de control, usaba una salida de referencia en tensión (0 – 1 VDC) en serie, que unía cada AGLC, para indicar el nivel de carga de cada grupo, así como el nivel de carga total en el Master. Una referencia adicional similar a la anterior, se compartía entre los controladores de velocidad, mediante una salida especial para indicar la velocidad y frecuencia de cada unidad.

Completaban el tablero Master, los voltímetros, amperímetros y vatímetros análogos de la carga total de los grupos; selectores para la sincronización de la planta GEA con una de las barras principales de Cementos Lima, que también era utilizado para la sincronización individual de cada grupo con su respectiva barra en GEA; un sincronoscopio común para la sincronización individual o de toda la planta; frecuencímetros; potenciómetros de precisión para el ajuste de carga; sus respectivos relés auxiliares para el mando de apertura y cierre de los interruptores y el enclavamiento de protección y operación de los grupos.

Este subsistema de control discriminaba, tanto individual como colectivamente, el modo de operación de los grupos (en paralelo en barra aislada o en paralelo con la red) mediante una lógica de contactos de relés auxiliares, que reproducían exactamente la configuración de la interconexión de GEA con Cementos Lima y la red eléctrica de Electrolima. Esta diferenciación posibilitaba a las tarjetas de control análogo, el adecuado control y reparto de carga de las unidades para evitar cambios bruscos en el nivel de potencia de los grupos, evitar bajas o sobrevelocidades (cambios en la frecuencia) y asegurar la operación óptima de la planta.

El control que ejercía este subsistema sobre el motor, se realizaba a través de una salida de tensión análoga del rango de 0-3 VDC, enviada por el controlador Woodward 2301A, hacia el gobernador de velocidad de cada grupo, ver Fig. N° 4, para la regulación de la frecuencia y velocidad del grupo. Este controlador tenía una salida discreta (contacto) para el cierre del interruptor principal del grupo en caso de estar en condición adecuada de sincronización (igual frecuencia, ángulo de fase y nivel de tensión); otra salida discreta para la apertura del interruptor del grupo en el proceso de descarga; así como contactos para subir y bajar la tensión de los grupos que se enviaban al tablero de control del generador (regulador automático de tensión).

La retroalimentación se obtenía de sensores de velocidad (PickUp) magnéticos instalados en el eje del generador, los cuales enviaban una señal de tensión inducida proporcional a la frecuencia nominal del grupo, que era recogida por cada controlador de velocidad (2301 A). Esta referencia era imprescindible para mantener la frecuencia del grupo, tanto en vacío como con carga, pero aislado de la red.

Este subsistema de control análogo Woodward, ejercía la regulación de carga de cada grupo mediante un control de posición referencial, que relacionaba KW con el ángulo de apertura del pase de alimentación de petróleo al motor. Es decir que se hacía una calibración inicial con 0 KW, para una posición inicial de la cremallera (la cual controlaba el suministro de petróleo hacia las bombas de inyección de petróleo) y con 5,250 KW como posición final del brazo de dicha cremallera.

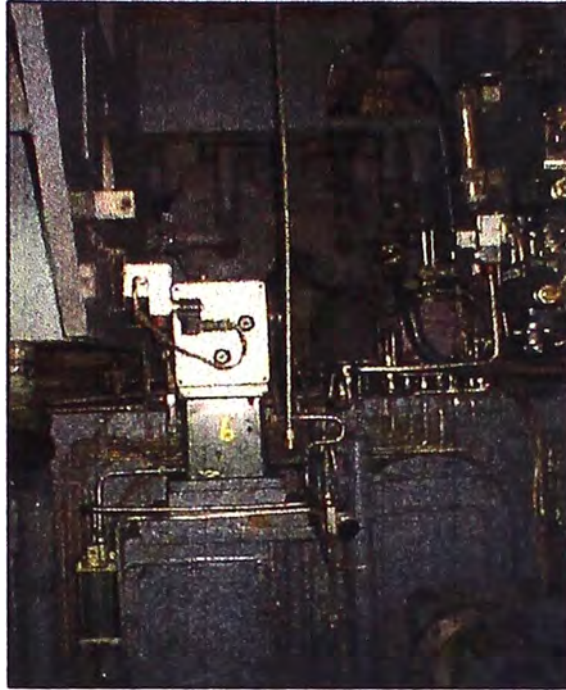


Figura N° 4

Gobernador Mecánico del Motor Diesel

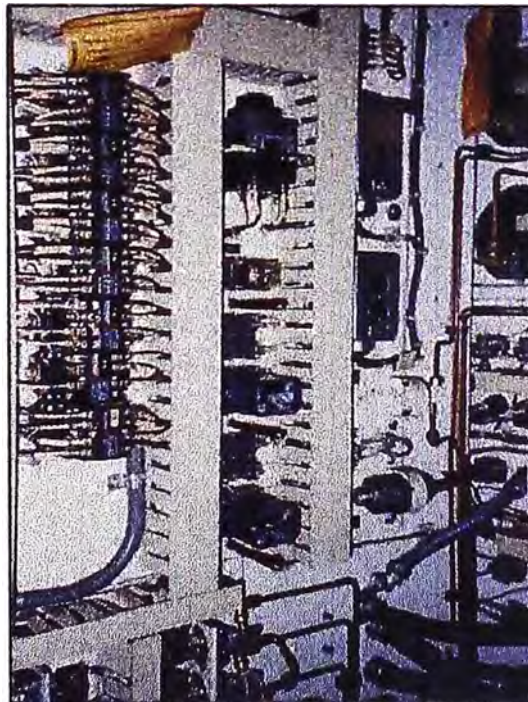


Figura N° 5

Circuitos de Control Electroneumáticos de los Motores a Instalarse

Lo anterior significa para el sistema, que un nivel de carga requerido se traducía en una posición de apertura de combustible fija, sin importar las variaciones de frecuencia, cuando se estaba en paralelo con la red, de la cual se asumía una frecuencia constante.

Para el caso de operación en vacío, la regulación de velocidad se hacía tomando la referencia de velocidad dada por el pick up magnético del generador.

El modo de control de carga por posición de los grupos a menudo hacía muy inestable la regulación de carga de los mismos y requería una supervisión constante, para compensar las variaciones de potencia de aprox. 1MW por grupo, por cada Hz de variación de frecuencia de la red de Electrolima. Esta situación se tornaba crítica, en caso de operar con las tres unidades en paralelo, y aún más en periodos inestables de frecuencia de la red, que eran comunes por esos tiempos.

Un fenómeno singular se presentaba con el nivel de reactivos de los grupos, pues al tener un control automático de posición de los reguladores de tensión de los generadores, obligaba a una constante corrección del factor de potencia ante los cambios en el nivel de tensión de la red eléctrica. Fenómeno análogo a la variación de reactiva.

La fuente de alimentación de los controladores de sincronización y carga Woodward era 24 VDC y permitían operar aún con una o dos unidades, tanto una como más tarjetas, fuera de servicio.

Como se mencionó anteriormente, este subsistema recibía algunas señales discretas del subsistema de control de motor (PLC) que le indicaban cuando el motor pasaba de 100 RPM, para que haga una breve pausa y luego acelere nuevamente a los motores, para evitar cruzar lentamente por su velocidad crítica y prevenir daños al cigüeñal; indicación de velocidad mayor de 425 RPM, para el ajuste fino de la velocidad cercana a la nominal (450 RPM).

El resto del sistema eléctrico recibía enclavamientos de protección y operación de los interruptores de los grupos y principales de la planta de Cementos Lima.

2.3 Dispositivos de Control de los Tableros de los Motores Existentes.

Los dispositivos de control existentes en los tableros de los motores eran una mezcla de accesorios modernos y antiguos (algunos pertenecientes a la central original montada hace quince años), y otros que fueron adquiridos para la operación de los grupos en el montaje de la planta de 15.75 MW en 1993.

Entre los dispositivos originales que se conservaron podemos mencionar:

Switches de presión, termocuplas, switches de vibración, panel anunciador lógico de fallas en 125 VDC, selectores de panel relés con enclavamientos magnéticos, tacómetro análogo.

A esto se le puede agregar los indicadores de presión y temperatura que tenía el panel.

Un indicador de nivel del tanque diario de petróleo con entrada análoga de 0-20 mA,

Un indicador de temperaturas con entradas tipo termocuplas, al cual se le adicionó un selector de 20 posiciones con bornes de Hierro-Constatán, para evitar errores de lectura.

Los dispositivos modernos que contenía dicho panel local de control del motor eran:

El PLC Siemens, CPU 103, y su fuente de alimentación 125/24VDC.

Relés de interface 125/ 24 VDC

Algunos relés auxiliares.

Cabe mencionar que este panel recibía las señales de presión (aire, petróleo, agua, aceite), proveniente de los grupos diesel, mediante tuberías metálicas de control, de 1/4", 3/8", en acero inoxidable. Las tuberías fueron parte del diseño original y se completaron solo los tramos necesarios o los que se dañaron en el transporte.

La mayor parte de los interruptores (switches) de presión, se ubicaban en este panel, quedando los termostatos y termocuplas en el cuerpo del motor respectivo, de los cuales se recogían las señales eléctricas, mediante

cables apantallados especiales para alta temperatura y resistentes a esfuerzos mecánicos.

2.4 Dispositivos de Medición y Control de Tableros de los Motores a Instalarse.

Al ser provenientes de centrales nucleares (San Onofre y Perry – USA) similares a las que alojaran a los tres primeros grupos, (MidLand – USA), todos los dispositivos instalados en sus tableros, eran de hace 15 años, configurados para operación electroneumática, como se puede observar en la Fig. N° 5. Gran parte de la tubería neumática metálica (fierro y acero inoxidable) de ¼” ó 3/8”, que alimentaba a los sensores, estaba obstruida y tenía que ser reemplazada. También se necesitaba eliminar tubería neumática redundante así como sus respectivos sensores y reemplazar los existentes por equipo moderno.

El control operaba sobre la base de contactores, presóstatos (interruptores de presión), selectores, enclavamientos eléctricos, algunos transductores análogos (como el de velocidad), fines de carrera, etc. Además, el estado de los tableros, hacía necesario un mantenimiento total muy exhaustivo, por estar abandonados sin captadores de humedad o alojamiento hermético adecuado.

En la Fig. N° 6, se muestra el ambiente en el cual se conservaron los tableros de control de los grupos a instalarse, durante el periodo de tiempo que estuvieron fuera de servicio.



Figura N° 6

Almacenamiento Original de Paneles a Instalarse

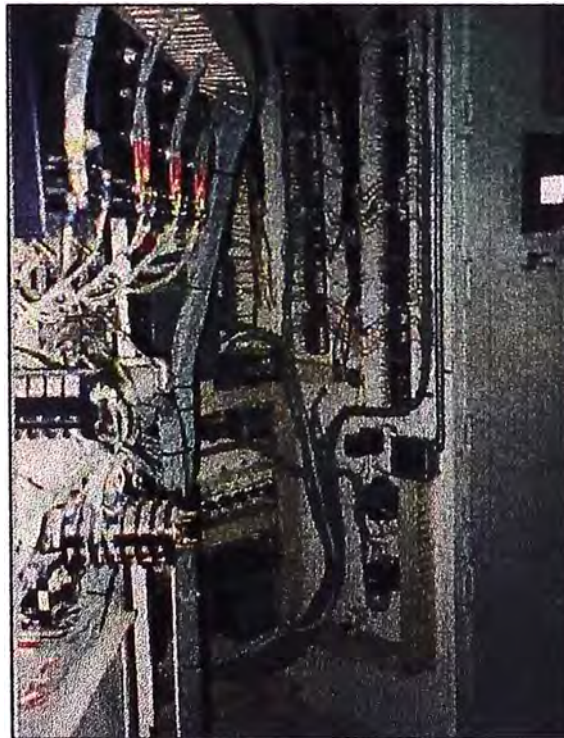


Figura N° 7

Circuitos del Panel Generador a Instalarse.

A esto se sumaba, que dichos tableros requerían ser instalados en un sistema de control aún más moderno al existente, en el cual la mayoría de sus componentes internos, eran obsoletos o ya no eran necesarios.

2.5 Tableros de Fuerza, Mando y Control de los Generadores Existentes.

La tensión de generación de los 03 grupos existentes es 4,160 VAC, la cual originalmente pasaba por un tablero de fuerza de la excitatriz del generador, seguía a través de un autotransformador elevador de 4,160/6,600 VAC y terminaba en una celda de media tensión en 6.6 KV donde se efectuaba la sincronización.

Dentro del tablero individual del generador, se ubicaba el sistema de regulación de tensión (fuerza y mando), medición y protección de dicho generador.

Luego de una exhaustiva prueba, en vacío y con carga, se determinó la confiable operatividad de los relés de protección análogos del generador así como de su sistema manual y automático de regulación de tensión por lo cual se conservarán los dispositivos originales. Sólo se adicionaron algunos relés auxiliares de control y alguna interconexión con los paneles de control del motor y las celdas de media tensión.

Como parte de los equipos auxiliares se instalaron transformadores toroidales para el relé diferencial, tanto del generador como de los autotransformadores, así como un controlador de factor de potencia y

potencia reactiva BASLER de última generación, para hacer frente a las constantes oscilaciones bruscas de tensión de la red.

Dentro del equipo de mando y protección de los generadores existentes tenemos:

- Reguladores de tensión manual y automáticos.
- Relés de protección análogos (sobretensión, sobrecorriente, potencia inversa, diferencial, baja frecuencia, pérdida de excitación, sobre corriente instantánea, desbalance de tensión, sobretensión del neutro y su auxiliar). Las marcas eran ABB y Westinghouse.
- Transductores de tensión, corriente y frecuencia con sus respectivos indicadores análogos. (Todas las variables eléctricas).
- Relés y contactores auxiliares, pulsadores, selectores, potenciómetros motorizados para la regulación automática y manual de la tensión, etc.
- Tarjetas de control de la excitatriz, en sistema redundante.
- Anunciador de fallas en diodos y/o tiristores.
- Controlador de factor de potencia / potencia reactiva BASLER.
- Limitador de excitación de la corriente de campo.

En el mismo tablero, y en cuerpos separados también se encontraba la fuerza del sistema de excitación:

Puente rectificador (diodos y tiristores de potencia). En estos paneles, el sistema de rectificación era redundante (similar al sistema de regulación de tensión), o sea que mediante un seccionador conmutador (diseñado para trabajar en vacío), se podría seleccionar otro puente rectificador en caso de falla del primero. La conmutación de las señales de control se hacía a través de relés auxiliares que se energizaban mediante contactos auxiliares del conmutador.

Sistema de alimentación al puente rectificador formado por 1 transformador trifásico de 4,160 a 500 VAC, reactores y transformadores de corriente de potencia y uno de medida de 800 / 5 Amp.

En compartimientos adicionales se encontraban los trafos de medida de 4,160 / 120 VAC, en configuración delta 3 ϕ , tanto para la regulación de tensión, para la medición como para la protección. Para el reenvío de señales a las celdas de salida en 6.6 KV al panel de motor y al sistema Woodward, se adicionaron relés auxiliares, en el compartimiento de borneras de salida.

2.6 Tableros de Fuerza y Mando de los Generadores a Instalarse.

Similar a los tableros de control del motor, los tableros adquiridos con los 04 grupos electrógenos (Perry y San Onofre), tenían la mayoría de los dispositivos auxiliares en mal estado (corrosión) y eran obsoletos. Como se

puede apreciar en la Fig. N° 7, era necesaria una remodelación casi total de los circuitos del panel del Generador. Lo mismo pasó, con los relés análogos instalados para la protección de los generadores fabricados hace 15 años.

Los relés que eran de una generación anterior a los grupos existentes y que se conservaron para GEA, primera etapa. Se desecharon dichos relés de protección análogos de estos paneles, reemplazándolos, por un solo relé digital multifunción Siemens.

El estado del cableado era engorroso, y con señas de sulfato en los terminales y borneras. Lo mismo pasaba con el cableado de fuerza de la excitatriz (transformadores de tensión y corriente, reactores y diodos y tiristores de potencia), el cual además, como se aprecia en la Fig. N° 8, tenía una disposición muy compacta dentro de su tablero, ideal para una central nuclear, pero que en nuestro caso (aplicación industrial), dificultaba bastante su acceso para mantenimiento.

Lo rescatable era el sistema de regulación de tensión y de excitación, el cual requería solo mantenimiento, faltaban 02 tarjetas de control de los grupos 04 y 05 (Perry) de 7 MW, pero se contaba con la codificación en su manual, para poder hacer el pedido respectivo al fabricante. La Fig. N° 9, muestra la tarjeta de regulación de tensión de estos grupos, la cual era diferente a la de los grupos restantes.

Cabe resaltar que el sistema de excitación y regulación de tensión de los grupos 6 y 7 (San Onofre), era similar al de los grupos existentes, salvo que no poseía redundancia.

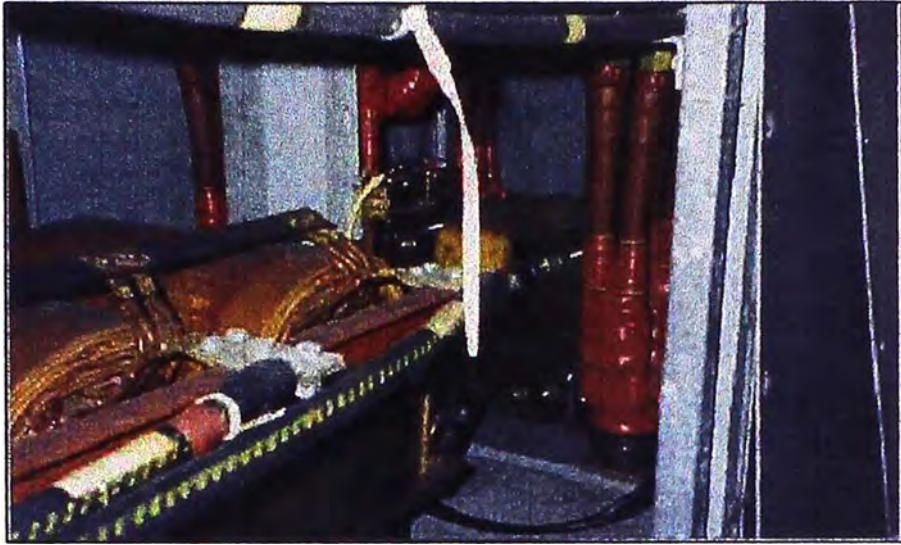


Figura N° 8

Disposición Original del Circuito de Fuerza de los Nuevos Grupos

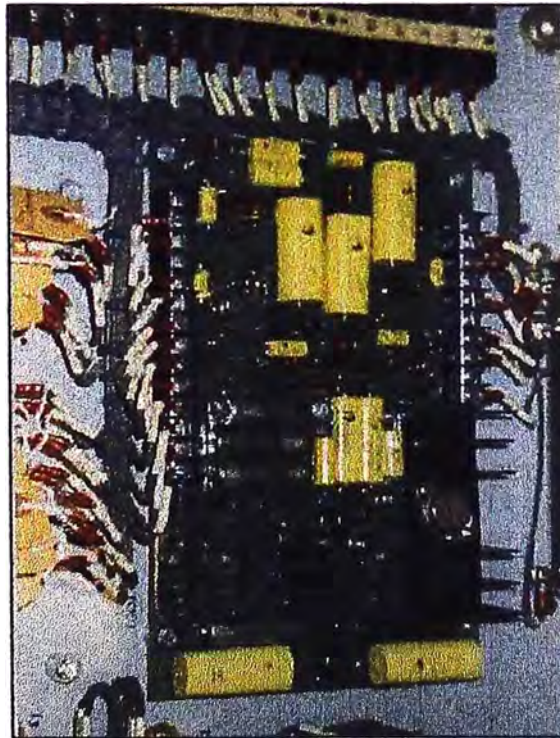


Figura N° 9

Regulador de Tensión de los Grupos 4 y 5

La Fig. N° 10, muestra el detalle del sistema de excitación estático de los nuevos grupos 6 y 7. En el caso de la excitación y regulación de tensión de los grupos 4 y 5 (Perry), tanto el principio de funcionamiento como los componentes de fuerza y control era diferentes a los de los otros 05 grupos restantes. Por ejemplo, mientras que el regulador de tensión de los grupos 4 y 5, estaba disgregado en varias tarjetas independientes dentro de su panel de excitación (tanto para la comparación del nivel de tensión como para el disparo de los tiristores); el regulador de todos los otros grupos (1, 2, 3, 6, y 7), era un módulo integral.

La distribución de la fuerza de los sistemas de excitación, que estaban localizados en paneles diferentes, (en los 04 generadores a instalarse) era inadecuada y hacia casi inaccesible su revisión y conexión. Las cajas metálicas donde estaban ubicadas no tenían puertas, ni compartimientos separados para los transformadores y reactores de potencia.

Los generadores existentes de 5.25 MW cada uno eran de la marca Portec- Electric Products. Los dos adquiridos a la Central Nuclear de San Onofre – USA, de 6 MW, eran de la misma marca; pero los provenientes de la Central Nuclear, Perry – USA de 7 MW eran General Electric.

En los 05 generadores marca Portec-EP, el sistema de control de tensión era de la misma marca, pero en los de Perry, eran Basler Inc.

No existía cableado de fuerza disponible, en los nuevos tableros, que se pudiera recuperar.



Figura N° 10
Sistema de Excitación Estático de los Grupos 6 y 7.



Figura N° 11
Caja de Terminales de los Nuevos Generadores

La caja de conexiones de los nuevos generadores, solo poseía trafos de corriente de con un solo devanado de 1200 / 5 Amp, uno clase 1, de 30 VA c/u, que no permitían independizar los circuitos de protección de corriente diferencial de los generadores del resto de las protecciones como se recomienda en estos casos; y además los trafos de medición de tensión existentes no servían pues eran de 4.16/120 VAC, y todas las protecciones de las celdas se especificaron a 110 VAC, en el secundario por lo que se pidió su reemplazo total. El estado de estas cajas de terminales, antes de su montaje, se ve en la Fig. N 11.

Los generadores requerían mantenimiento total (rotor y estator). Se notaban algunas cuñas flojas (de sujeción de la bobinas) y deterioro del barniz aislante de las bobinas del rotor y estator (en los 04 grupos nuevos), además de una resistencia de aislamiento muy por debajo del indicado en el reporte de fabrica.

La Fig. N° 12, nos da una idea bastante clara del estado de los devanados de los generadores próximos a instalarse. Por otro lado, la disposición final de los generadores en la planta GEA, tuvo que variarse de acuerdo a que tenían los grupos existentes, que posibilitaban mayor facilidad de mantenimiento.

La disposición original de los generadores en su antigua instalación en USA, se puede apreciar, en la Fig. N° 13.



Figura N° 12
Estado de los Devanados de los Generadores a Instalarse.

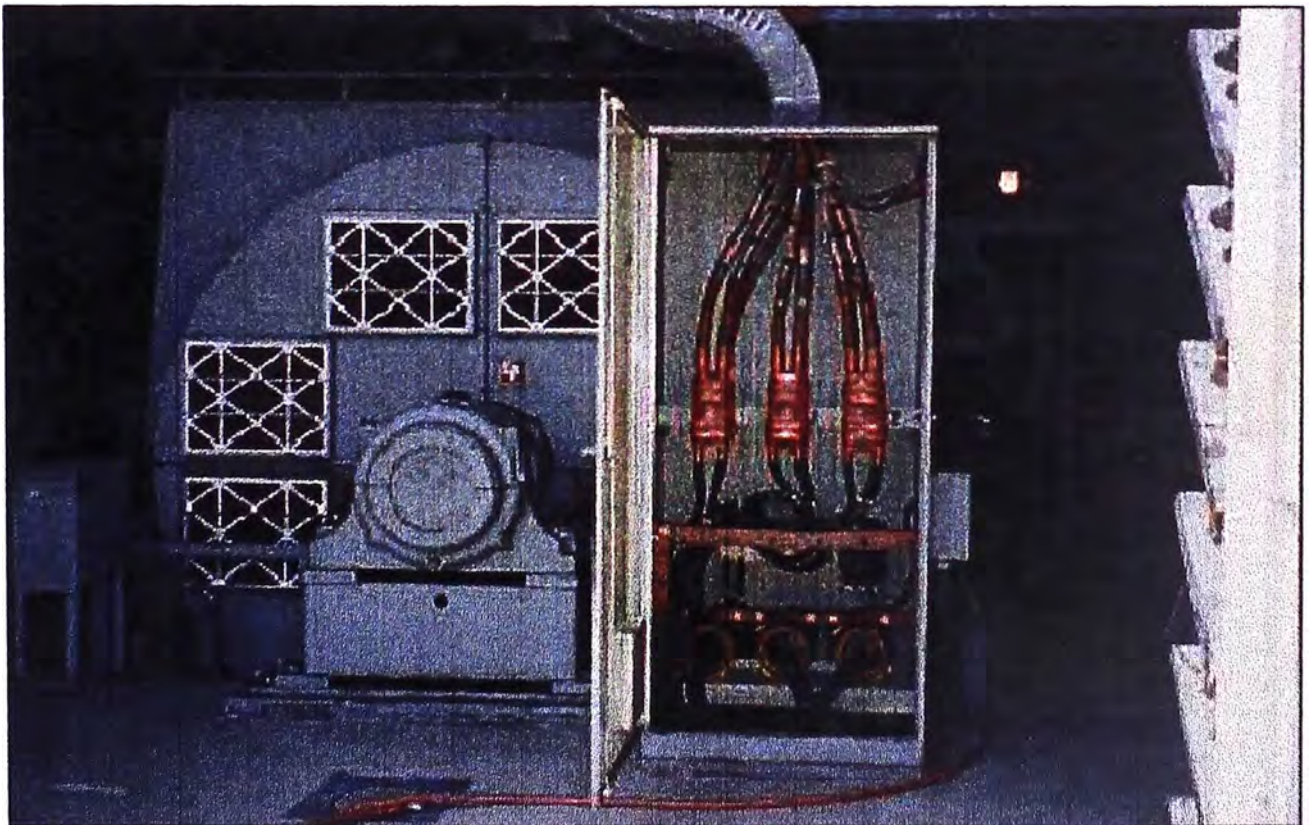


Figura N° 13
Generador de 7 MVA en su Ubicación Original (USA).

Faltaban varios fusibles de fuerza de los transformadores de medición de tensión, así como algunos contactores de potencia para el corte de la excitatriz, con alimentación de bobina 125 VDC.

2.7 Fuerza y Mando de la Interconexión Existente.

El sistema de potencia de la planta de generación existente estaba configurado del siguiente modo (ver Diagrama Unifilar en la Fig. N° 1):

La salida de cada generador, en 4.16 KV, se elevaba mediante autotransformadores de 7 MVA, al nivel de 6.6 KV, que era la tensión de las dos barras de alimentación principales de Cementos Lima.

Esta tensión de salida del generador, 6.6 KV, llegaba a una celda Siemens Metal Clad, 8 BK20, con un interruptor extraíble de 800 amp, de tipo vacío, construidos en 1992 en Brasil. Dichas celdas, hacían posible la conexión del generador con su barra común (para los 03 grupos), en la cual por lo general se recibían (mediante maniobras), los 6.6 KV de la red.

La barra común de los 03 grupos, tenía un interruptor de salida del mismo tipo que los de los grupos individuales, pero de mayor capacidad (2500 Amp). Este interruptor alimentaba los cables de media tensión, tipo seco, en 6.6 Kv., los cuales, por medio de bandejas llevaban la tensión a las dos barras principales de Cementos Lima, que a su llegada tenían dos respectivas celdas con interruptores de vacío en 6.6 KV, de 2500 Amp, del tipo fijo. Esto se resume en el unifilar de la Fig. N° 1.

Lo anterior significaba que se tenía la capacidad de poner en paralelo en modo individual, cada grupo con su barra común y la capacidad de puesta

en paralelo por medio de los dos interruptores de 2500 Amp, en las barras de Cementos Lima (total de la planta GEA), a través del tablero de sincronización master del sistema Woodward.

Todas las celdas Siemens de los grupos tenían relés digitales Siemens (numérico diferencial, sobrecorriente y falla a tierra) y así también los de llegada de toda la planta (sobrecorriente).

CAPITULO III

PLANTEAMIENTO, SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS Y PLANEAMIENTO DE LA MODERNIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO Y DE CONTROL

3.1 Sistema de Control

3.1.1 Alternativas para Modernizar el Sistema de Control

La modernización de un sistema de control, tiene características propias para cada caso en particular. Así en el caso de la Planta de Generación GEA, se plantearon diversas opciones que variaban desde, simplemente adicionar controladores similares a los existentes en operación; pasando por una mezcla de tecnología de ultima generación independiente, tanto para el paralelismo y el control de carga como para el monitoreo de los motores; y finalmente el cambio total del sistema de control existente por uno digital e integral, en la modalidad "llave en mano".

De la gama de alternativas planteadas, se seleccionaron solo 04 en total, efectuándose su respectiva comparación en cuanto a costo (tratando de igualar lo más posible, las capacidades de maniobra y control de los sistemas resultantes); ventajas y desventajas operativas; tecnología; soporte técnico; experiencia del proveedor; etc.

La primera alternativa, era la de mantener el tipo de sistema de control existente. Solo sería necesario adicionar controladores análogos para la

sincronización y control de carga de los generadores nuevos; y agregar PLC's para el monitoreo de los motores.

La Fig. N° 14 nos muestra el detalle de la configuración original del control individual de carga y velocidad Análogo Woodward, así como el sistema de monitoreo digital de los motores Diesel basado en PLC Siemens, en los 03 grupos existentes.

Precisamente por el conocimiento de operación y mantenimiento del sistema, esta propuesta fue la más difícil de aceptar. Se conocían sus limitaciones para el manejo de mayor número de unidades; gasto excesivo de tiempo en la elaboración manual de los reportes; circuitos redundantes e innecesarios, tanto en equipos (relés auxiliares, selectores, indicadores, cableado, etc.); imprecisión en la regulación de carga; inestabilidad y exceso de intervención manual del operador para corregir las variables eléctricas de operación del sistema; falta de alarmas de fallas en el sistema de control de carga, imposibilidad de efectuar una autocomprobación de la correcta operación de los equipos de control, indicadores eléctricos con un rango de medición impreciso, etc.

Todo lo mencionado anteriormente calificaba al sistema de control existente como "híbrido" y no práctico para la operación de un mayor número de unidades, que las tres existentes en la primera etapa de la central de generación. Aunque cabe resaltar que aún para los grupos existentes el sistema era muy dificultoso de operar cuando se requerían de las tres unidades a plena carga.

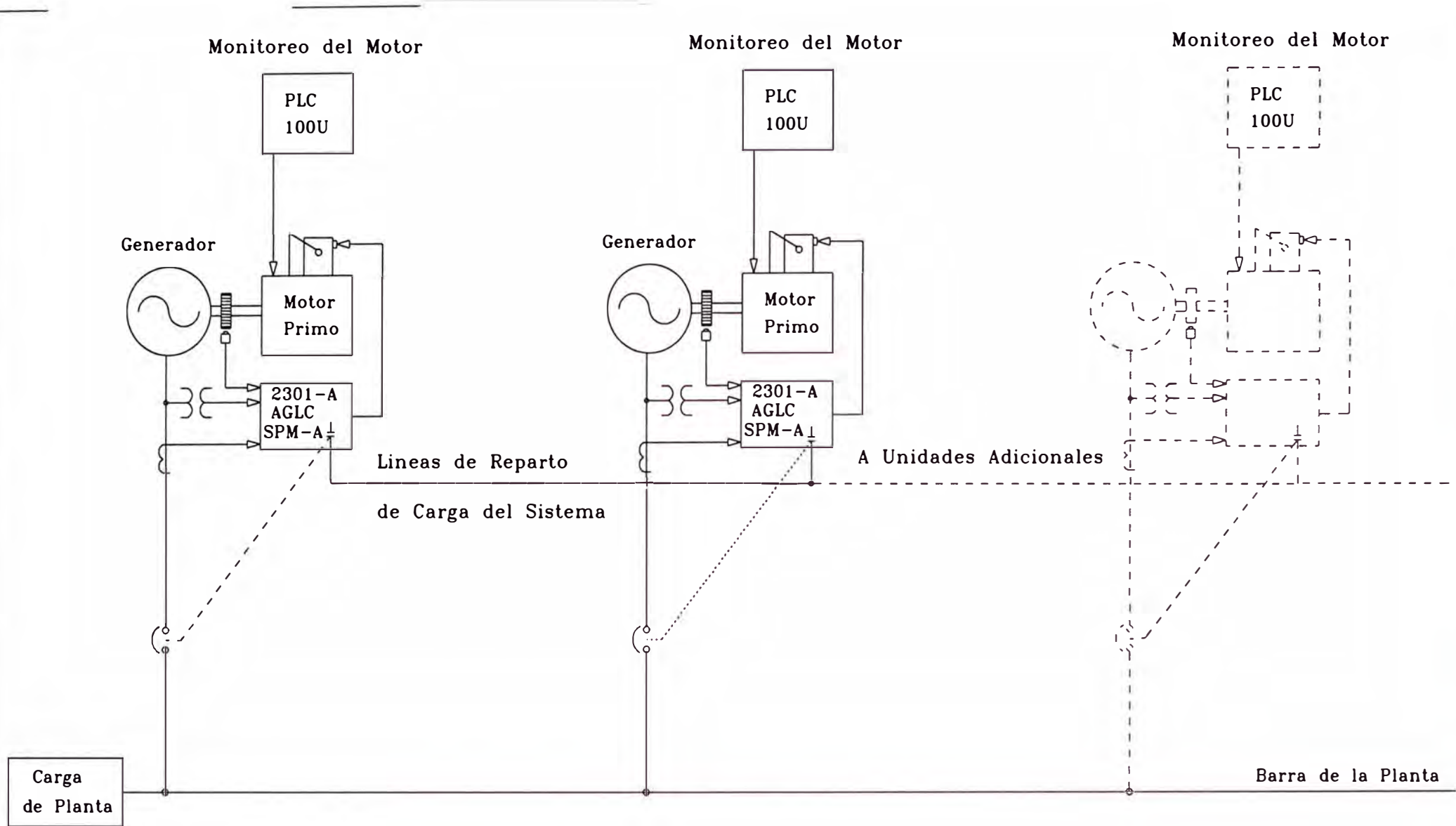


Figura N° 14
 Sistema de Control de Carga y Velocidad Analogico Original

La segunda alternativa, cuyo detalle se muestra en la Fig. N° 15, era la de modernizar el control de carga y paralelismo, reemplazando los controladores análogos por digitales de última generación, pero conservar a los PLC's, controlando a los motores diesel.

Esta alternativa, si bien era factible y tenía muchas ventajas sobre la primera, presentaba una deficiencia fundamental: No existía, en ese momento, un protocolo de comunicación que posibilitara el intercambio de datos entre el sistema de paralelismo y regulación de carga (Woodward), con el sistema de monitoreo y control de los motores diesel (PLC's - Siemens). La única forma de intercambiar datos, era a través de señales eléctricas (análogas y discretas). Adicionalmente, se requería de un costo extra en el software para cada subsistema, si es que se desearía el monitoreo de dichos subsistemas en el cuarto de control. Algo importante a señalar en esta propuesta, es que se ofreció hacer el software de comunicación localmente, pero no se tenían referencias de una experiencia exitosa previa.

La tercera y la cuarta propuestas alternativas, eran muy similares. Solo se diferenciaban en cuanto a la capacidad del manejo de la potencia instalada. Tanto Siemens como Woodward, ofrecieron sistemas de control digitales integrales para el manejo de motores y generadores.

En la Fig. N° 16, se puede observar el diagrama unifilar de la configuración presentada por Woodward para este caso. Cabe resaltar que esta fue la configuración que se adoptó finalmente. Los requerimientos adicionales fueron cumplidos mediante el software del sistema.

CENTRAL TERMICA GEA

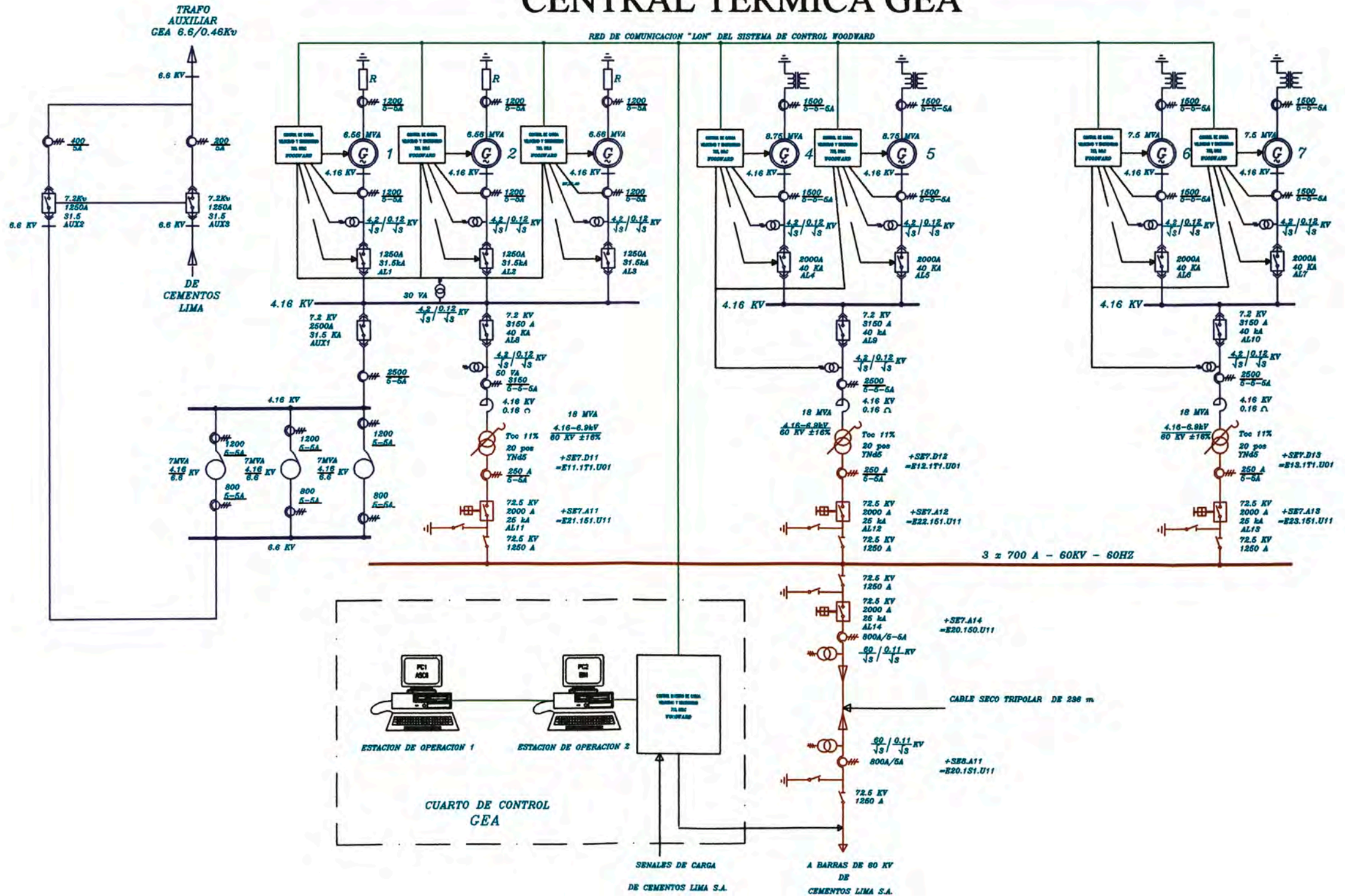


Figura N° 16

Unifilar mostrando la Tercera Alternativa para el Sistema de Control - Versión Woodward

En el caso de Siemens, su sistema estaba diseñado para plantas mayores de 100 MW, por lo cual se desperdiciaría gran parte de la capacidad del sistema y se incurriría en una mayor inversión inicial innecesaria. Para el caso de Woodward, el sistema integral que ofrecía era configurable, en un amplio rango de potencias, y se adecuaba a la capacidad instalada de la planta.

Ambos sistemas presentaban características similares en cuanto al monitoreo, control y señalización de alarmas y eventos de operación; sendas redes de comunicación entre cada uno de los controles individuales; sistemas de redundancia; análisis de tendencias; registros históricos y en tiempo real; etc. En ambos casos el proyecto sería desarrollado por la matriz (Siemens - Alemania y Woodward - Brasil - USA) e implementado por el representante local, con la puesta en marcha final por parte de un representante de la matriz.

A continuación se presenta el cuadro de resumen N° 1, mostrando el las alternativas planteadas para el sistema de control de la planta, tanto para la ampliación (04 nuevos grupos), como para la adaptación de los grupos antiguos.

3.1.2 Evaluación Técnica y Económica de las Alternativas del Sistema de Control

Luego de un cuidadoso análisis de las principales variables del proyecto, como son: costo, experiencia en este tipo de proyectos, tecnología

de última generación, posibilidad de ampliaciones futuras, bondades del sistema, respaldo técnico, etc.

ALTERNATIVAS	CONTROL DE CARGA Y PARALELISMO		MONITOREO Y CONTROL DE LOS MOTORES	
	Grupos Existentes	Grupos Nuevos	Grupos Existentes	Grupos Nuevos
1ra	Sin variación Análogo	Igual al existente Análogo Woodward	Sin variación PLC Siemens S5 100U	Igual al existente PLC Siemens S5 100U
2da	Sistema de Control Digital Woodward	Sistema de Control Digital Woodward	Sin variación PLC Siemens S5 100U	Igual al existente PLC Siemens S5 100U
3ra	Sistema de Control Digital Integral Siemens (para plantas > 100 MW)			
4ta	Sistema de Control Digital Integral Woodward (configurable)			

Cuadro N° 1
Alternativas para la Elección del Nuevo Sistema de Control.

Al analizar las principales propuestas planteadas por las empresas que deseaban adjudicarse el proyecto, se decidió entre las más viables; las cuales fueron:

Siemens Perú, planteó 02 propuestas, la **primera** de ellas era la más costosa, puesto que era un Sistema de Control Digital Integral para manejar plantas de generación de más de 100 MW, el cual abarcaba tanto el paralelismo y control de carga, como el monitoreo y control de los motores

Diesel. Su costo bordeaba los 500,000 U.S. dólares. Esta propuesta correspondía a la tercera alternativa.

La **segunda** propuesta presentada por Siemens, era una versión similar al sistema actual, o sea utilizar PLC'S compactos de última generación S5-100U de Siemens para el monitoreo y control del motor; un software de visualización adicional (Intouch de Woonderware o Genesis). Para la supervisión, registro, control y elaboración de tendencias. Se planteó la utilización de más salidas análogas o un driver de comunicación para intercambiar datos con las tarjetas análogas Woodward existente. En caso que sea necesario, se comprometieron a hacer un driver de comunicación para compartir datos con cualquier controlador digital Woodward, en caso de optarse por alguna de sus tarjetas digitales para el control de velocidad y/o paralelismo.

El compromiso también abarcó la confección de un programa en STEP 5, utilizando variables análogas y transductores para la lectura de variables eléctricas (como corrientes, tensiones, potencias, ángulo de fase; etc.) necesarios en el paralelismo y control de carga. Esta propuesta correspondía a la segunda alternativa.

Este segundo planteamiento bordeaba los 120,000 U.S. Dólares.

Por sus parte **Woodward USA** a través de su filial en Brasil y su representante en Perú, propusieron 02 alternativas (cabe resaltar que fue esta compañía quien suministró el primer sistema análogo de sincronización y control de carga para la planta de Generación GEA):

La primera propuesta de Woodward, incluía controladores similares a los existentes, descritos anteriormente, para trabajar en conjunto con PLC's de cualquier marca. Esta opción era la más barata y bordeaba los 30,000 US\$ Dólares, solo en el equipo de sincronismo control de carga, de los grupos.

La ventaja que ofrecía este sistema, era el conocimiento de los operadores del sistema, y que parte del sistema de los 03 primeros grupos no necesitaba cambiarse. El costo de un sistema basado en PLC's, similar al existente se estimó en 50,000 US\$. Esta propuesta pertenecía a la primera alternativa.

La segunda propuesta de Woodward, era un sistema que salió al mercado en 1995, y que sólo se había aplicado a nivel de Sudamérica, en Brasil, pero ya era conocido en USA. Esta era la propuesta representativa de la cuarta alternativa.

El sistema ofrecido era el Quadralink – Woodward, que era un sistema de control digital integral diseñado para cualquier tipo de central (diesel, hidroeléctrica, térmica, etc.) y que variaba (de acuerdo a cada tipo de central), en los tipos de gobernador del generador a usarse (motor o turbina). El sistema incluía un controlador digital de la velocidad del motor denominado 723DCS, con capacidad de aceptar módulos de entrada y salida análogos y digitales que reemplazaban completamente las funciones de un PLC; un controlador del paralelismo y regulación de la carga modelo DSLC, que efectuaba el cálculo numérico de la potencia del grupo mediante las lecturas de las tensiones, corrientes y ángulos de fase de la carga del

generador; tenía un control de tensión del grupo, de última generación (eliminando los contactos) así como un controlador del factor de potencia y potencia reactiva incorporados; un controlador maestro de la carga total de planta conocido como MSLC; un controlador maestro de las señales comunes de toda la planta, llamado Master 723 DCS y módulos de entrada y salida discretas LinkNets, así como módulos análogos para leer temperaturas, presiones, etc.

El sistema incluía 02 estaciones de operación en redundancia; el programa de control en el lenguaje GAP de Woodward; una red de comunicación entre todos los controladores de la planta de la carga DSLC's y entre los controladores de velocidad y operación de los motores 723 DCS (LON1 Y LON2); un software de visualización y registro de tendencias de operación de los grupos; una impresora y los respectivos tableros locales y maestros, incluido el cableado y puesta en marcha. En esta propuesta, el sistema de regulación de carga y puesta en paralelo bordeaba los 300,000 U.S. dólares de acuerdo a la configuración requerida. Adicionalmente se debería considerar el sistema de monitoreo y registro de la operación de los grupos que se cotizó en 125,000 US \$. Tanto en esta opción como en las otras, se requerían de instrumentación adicional para adaptar las señales de planta a dicho sistema.

La evaluación técnica y económica de las propuestas alternativas, se detallan en los cuadros resumen, que presentamos en las hojas siguientes de este punto del capítulo. También se hemos incluido algunos cuadros auxiliares, que ayudaron a la selección de alternativas.

3.1.3 Selección del Sistema de Control

Se realizó de un análisis comparativo, entre el sistema (Quadralink y Híbrido), tomando en cuenta los costos de los componentes y dispositivos auxiliares requeridos para una operación confiable de la planta, puesto que el sistema híbrido (controladores análogos mas PLC´s) requería relés auxiliares, transductores, temporizados, selectores, etc., lo cual aumentaba su costo y por ende disminuía la diferencia en costo con el sistema Quadralink – Woodward.

Además se recogieron las quejas y sugerencias del personal de operación de la planta acerca de las deficiencias operativas del sistema actual (híbrido). Se llegó a estimar que dichas deficiencias se agravarían con los 07 grupos.

Otro aspecto de peso fue la reconocida experiencia de Woodward USA como uno de los proveedores más importantes de sistemas para plantas de generación en USA ante la falta de experiencia del representante local de Siemens, que no poseía un software aplicativo necesario para este tipo de programa.

Como se puede observar del Cuadro de Resumen N°2.a, la alternativa escogida, tenía un costo intermedio entre todas las alternativas factibles, era un contrato "Llave en Mano", y lo más importante estaba dentro del límite máximo establecido por el directorio de Cementos Lima para el sistema de control. Lo cual no sucedía con la alternativa similar propuesta por Siemens.

ALTERNATIVAS	COSTO (US\$) VALORES PARCIALES		TOTAL US\$
	CONTROL DE CARGA Y PARALELISMO	MONITOREO Y CONTROL DE LOS MOTORES	
1ra	30000	50000	80,000
2da	70000	50000	120,000
3ra	500000	-	500,000
4ta	-	375000	375,000

Cuadro N° 2.a
CUADRO DE RESUMEN DE LA EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA
DE ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE CONTROL DE LA AMPLIACION

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL
A.-	COSTOS DIRECTOS	
1	EDIFICACIONES	1,143,774
2	GRUPOS ELECTROGENOS	6,887,035
3	EQUIPO ELECTRICO IMPORTADO	2,478,832
4	EQUIPO ELECTRICO LOCAL	515,952
5	EQUIPO DE REGULACION Y SINCRONISMO	671,536
	TOTAL COSTOS DIRECTOS	11,697,129
B.-	COSTOS INDIRECTOS	
	TOTAL GASTOS INDIRECTOS	627,248
	TOTAL	12,324,377

Cuadro N° 2.b
CUADRO DE RESUMEN DE LOS COSTOS TOTALES
DEL PROYECTO DE AMPLIACION DE LA CENTRAL TERMICA

Si vemos mas adelante, en los cuadros de evaluación económica, podemos notar que el costo de solo el sistema de control representó un 3% del proyecto total y un 5% con todos los accesorios necesarios para su operación optima.

El cuadro anterior solo muestra la evaluación final, pero es bueno resaltar que para llegar a él, se requirieron de otros cuadros auxiliares como el N° 2.b, que muestra la evaluación técnica de los proveedores. Es cierto que no se pueden cuantificar muchos de estos otro elementos (como la experiencia), pero es un factor importante de decisión, sobre todo al evaluar propuestas similares.

Con el respaldo de la Gerencia de Ejecución de Proyectos de Cementos Lima y con el de la empresa asesora ARPL, se decidió una configuración del sistema de control en base al sistema Quadralink – Woodward que dio un costo de aprox. 375,000 US Dólares. Los 50,000 US\$ adicionales a la propuesta inicial, fueron a pedido de la Gerencia de Proyectos de Cementos Lima, luego de un análisis de facilidades de operación necesarias adicionales (como fue la instalación de un tercer master MSLC).

Es bueno resaltar que la suma total corresponde, solo a la ampliación (04 grupos nuevos), puesto que, con la misma lógica se decidió modernizar los grupos existentes con el mismo sistema. Además, se tuvo que adquirir toda la instrumentación necesaria para implementar dicho sistema, así como para el equipo común que no pertenecía a ningún grupo en particular.

3.1.4 Breve Evaluación Económica del Proyecto Global

Si bien es cierto, la evaluación de la que se ocupa el presente informe es la del sistema de control de la planta de generación, no se puede dejar de mencionar el costo total del proyecto (Obra Civil, Mecánica, etc.).

Este punto es muy importante, pues permite ubicar el proyecto del Nuevo Sistema Eléctrico y de Control de la Ampliación de la Planta de Fuerza, dentro del Proyecto Global de la Ampliación de Capacidad de la Planta Generación de Cementos Lima S.A.

Como, referencia, en el cuadro N° 2.c, puede observar el detalle total de costos finales del proyecto de Ampliación de la Planta Térmica, del cual fue parte el mencionado sistema de control.

Debido a su carácter de planta de emergencia, por los riesgos coyunturales que afrontaba el país en esos momentos, en los cuales se desenvolvía Cementos Lima S.A., no se puede tener los suficientes datos para la evaluación económica de la planta de fuerza, como una unidad económicamente productiva. Ya sea por su esporádica operación, por el alto costo del combustible Diesel 2, o por lo ineficiente de los motores diesel, aparentemente, el proyecto de ampliación de la Planta Térmica, no sería rentable.

Así pues, vamos a realizar una Evaluación Económica del Proyecto de Ampliación de la Central Térmica, ubicándolo dentro del Consorcio Cementos Lima S.A. tomando elementos simples que clarifiquen la toma de la decisión de llevar a cabo dicho proyecto.

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL
A.-	COSTOS DIRECTOS	
1	EDIFICACIONES	1,143,774
2	GRUPOS ELECTROGENOS	6,887,035
3	EQUIPO ELECTRICO IMPORTADO	2,478,832
4	EQUIPO ELECTRICO LOCAL	515,952
5	EQUIPO DE REGULACION Y SINCRONISMO	671,536
	TOTAL COSTOS DIRECTOS	11,697,129
B.-	COSTOS INDIRECTOS	
	TOTAL GASTOS INDIRECTOS	627,248
	TOTAL	12,324,377

Cuadro N° 2.c
CUADRO DE RESUMEN DE LOS COSTOS TOTALES
DEL PROYECTO DE AMPLIACION DE LA CENTRAL TERMICA

Como se recuerda Cementos Lima S.A., estaba llevando a cabo su ampliación de planta, con una nueva Línea de Producción cuya capacidad nominal era de 7000 TM/día de "Clinker" (producto intermedio en la producción de cemento). Esto era posible a través de un nuevo horno rotativo, cuyo consumo total, incluyendo auxiliares, es 11 MW.

En caso de un corte de la energía eléctrica por parte del proveedor "Luz del Sur", se produciría pérdidas de producción de la magnitud de su capacidad nominal, además de otros daños por atoro de los ciclones, pandeo del horno, etc. Dicha situación se mantendría durante todo el tiempo que dure el corte de suministro de energía eléctrica, lo cual dependía de la severidad del daño, de la capacidad de la compañía de servicios para reparar su línea de transmisión y de la prioridad que tuviera la población antes de la fabrica.

La evaluación económica corporativa que se detalla en el cuadro 2.d, muestra el ahorro que lograría Cementos Lima, en caso un corte de energía, al poder disponer de la energía proporcionada por la Ampliación de la Central Térmica. Se asume que la Primera Etapa de la Central suministraría energía a la Línea 1. Así mismo, el cuadro permite observar el Tiempo de Recupero de Capital del Proyecto de Ampliación de la Planta Térmica (Método Lineal), dentro del Proyecto Global. Este tiempo, nos indica, que en caso de problemas serios en el suministro de energía de manera continua, por parte de la red, las pérdidas de aproximadamente un tres meses, pagarían el costo total de la Ampliación de la Central Térmica.

Inversiones	
Inversión Total (US\$)	12,324,377
Ingresos	
Capacidad de Producción de Clinker Día Ampliación C.Lima(TM)	7000
Precio de TM de Clinker (S./)	170
Tipo de Cambio (S./\$)	3
Precio de TM de Clinker (US\$)	20.0
Costo de Dejar de Producir por Falta de Energía al Día US \$	140,000
COSTO DE DEJAR DE PRODUCIR POR FALTA DE ENERGIA AL MES (US \$)	4,200,000
Egresos	
Potencia Consumida por la Nueva Línea de C.Lima (MW)	11
Energía Necesaria para mantener Ampliación C.Lima al Día (MW-hr)	264
Eficiencia de la Planta Térmica (MW-hr/Gl.Diesel)	0.014
Volumen de Petróleo Diesel Necesario al Día (Gl)	18,857
Costo del Galón Diesel (US\$)	1
Costo Total del Combustible Necesario al Día (US\$)	18,857
Costo Total del Combustible Necesario al Mes (US\$)	565,714
Otros Insumos	169,714
Otros Gastos Operativos al Mes (US\$)	20,000
TOTAL EGRESOS AL MES (US\$)	755,429
Ahorro por No Dejar de Producir Clinker con Línea Nueva al Mes (US\$)	3,444,571
Promedio de Recupero Neto de Capital - Lineal (Meses)	3.6

Cuadro 2.d
Evaluación Económica Global del Proyecto de Ampliación de la Planta de Fuerza

3.1.5 Configuración del Sistema de Control Seleccionado

El sistema Quadralink seleccionado, fue configurado finalmente con los requerimientos específicos de la planta GEA, variando un poco de su ofrecimiento original. El detalle individual de los componentes de cada grupo, se muestra en la Fig. N° 17, y la lista total de los equipos a suministrarse fue el siguiente:

07 Controladores digitales de velocidad y operación de los motores
723 DCS.

07 Controladores digitales de Sincronización y carga de los grupos
DSLCL.

02 Controladores digitales maestros de las señales de planta Master
723 DCS.

03 Controladores digitales maestros de la carga total y sincronización
de la planta MSLC.

- Software de programación de los controladores GAP

- Software de visualización y registro de datos Optrend de Woodward.

02 Estaciones de operación (PC's) que trabajarían en redundancia,
con un disco inicial de 1.2 GB y monitores de 17".

Impresora carro ancho de inyección de tinta.

- Nodos Linknet (entradas discretas, salidas discretas, entradas
análogas tipo termocupla), para todas las señales de operación de
los motores.

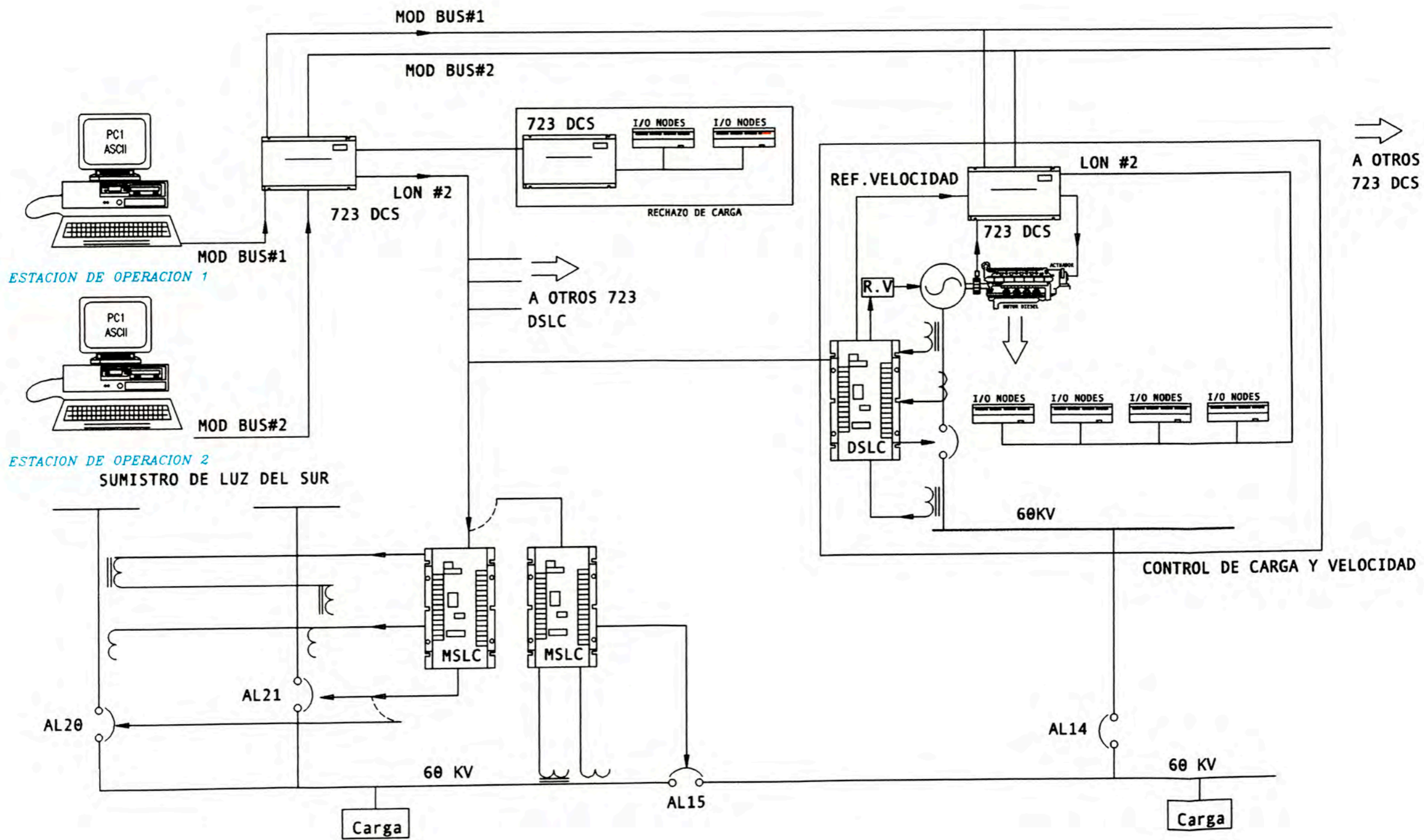


Figura N° 17

Configuración del Sistema de Control, mostrando en Detalle de uno de los 07 Grupos.

07 paneles locales de operación, con borneras cableado, reles auxiliares, etc.

01 Panel de 02 cuerpos para el control maestro que se ubicaría en el cuarto de control de la planta.

Instalaciones, prueba y puesta en marcha, por parte de Woodward Brasil y garantía de 03 años.

Adicionalmente, Cementos Lima adquirió los repuestos Woodward necesarios para asegurar la operación continua del sistema.

El compromiso anterior abarcaba el cableado de la interconexión con el resto de los tableros de control del generador, celdas de salida, etc.

También se decidió la remodelación total de los tableros de control y fuerza de los grupos, tanto en estructura, como el cableado interno, para los 04 nuevos grupos. En el caso de los paneles de control local de los motores, estos se remodelaron para servir de cajas de paso e indicación de parámetros de operación adicional para el motorista.

En el caso de los grupos existentes, se adaptaría el cableado existente para llevar las señales de control a los nuevos tableros, que reemplazarían a los PLC's actuales, ya que su función sería absorbida totalmente por el nuevo controlador digital 723 DCS, de cada motor.

Al final se hizo innecesario el uso de los paneles anunciadores de fallas locales en los tableros de control local de los motores puesto que toda la información se centralizaría en el cuarto de control. Este hecho llevó a la decisión de eliminar dichos paneles anunciadores.

3.1.6 Descripción de la Operación del Sistema de Control Seleccionado

Woodward suministró a Cementos Lima un Sistema de Control digital Quadralink™ para controlar su planta de generación de energía. La planta, compuesta de 07 grupos diesel, suministrará energía a la planta de Cementos Lima.

Cada motor tiene su propio sistema de control independiente, responsable del control de velocidad, sincronización, control de carga, igualación de la secuencia de fases y monitoreo. Este sistema local incluye: Un sistema de control digital 723 – Woodward, un Sistema De Sincronización Digital y Control de Carga Woodward (DSLCTM) y varios módulos LinkNet™ – Woodward.

El 723 DCS es la unidad central de control que efectúa la regulación de la velocidad, secuencia y monitoreo. El DSLC es el responsable de la sincronización y control de carga del generador. Finalmente, los módulos Linknet son los encargados de las entradas y salidas análogas y digitales para el 723 DCS. Todos los equipos se comunican por medio de una red RS-485 Modbus y una Red de Operación local (LON).

Otro 723 DCS ha sido programado para las funciones de rechazo de carga. Este 723 DCS utiliza módulos Linknet para determinar el estado de los interruptores de la planta. En el caso de una falla de generación (local o de la red), los controles, rechazan las cargas que no son esenciales en la planta.

En el tablero Master, un segundo 723 DCS, ejecutará funciones de control de nivel de la planta. Este concentrará la información recogida de

todos los subsistemas de los grupos y seguirán los comandos del operador en la operación de la planta. Ambas redes, la LON y la Modbus RS-485 serán responsables de la comunicación entre este equipo y los controles de los grupos.

Para hacer de interface entre el operador y el sistema de control, Woodward suministró su sistema de Supervisión Optrend. Se configuraron un par de estaciones de operación, PC'S, basadas en Windows 95, para ser las plataformas de estos sistemas. El Optrend hace posible que toda la información reunida por el sistema esté disponible para el usuario en pantallas amigables. Además, obedece a los comandos del operador del sistema de control.

El sistema se puede dividir lógicamente en cuatro niveles principales.

- Controles individuales del motor (723 DCS, DSLC y módulos Linknet).
- Control del rechazo de carga.
- Control maestro (Master 723 DCS y MSLC)
- Sistema de Supervisión OpTrend

El sistema de control del motor individual controla la velocidad y carga del motor y realiza el monitoreo y secuencia del motor. Ver Fig. N° 17.

El controlador 723DCS, es el gobernador del motor. Este genera una señal para control de la posición del eje del actuador EG835P. También es responsable por la secuencia y el monitoreo. Usando las entradas y/o salidas

suministradas por los módulos Linknet, este controlador recibe comandos discretos y variables análoga que generan salidas discretas y valores análogos para realizar las funciones necesarias para el arranque del motor, parada o indicación de alarmas.

El DSLC es el responsable de la sincronización y control de carga. El tiene entradas conectadas a los transformadores de tensión y corriente, instalados en el generador. Esto genera una señal de polarización de la velocidad que cambiará la referencia de velocidad en el 723DCS para sincronizar el grupo de la barra. Luego de la sincronización, la polarización de la velocidad no influenciará más la velocidad del generador: Esta influirá en la carga. Entonces, el DSLC puede usar su salida de polarización de velocidad para controlar la carga de salida del generador.

3.2 Configuración del Sistema de Fuerza de la Ampliación de GEA.

La modificación del sistema de fuerza de los grupos existentes se llevó a cabo en dos etapas.

En la primera fase, se instalaron los 04 nuevos generadores, con la salida de la planta en el nivel de 60 kv., independientemente de la planta existente, la cual siguió operando durante la ampliación. Luego que entraron en operación los 04 grupos nuevos, recién se modificó el control y fuerza de los 03 generadores existentes.

En la Fig. N° 18, se puede ver el diagrama unifilar del sistema de potencia de la primera fase de la ampliación de GEA.

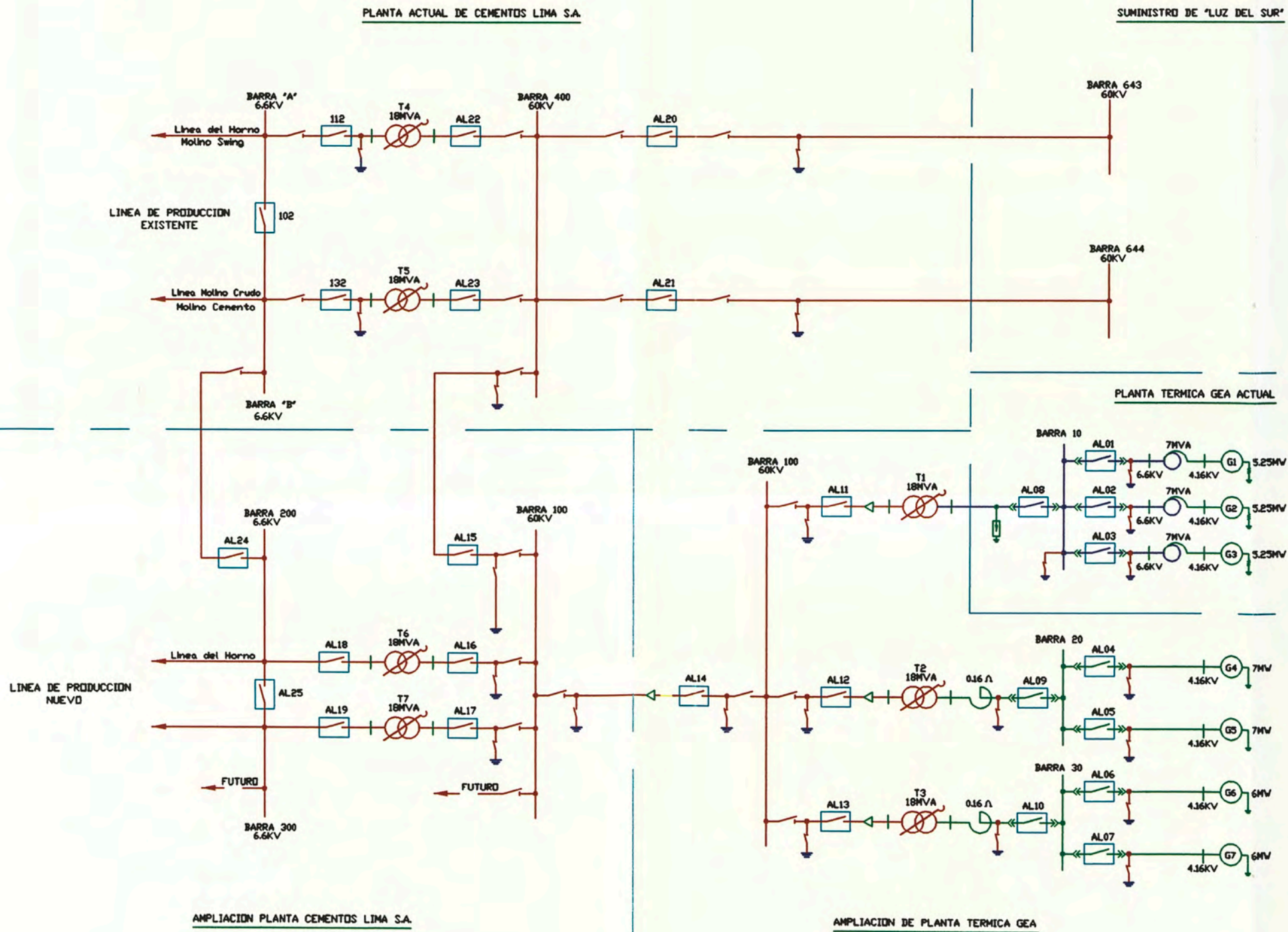


Figura N° 18

Configuración del Sistema de Fuerza durante la Primera Fase de la Ampliación

El cambio más saltante, en el sistema de fuerza en la segunda fase, fue la eliminación de los autotransformadores de 4.16/6.6 KV, 7 MVA, que estaban conectados a la salida de los generadores existente, puesto que el nivel de tensión del transformador de potencia para estos tres grupos, era 4.16 KV, que era la tensión de generación de los grupos. Esta modificación implicó el cambio necesario de los equipos de medición y control, en las celdas de salida de los autotrafos, que pasaron a ser celdas de salida de los grupos, para adaptarlos del nivel de tensión que venían trabajando (6.6 KV), al nuevo nivel de tensión (4.16 KV). Esto requirió el cambio de transformadores de corriente, tensión y modificación del cableado de fuerza de los generadores, sus paneles y celdas de media tensión.

Por razones, de modificación del sistema eléctrico de potencia de Cementos Lima, para su pronta ampliación, la empresa asesora decidió la configuración eléctrica de la planta de fuerza, utilizara transformadores de potencia de características iguales a las que se usarían en dicha ampliación (18 MVA, 60/6.6/4.16 KV), por lo cual se determinó que el paralelo de los grupos individualmente sería al nivel de 4.16 Kv., y de toda la planta en 60 KV.

Por la razón anterior se decidió la eliminación de los autotransformadores de los 03 grupos actuales, que ya resultaban innecesarios, y además tenían un registro de fallas elevado en sus 03 años de operación. Finalmente se decidiría usar los autotransformadores para el circuito de fuerza de la tensión de emergencia de la propia central.

La configuración final del sistema eléctrico de la planta de fuerza quedó como se puede ver en la Fig. N° 19:

Cada generador se uniría a su barra común por medio de una celda de media tensión Siemens Metal Clad 8BK20 con un interruptor extraíble en 4.16 KV. Ese nivel de tensión (4.16 Kv.), sería el primer nivel de sincronismo.

Se tenían 03 barras comunes en 4.16 KV; una barra para los 03 grupos actuales de 5.25 MW (15.75 MW en total), una barra para los 02 grupos Perry de 07 MW (14 MW en total) y una tercera para los 02 grupos San Onofre de 06 MW (12 MW en total).

Cada una de estas 03 barras alimentaría a su respectiva reactancia de 0.16 Ohmios, (2500 A para las barras de los grupos 4, 5, 6 y 7, y 3150 A, para la barra de los grupos 1, 2 y 3), 4.16 KV, diseñada para limitar corrientes de cortocircuito, según el diseño de la coordinación de los relés de protección. Dicha reactancia estaría unida al lado de baja tensión de los transformadores de potencia de 60/4.16/6.6 KV, 18 MVA, cuyos primarios terminaban en unas celdas Siemens de alta tensión en 60 KV, que se unirían con una barra común, a través de un interruptor marca ABB y seccionadores de 72.5 KV, 1250 Amp. A partir de la salida de los transformadores, el sistema usa barra tubulares de cobre de 63mm de diámetro, que se unen con racores de acero inoxidable.

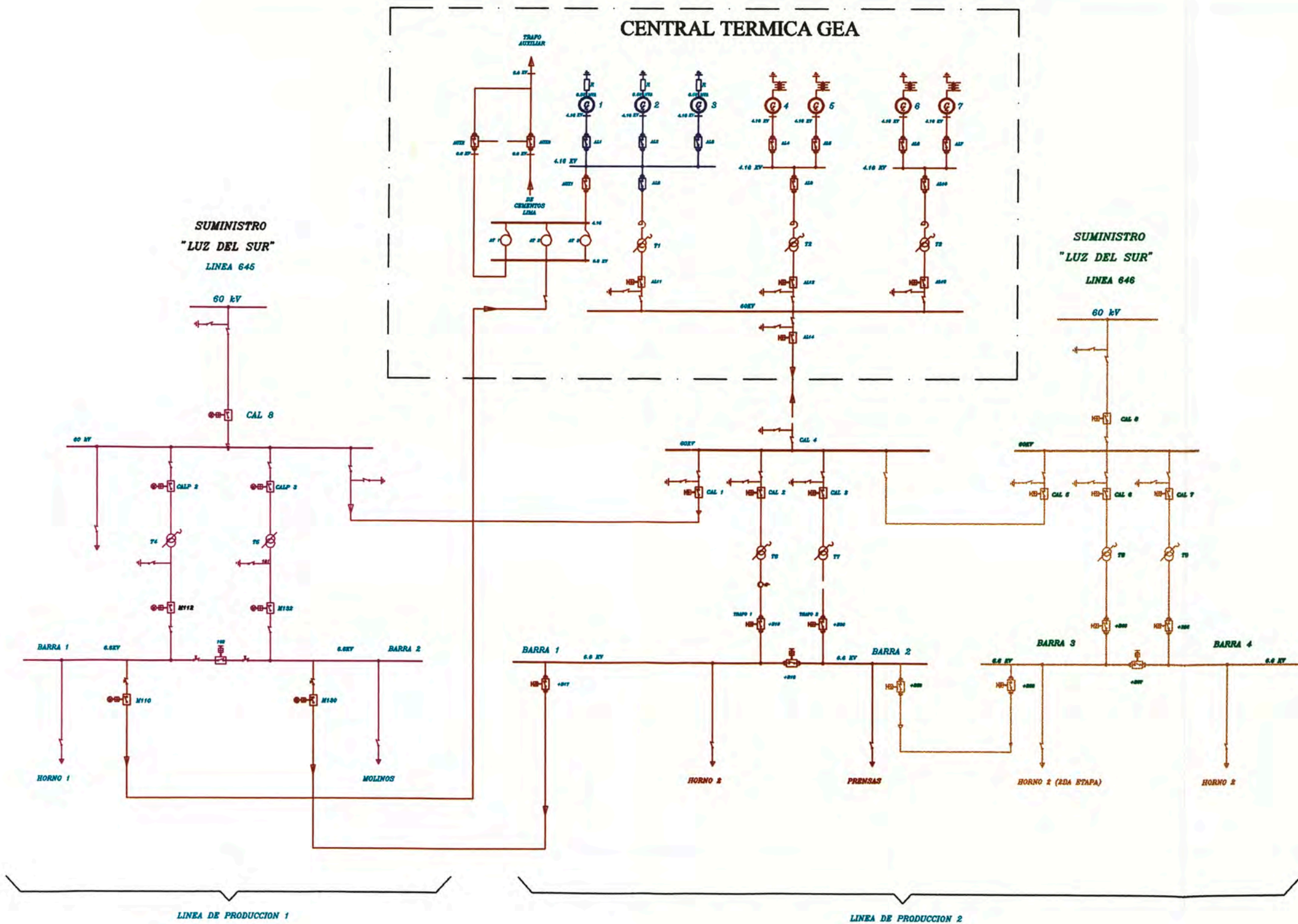


Figura N° 19
Configuración Final del Sistema de Fuerza de la Ampliación

Este sistema de barras tubulares de 60 KV, converge en una celda de salida, de características similares, que alimentan a un cable seco, Voltalene, de 72.5 KV, el cual era la salida para las barras de Cementos Lima, en su nueva subestación principal en 60KV. El interruptor principal tiene las mismas características de los interruptores de 60 KV, en SF6, mencionados anteriormente. También se utilizó el mismo tipo de interruptor en la Ampliación de la Planta de Cementos Lima S.A.

Cada celda Siemens de media tensión, tenía un interruptor extraíble en vacío de 4.16 KV, de protecciones generales del generador del tipo digital, un relé numérico digital diferencial, y accesorios modernos. La celda de salida solo tenía un relé digital de sobrecorriente.

Cada celda Siemens de alta tensión de salida hacia cada transformador de 18 MVA, tenía su respectivo seccionador de 1250 Amp. 72.5 KV y su interruptor en SF6, ABB, motorizado. Las celdas se especificaron con un relé de sobrecorriente y un diferencial del transformador, así como el resto de las protecciones típicas de un transformador de esa (nivel de aceite, Buchholz, sobrepresión, etc.). La celda de salida hacia Cementos Lima era similar en la parte de fuerza, pero solo tiene un relé de sobrecorriente y un relé de protección diferencial del cable, Siemens digital 7SD511.

Todos los relés digitales nuevos están comunicados por una red de fibra óptica a través de multiplexores que descargan los datos en una PC, para el registro y análisis de fallas, ubicada en el cuarto de control.

3.3 Especificación de los Dispositivos Eléctricos, Electrónicos y Neumáticos a Utilizarse.

Al decidirse la configuración final del sistema de control, se hizo necesario adquirir todos los sensores (límites de carrera, presostatos, termostatos, termocuplas, selectores), relés auxiliares, accesorios, cables de control, indicadores, etc. requeridos por el sistema de control, para el monitoreo y operación de los grupos. Todo por cuenta de Cementos Lima. Se decidió, no usar ninguno de los dispositivos eléctricos que vinieron instalados en los tableros originales.

En la Fig. N° 20, se muestra el circuito neumático (en su configuración original), que existía en los paneles de los motores a instalarse.

La Fig. N° 21, muestra además, una vista del circuito electroneumático existente en dichos paneles (sensores, electrovalvulas, llaves de control, etc.).

Se adquirió actuadores neumáticos nuevos y se reacondicionó los pistones de parada neumáticos de los grupos para las condiciones del sistema a utilizarse. La lógica neumática se tomó de los grupos existentes Midland, así como los dispositivos para uniformizar repuestos y por facilidad de mantenimiento y conocimiento por parte de los operadores.

La base para la especificación de estos dispositivos, fue la información en detalle, de las características de los dispositivos que se encontraban en operación en los 03 grupos existentes.

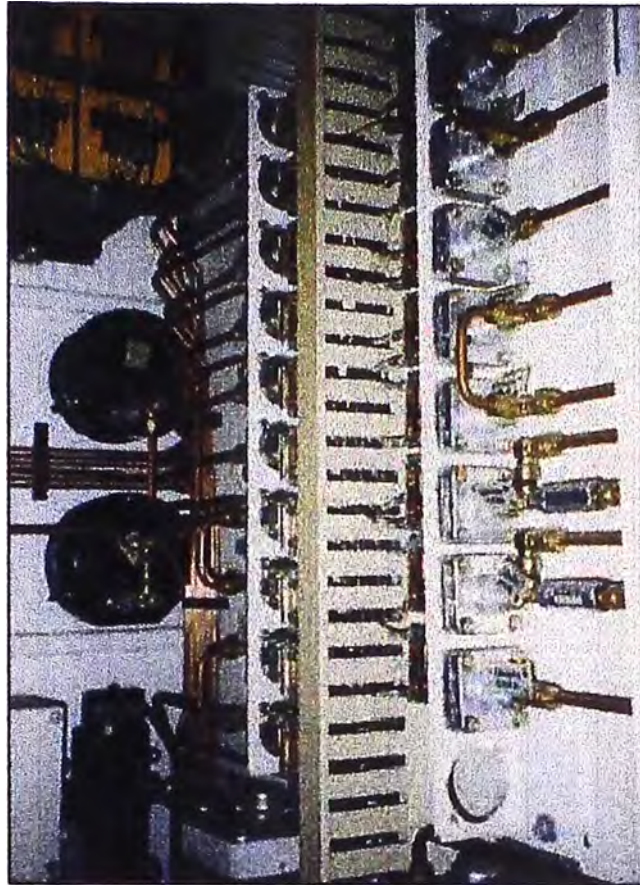


Figura N° 20
Circuito Neumático Original Existente en los Paneles del Motor

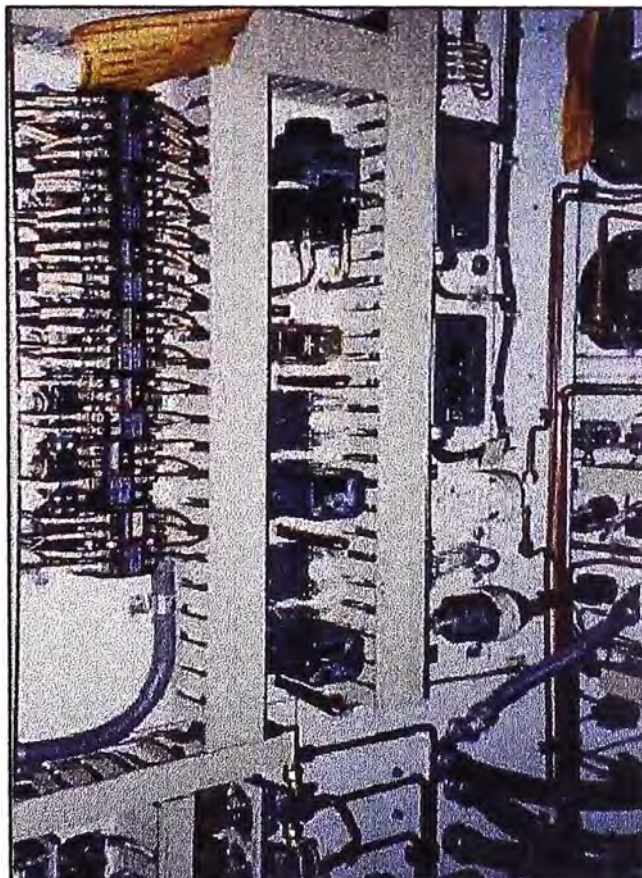


Figura N° 21
Circuito Eléctrico Original Existente en los Paneles del Motor

3.4 Revisión de los Planos Eléctricos Suministrados por la Empresa Asesora y Elaboración de Planos Adicionales.

En el caso de las celdas de media y alta tensión, se hizo una verificación de los planos suministrados por el proveedor Siemens para determinar lo necesario para la interconexión con el nuevo sistema de control. Para el sistema de fuerza diseñado por ARPL solo se verificó si los planos estaban libres de algún error.

Lo que fue necesario confeccionar totalmente, previa a la ampliación fue el detalle de los planos de los paneles del motor y generador, puesto que estos fueron completamente remodelados, todo en base a los existentes, respetando las diferencias en cuanto a sus dispositivos de fuerza, en el caso de los paneles de los generadores.

Para los grupos existentes, se requirió la modificación de los planos de los paneles del motor, debido a la eliminación del PLC, panel anunciador y demás relés auxiliares y el pase de esas señales al nuevo tablero de control del motor Woodward. En el caso de las celdas de media tensión, el cambio necesario, fue para reflejar el nuevo nivel de tensión de 4.16 KV (antes 6.6 KV).

Se procedió además a la revisión de los planos de los paneles Woodward (hechos en Brasil), para encontrar a tiempo cualquier cambio necesario. Se hicieron sugerencias para la interconexión con el resto de tableros de control de la planta. Lo mismo sucedió con el tablero Master, para asegurar su correcta interconexión con la planta de Cementos Lima, en 60KV.

Otro trabajo de verificación similar, se hizo necesario con la nueva configuración del sistema eléctrico de potencia de Cementos Lima, puesto que por su conexión con GEA, influía en el modo de operación del sistema de control. En este sentido, se tuvo que elaborar el plano de retroavisos, de todos los interruptores principales de media y alta tensión de dicha planta, para llevarlos al nuevo sistema Woodward. También se incluyó la medición de las variables eléctricas principales, de las dos ternas de alimentación de Cementos Lima en 60 KV, necesarios para el tablero Maestro de la planta de fuerza.

Otra revisión en colaboración con los asesores fue, la de los planos de las cajas de control de los transformadores de potencia 18 MVA, los MCC (Centro de Control de Motores) y los tableros auxiliares de iluminación y control.

3.5 Revisión del Diseño de Puesta a Tierra.

Con respecto al diseño del sistema de puesta a tierra de la central, este fue elaborado por una empresa consultora, de acuerdo a los requerimientos de la planta de fuerza, así que solo nos limitamos a verificar los puntos de conexión con cada uno de los equipos eléctricos, que necesitaban un punto de tierra (como generadores, tableros, motores, etc.).

La Fig. N° 22, muestra el plano de la malla de Tierra de la Ampliación, en el nivel +0.0 m. Aquí se puede apreciar los puntos de aterramiento, así como los cortes longitudinales de los pozos de tierra y de las diversas conexiones que se requirieron.

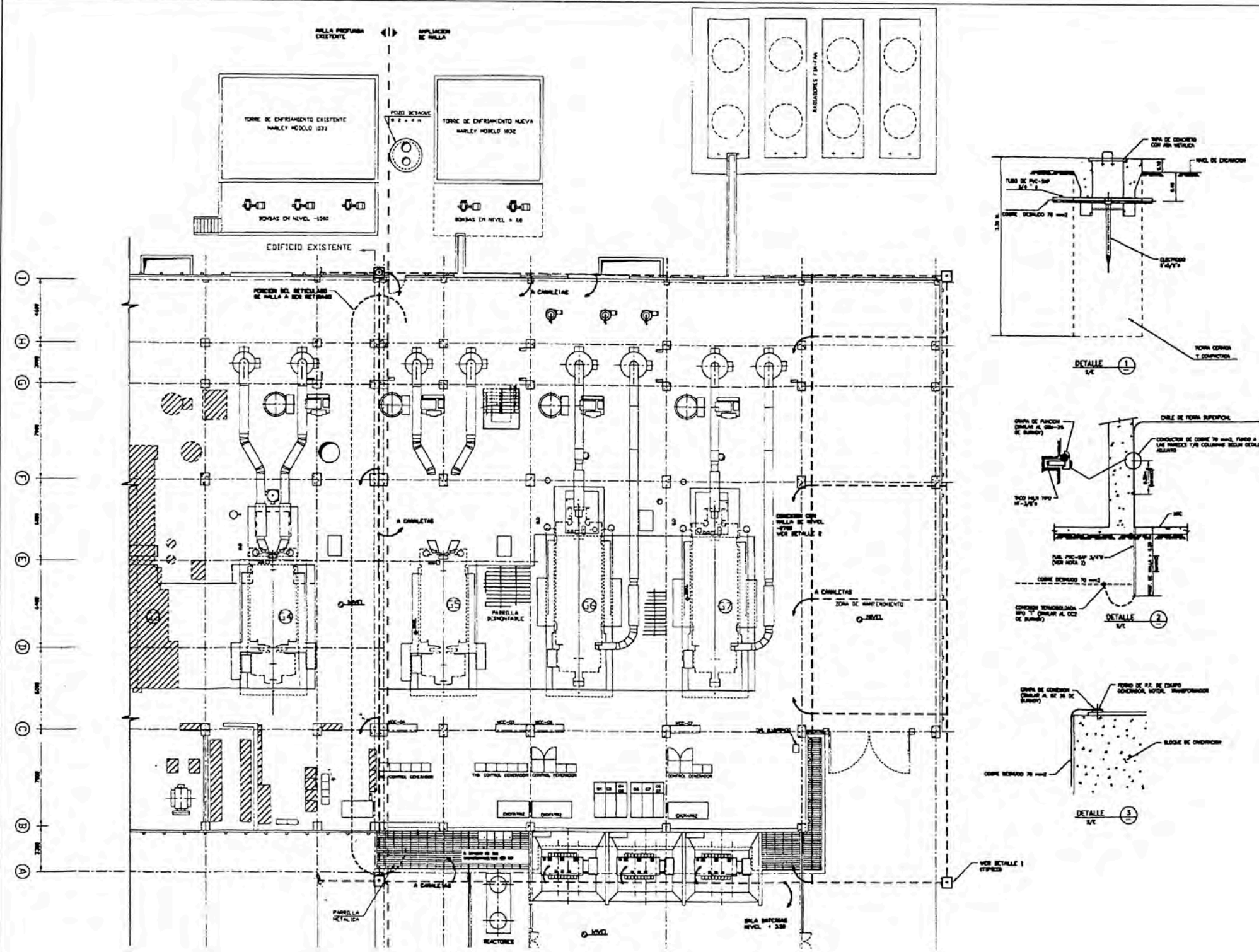


Figura N° 22
 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Central. Nivel +0.0

La Fig. N° 23, presenta el detalle de la malla profunda en el nivel -2.70 m, mostrando similar detalle que la figura anterior.

En el Cuadro N° 3, se puede observar los valores que arrojó la medición de la resistencia de tierra de la malla total (primera y segunda fase de la central unidas). Cabe resaltar que las medidas se tomaron durante días soleados y luego una semana después de un breve periodo de lluvias, para evitar que el terreno humedecido provoque una falsa medición menor a la real. Luego de pasar estos valores a una escala logarítmica, se obtuvo aproximadamente 1 Ohm., para las mediciones de Tecind y Albornoz respectivamente. Se recuerda que como regla práctica algunos calculistas toman el valor del 62% de la distancia donde se colocó el electrodo más lejano, como un valor muy aproximado. En este caso se obtendría 1.3 y 1.25 Ohm, respectivamente. El valor recomendado por el calculista (basado en la norma VDE, que es la más conservadora), para este caso de una planta de generación de potencia mayor de 15 MW, era de 2 Ohm.

Se puede mencionar que la resistencia de la malla de la primera fase de la central fue de 0.8 Ohm, cuando solo existían 03 grupos de 5.25 MW c/u. Luego de concluida la malla de la ampliación de la planta de generación, y de arrojar medidas de resistencia de puesta a tierra aceptables por las normas, se procedió a unir ambas malla. Una recomendación que se tomó en cuenta para la medición de la resistencia de la malla total, fue la de desconectar todos los equipos conectados a la primera etapa de dicha central, para evitar errores de medición debido a la impedancia de estos equipos eléctricos (motores, generadores, etc.).

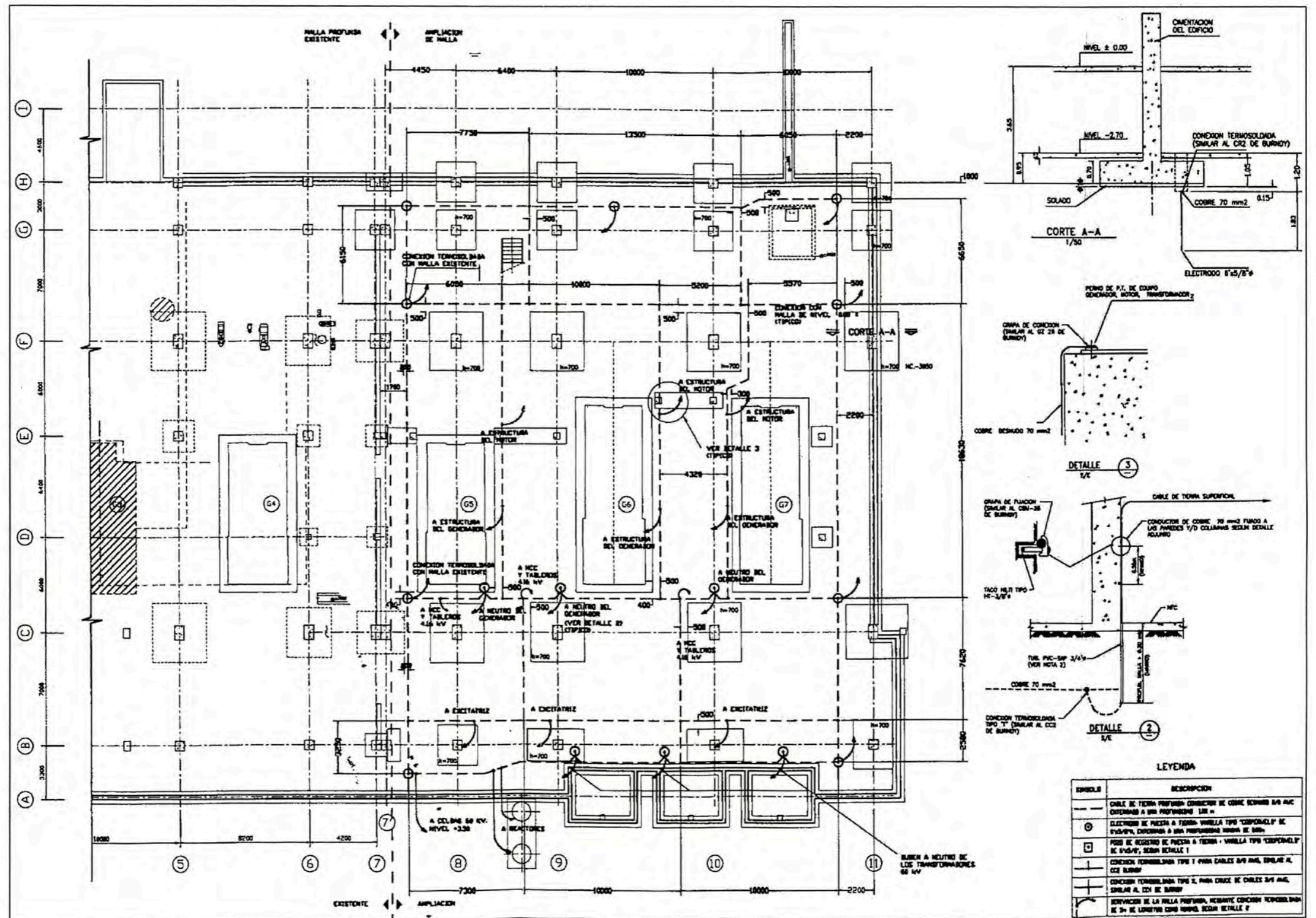


Figura N° 23
Malla de Tierra Profunda Nivel -2.70m

MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE TIERRA TOTAL DE LAS MALLAS LUEGO DE FINALIZAR SU INSTALACION					
COMPAÑIA	TECIND SRL			ALBORNOZ	
FECHA	02/03/1996			06/03/1996	
	Metros	Ohmios		Metros	Ohmios
	5	0.5		10	0.48
	10	0.6		20	0.53
	15	0.65		30	0.6
	20	0.7		40	0.7
	25	0.75		50	0.7
	30	0.8		60	1.25
	35	0.9		70	1.35
	40	0.93		80	1.8
	45	1		90 - 100	4
	50	1.1			
	55	1.17			
	60	1.3			
	65	1.5			
	70	1.65			
	80	2.1			
	90	5.6			
	100	15.7			

Cuadro N° 3

Valores Tomados durante las Mediciones de la Resistencia Final de la Malla de Tierra de la Central Térmica

En la Fig. N° 24, se puede apreciar una gráfica a escala decimal de los valores tomados por una de las dos compañías contratadas para este fin, que si bien es cierto no es la escala apropiada para la estimación que nos da una idea de la tendencia del valor de dicho parámetro.

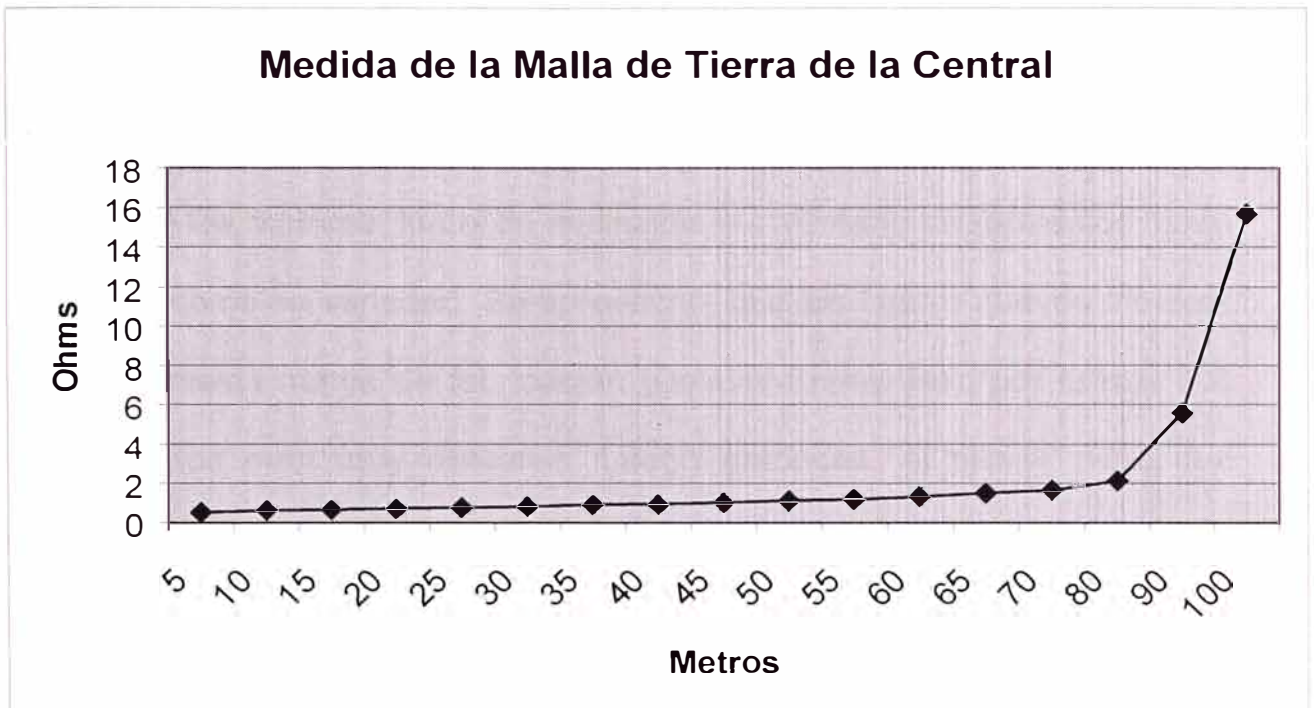


Fig. N° 24

Gráfico de los Valores Tomados de la Resistencia de la Malla de Tierra de la Central Térmica (Fuente: CIA: TECIND SRL, 02/03/96)

3.6 Revisión de la Ruta de Bandejas y Cables de la Ampliación GEA

Esta revisión consistió en verificar la curvatura necesaria para los cables de media y alta tensión, la transposición de las ternas para los cables de media tensión en el caso de cables con hilos múltiples. Para la ruta de bandejas, el criterio fue accesibilidad de paso para el personal, distancias mínimas entre bandejas separación de bandejas de fuerza y control, verificar que los cables de media y alta tensión estén libres de daños y alejados de fuentes posibles de dichos riesgos, etc. Tanto la ruta de cables y bandejas, fue diseño de la empresa asesora ARPL.

3.7 Especificación de Pedidos y Materiales Necesarios para la Ampliación.

Uno de los principales criterios para la adquisición de los componentes de control de los motores, fue el de minimizar el inventario de repuestos, tanto en cantidad como en variedad. Se aprovechó, que los cuatro nuevos motores eran de la misma marca de fabricación (Delaval-Enterprise), por lo que sus accionamientos eran muy similares. Luego entonces, el primer paso, fue reunir toda la información pertinente (marca, tipo, número de parte, identificación del proveedor, etc.), en base a los componentes de los grupos existentes 1,2 y 3, para especificar el detalle de los accionamientos que requerían los grupos nuevos. Como se mencionó anteriormente, durante el montaje de la primera etapa de la planta de fuerza, en 1993, se modernizaron muchos componentes de control de los motores (presostatos, termocuplas, manómetros, indicadores, etc.). Este trabajo estuvo a cargo de la empresa americana AETC, que en base a su experiencia, especificó los componentes de control que reemplazarían, en ese momento, a los dispositivos obsoletos y/o en mal estado, que formaban parte de la configuración original de los grupos, diseñados para centrales nucleares.

Fue sobre la base de la información elaborada por AETC, los equipos existentes y el estudio de los requerimientos del nuevo sistema de control digital, que se decidió mantener el tipo y modelo de la mayor parte de los componentes de control, y eliminar aquellos que se hacían innecesarios, puesto que eran reemplazados por funciones propias de dicho sistema. Este fue el caso del relé tacométrico, el cual recibía la señal del Pick-Up del motor

(sensor de velocidad), y emitía una señal de 0 - 1 mAmp DC, que era utilizado por un indicador de velocidad de panel, así como, dos juegos de contactos discretos (uno accionaba a los 100 RPM y otro a los 425 RPM). Su eliminación como instrumento de control, se debió a que el nuevo sistema recibe la señal de velocidad, directamente a través del controlador DSLC, la procesa internamente y la envía a las estaciones de operación, en forma digital, y en tiempo real, además de efectuar todas las acciones que requieren de dicho parámetro, el cual es monitoreado continuamente.

Con toda la información disponible, procedimos a elaborar las solicitudes de adquisición de materiales interna, la cual se remitía al departamento de compras, para que genere el pedido a sus diversos proveedores.

En el Cuadro N° 4, se observa la solicitud de adquisición de algunos de los materiales típicos, necesarios para los tableros. Es bueno resaltar que este no es el formato de Orden de Compra de la empresa, la cual recién se genera sobre la base de la mencionada solicitud del área respectiva dentro de la empresa.

Así es como se especificó, un pedido de componentes considerablemente grande, la mayoría de los cuales eran destinados a ser adquiridos en el exterior (Pedidos Directos). El criterio recomendado fue, el de mantener en lo posible, un 20 % de reserva, para ser utilizado como repuestos. La pequeña proporción de Pedidos Locales, no se consideraba como equipo crítico.

**Material eléctrico varios para el reacondicionamiento de Tableros
Ampliación de Planta Termica GEA**

Item	Descripción	Unid	Tablero Protecc. Trafo 1	Panel de Control Motor	Panel Control Generador	Panel de Fuerza	Total
1	Contactador Principal Siemens 120 VAC, 2NA+2NC, 3TF4022-OAG1	Unid	-	8	-	-	8
2	Contactador Auxiliar Siemens 125 VDC, 3NA+1NC, 3TH4031-OBG4	Unid	5	-	-	-	5
3	Contactador Auxiliar Siemens 125 VDC, 6NA+2NC, 3TH4262-OBB4	Unid	35	12	4	-	51
4	Contactador Auxiliar Siemens 24 VDC, 2NA+2NC, 3TH4022-OBB4	Unid	-	20	-	-	20
5	Contactador Auxiliar Siemens 120 VAC, 6NA+2NC, 3TH4262-OAK1	Unid	-	12	-	-	12
6	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK7 310 3 x 10 A	Unid	1	-	-	-	1
7	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 304 2 x 4 A	Unid	2	-	-	-	2
8	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 310 2 x 10 A	Unid	2	-	-	-	2
9	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 306 2 x 6 A	Unid	-	8	4	4	16
10	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 316 2 x 15 A	Unid	-	8	-	-	8
11	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 325 2 x 25 A	Unid	-	16	-	-	16
12	Interruptor Termomagnético Siemens 5SK6 332 2 x 30 A	Unid	-	8	-	-	8
13	Cable de Control Flexible tipo GPT N° 16 AWG	m	500	1000	400	200	2100
14	Cable de Control Flexible tipo GPT N° 14 AWG	m	-	200	100	100	400
15	Cable de Control Flexible tipo GPT N° 12 AWG	m	-	100	40	40	180
16	Canaleta Panduit de 100x30 mm (hxa) o smilar	m	2	16	-	-	18
17	Canaleta Panduit de 75x30 mm (hxa) o smilar	m	4	20	10	-	34
18	Canaleta Panduit de 50x30 mm (hxa) o smilar	m	4	8	8	6	26
19	Canaleta Panduit de 75x60 mm (hxa) o smilar	m	-	8	8	6	22

Cuadro N° 4

Se trató en lo posible de ayudar al equipo de compras, dándole la mayor cantidad de información posible de los proveedores y/o fabricantes, de dichos equipos en E.E.U.U. Si bien es cierto el trabajo de la elaboración de cotizaciones es competencia del Departamento de Compras, en la Gerencia de Ejecución de Proyectos también realizamos un análisis comparativo previo de precios entre los diversos proveedores con los que teníamos relación. Esta evaluación previa era una buena base para el Departamento de Compras, puesto que también incluía la evaluación técnica de los materiales y le facilitaba evaluar la propuesta de otros proveedores. En el Cuadro N° 5 podemos ver un análisis comparativo previo, de algunos de los cables que se usaron en la ampliación.

Los siguientes meses fueron de intensa coordinación, con el Departamento de Compras y con los proveedores en E.E.U.U., para aclarar las dudas de las características del equipo, tiempo de entrega, precio, cantidad y reemplazo por un sustituto y/o equivalente.

Gran parte de las coordinaciones técnicas fueron hechas directamente con los fabricantes del equipo y o proveedores, usando todos los medios disponibles para nosotros (teléfono, fax, courier, etc.), para asegurar una entrega rápida y correcta.

En caso de tener diversos proveedores, para el mismo equipo, era el Departamento de Compras, quien decidía a quien le encargaba el suministro, es base a criterios como la experiencia del proveedor, precio, tiempo de entrega, etc.

COTIZACION DE CABLES ELECTRICOS - AMPLIACION PLANTA TERMICA

PEDIDO		CEPER							INDECO						
Item	Descripción	Cant.(m) Pedida	Descripción	Observ.	Cant.(m) Ofertada	Precio Unit. US \$	18% IMP	Precio Total US \$	Descripción	Observ.	Cant.(m) Ofertada	Precio Unit. US \$	18% IMP	Precio Total US \$	
1	1.- Nivel de Tensión: 6.6 KV														
	XLPE 1x240 mm2 Metrado.....(m)	800 800	N2SXY 1 x240 m2		800 800	23.4	4.212	22089.6	N2SXY 1 x240 m2		800 800	35.17	6.33	33200.48	
2	2.- Nivel de Tensión: 4.16 KV														
	XLPE 1x300 mm2	2000	N2SXY 1 x300 m2		2000	27.6	4.968	65136	N2SXY 1 x300 m2		2000	39.77	7.1586	93857.2	
	XLPE 1x300 mm2 Metrado.....(m)	1000 3000	N2SXY 1 x500 m2		1000 3000	42	7.56	49560	N2SXY 1 x500 m2		1000 3000	55.35	9.963	65313	
3.- Nivel de Tensión: B.T.															
	XLPE 1x240 mm2	300	N2XY 1x240 mm2		500	17.47	3.1446	10307.3	N2XY 1x240 mm2		500	28.62	5.1515	16885.8	
	NY YJ 3x185/95 mm2	300	NY YJ 3x185/95 mm2		500	50.141	9.02538	29583.19	NY YJ 3x185/95 mm2		300	60.44	10.8792	21395.76	
	NY YJ 3x95/50 mm2	110	NY YJ 3x95/50 mm2		500	26.496	4.76928	15632.64	NY YJ 3x95/50 mm2		500	33.13	5.9724	19576.2	
	NY YJ 3x70/35 mm2	65	NY YJ 3x70/35 mm2		100	22.757	4.09626	2685.326	NY YJ 3x70/35 mm2		500	24.89	4.4802	14685.1	
	NY YJ 3x50/25 mm2	437	NY YJ 3x50/25 mm2		500	15.481	2.78658	9133.79	NY YJ 3x50/25 mm2		500	18.56	3.3408	10950.4	
	NY YJ 1x50 mm2	394	NY YJ 1x50 mm2		1000	4.281	0.77058	5051.58	NY YJ 1x50 mm2		400	4.92	0.8856	2322.24	
	NY YJ 3x35/16 mm2	566	NY YJ 3x35/16 mm2		1000	12.164	2.18952	14353.52	NY YJ 3x35/16 mm2		1000	13.57	2.4426	16012.6	
	NY YJ 3x25/16 mm2	272	NY YJ 3x25/16 mm2		1000	10.293	1.85274	12145.74	NY YJ 3x25/16 mm2		500	11.46	2.0628	6761.4	
	NY YJ 4x16 mm2	1505	NY YJ 4x16 mm2		1500	7.719	1.38942	13662.63	NY YJ 4x16 mm2		1500	8.69	1.5642	15381.3	
	NY YJ 4x10 mm2	95	NY YJ 4x10 mm2		100	5.142	0.92556	606.756	NY YJ 4x10 mm2		500	6.33	1.1394	3734.7	
	NY YJ 4x4 mm2	131	NY YJ 4x4 mm2		150	2.772	0.45896	490.644	NY YJ 4x4 mm2		500	3.17	0.5706	1870.3	
	NY YJ 3x4 mm2	1513	NY YJ 3x4 mm2		1700	2.382	0.42876	4778.292	NY YJ 3x4 mm2		1700	2	0.36	4012	
	NY YJ 10x2.5 mm2	1145	NY YJ 10x2.5 mm2		1200	4.203	0.75654	5951.448	NY YJ 10x2.5 mm2		1200	5.03	0.9054	7122.48	
	NY YJ 7x2.5 mm2	8595	NY YJ 7x2.5 mm2		9000	3.026	0.54468	32136.12	NY YJ 7x2.5 mm2		9000	3.33	0.5994	35364.6	
	NY YJ 4x2.5 mm2	4812	NY YJ 4x2.5 mm2		6000	2.226	0.40068	15760.08	NY YJ 4x2.5 mm2		6000	2.34	0.4212	16567.2	
	NY YJ 3x2.5 mm2	2307	NY YJ 3x2.5 mm2		4200	1.34	0.2412	6641.04	NY YJ 3x2.5 mm2		4200	1.46	0.2628	7235.76	
	TW-12AWG	5000													
	Cable Desnudo 70 mm2 Metrado.....(m)	500 28047	CUC Duro 19 H 70 mm2		500 29450	2.98	0.5364	1758.2	Cable desnudo T Duro 2/0 AWG		500 29300	5.29	0.9522	3121.1	
	Monto Total (Inc. IGV)						US \$		317463.896				US \$		395369.62

Cuadro N° 5

Cuadro Comparativo de Precios de Cables para la Ampliación de la Planta Termica

El trabajo continuó intensamente, cuando comenzaron a llegar los equipos, puesto que era responsabilidad directa nuestra, la de certificar que dichos componentes eran los correctos, estaban libres de falla, y estaban presentes en la cantidad necesaria. Aquí se efectuaron algunas devoluciones y/o cambios, así como se demandaron algunos equipos extra para repuesto crítico.

Finalmente se hizo una recolección de la documentación de los equipos (información técnica, manuales, planos, etc.), que suministran los fabricantes, para su correcta instalación, operación y mantenimiento.

CAPITULO IV

MANTENIMIENTO MAYOR DEL EQUIPO ELÉCTRICO Y DE CONTROL A REUTILIZARSE.

4.1 Mantenimiento Mayor del Equipo Electromecánico a Instalarse

Debido a que los grupos fueron adquiridos a centrales nucleares en USA, que fueron desactivadas, hace 15 años, todo el equipo eléctrico y mecánico, quedó abandonado. Si bien se tomaron algunas medidas de protección de la intemperie, con el paso del tiempo esto no fue suficiente.

Los generadores tenían signos de corrosión en la estructura metálica (ver Fig. N° 12), así como el núcleo del estator y rotor, algunas cuñas estaban flojas, el barniz aislante de las bobinas del estator y rotor estaba deteriorado, así como también se notaba signos de sulfato en los terminales de los cables de las bobinas del estator del generador. Lo mismo se notaba en el tablero de fuerza y mando de los generadores.

4.1.1 Mantenimiento del Generador

Previo al inicio del montaje, se envió los 04 generadores nuevos a los talleres de la firma ABB, para su barnizado, aseguramiento de cuñas, secado y prueba de aislamiento además del pintado de la cubierta metálica del estator y su caja de terminales.

Todo este servicio fue registrado con un protocolo de pruebas que dio inicio a la historia del mantenimiento de los nuevos generadores en la planta

de fuerza. No se detectó daños severos en los generadores, por lo que el reporte se refirió como labores de mantenimiento solamente.

Nos hicimos presente personalmente junto a los asesores e integrantes de la Gerencia de Ejecución de Proyectos en su traslado y revisión en las instalaciones de ABB – Perú.

Para la prueba de aislamiento, tomamos como referencia la norma IEEE 48-1974, debido a que la Clase de aislamiento del Generador de tensión nominal 4.16 Kv., es "F", el índice de polarización requerido es 2.0 y la tensión de prueba recomendada es 5000 voltios.

Según esta norma, el índice de polarización es la relación del valor de la resistencia de aislamiento medida durante 10 minutos (aplicando la tensión de prueba de manera continua), entre el valor de la misma medida durante 1 min. Para esta prueba, se mide la resistencia de cada fase de modo independiente, cortocircuitando las otras dos fases y conectándolas a tierra. Se debe tener cuidado en desconectar el neutro del generador así como liberar, la salida del generador de cualquier sistema de rectificación y medición que se conecta al mismo (ver norma IEEE 43-1974), para evitar daño a los semiconductores de la excitatriz y/o errores de lectura producidos por la impedancia de los elementos adicionales al de las bobinas (capacitores, resistores, etc.).

Los valores mínimos recomendados del Índice de Polarización para generadores de corriente alterna y maquinas rotativas de corriente continua, según la norma de la referencia, son:

Para Clase A, 1.5

Para Clase B, 2.0

Para Clase F, 2.0

De las medidas tomadas antes de la puesta en servicio de los tres generadores, después de su tratamiento en ABB, logramos valores del índice de polarización de 2.5, 2.9 y 2.1, para los generadores 1, 2 y 3, respectivamente. En el cuadro mostrado a continuación podemos observar las medidas tomadas durante el montaje.

PRUEBA DE AISLAMIENTO DEL GENERADOR 6				
19/03/1996				
ESTATOR				
Tensión Aplicada	Tiempo (min)	Resistencia (Megaohm)		
		Fase U	Fase V	Fase W
5000 V	1	800	750	700
	10	1800	1700	1500
2500 V	1	800	750	900
	10	2200	2000	2500

ROTOR		
Tensión Aplicada	Tiempo (min)	Resistencia (Megaohm)
500 V	1	57
	10	61

Resistencia del Campo: 400 miliohm

Cuadro N° 6

Medidas de Resistencia de Aislamiento del Generador 6, tomadas durante el montaje.

Para mantener el valor de la resistencia de aislamiento en su valor aceptable, se cuenta con un juego de resistencias de calefacción de 50 Kw., localizado en cada lado inferior del generador, para mantener la temperatura del devanado aproximadamente 5°C, por encima de la temperatura ambiente. Este valor mínimo, se toma de la norma IEEE 56-1971 y ANSI C50.25-1972, denominada Guía para el Mantenimiento del Aislamiento para Máquinas Rotativas de Corriente Alterna de Gran Dimensión. Una recomendación adicional de la norma es que se debe suministrar el calor suficiente para producir una temperatura en los terminales de los devanados de no más de 90°C, medidos con un detector de temperatura, o de 80°C medidos con un termómetro.

4.1.2 Mantenimiento del Sistema de Fuerza de la Excitatriz de los Generadores y Equipo Auxiliar.

La misma precaución tomada con los generadores fue necesaria con los transformadores de potencia de las excitatrices de los grupos (trafos de tensión, corriente y reactores) que también se enviaron a ABB. La tensión de prueba usada para medir la resistencia de aislamiento fue de 500 voltios. Esta prueba también se realizó en la instalación de la planta de fuerza antes de la puesta en servicio.

PRUEBA DE AISLAMIENTO DE LA EXCITATRIZ DEL GENERADOR 6

19/03/1996

**TRANSFORMADOR DE POTENCIA
LADO 4.16 Kv**

Tensión Aplicada	Tiempo (min)	Resistencia (Megohm)		
		Fase R-T	Fase S-T	Fase T-Tierra
5000 V	1	20000	13000	17000
2500 V	1	Infinito	10000	Infinito

Lado de Baja 500 V

Tensión Aplicada	Tiempo (min)	Resistencia (Megohm)		
		Fase R-Tierra	Fase S-Tierra	Fase T-Tierra
500 V	1	20000	13000	17000

Cuadro N°7

Mediciones de Resistencia de Aislamiento en los Componentes de Fuerza de la Excitatriz

Tanto los tableros a remodelarse como los auxiliares de los grupos en 440 VAC (bombas, motores, calentadores) es decir el sistema de petróleo, aceite y agua de los grupos, se remitieron a firmas como AEI y Tecind para su mantenimiento, exigiéndose su correspondiente protocolo de pruebas, así como su respectiva garantía.

Los motores auxiliares que no figuraban en la configuración original de la planta en 440 VAC, se tuvieron que adquirir localmente, bajo las especificaciones de los manuales de los grupos.

Sólo se reutilizaron los transformadores de tensión 4.2 / 0.12 KV, de medida de los paneles, en cambio se adquirieron todos los trafos de corriente de los generadores de 1200/ 5 A, 30 VA y 1500/ 5A CI 0.5 / 5A 5p10. Las celdas de media tensión venían con sus trafos necesarios, de medición y protección. En este caso revisamos los protocolos de prueba del fabricante de los componentes de las celdas, como lo podemos ver en la Fig. N° 25, en el caso del Protocolo de Prueba de los Transformadores de Corriente suministrados por Siemens, Alemania.

4.2 Mantenimiento de los Dispositivos de Control de los Tableros.

En los tableros de los 04 grupos a instalarse, solo quedaron los subsistemas de rectificación de la excitatriz estática (puente de diodos y tiristores), las tarjetas de regulación de tensión y algunos indicadores (de panel) frontales de tensión, corriente. Se probó en frío a las tarjetas que formaba parte del regulador de tensión, mediante una maleta de simulación de relés, la cual genera señales de tensión trifásicas similares a su operación normal. Los componentes de potencia de los puentes rectificadores de la excitatriz (Diodos y Tiristores) se probaron en el banco de pruebas del laboratorio de Cementos Lima S.A.

Se desecharon los componentes averiados o con signos de mal funcionamiento. Todo el resto de equipo eléctrico auxiliar fue eliminado (relés auxiliares, relés análogos de protección del generador, bornes, cables de control y fuerza), como medida de seguridad y confiabilidad de la operación.

SIEMENS

Prüfprotokoll / Test Report
 Spannungswandler / Potential Transformer
 Stromwandler / Current Transformer

Name: *Welsz*
 Datum: *-2. Sep. 1996*

Auftrags-/Order Nr.: *60946/30*
 Blatt/Sheet: *1*

Type/Style:	<i>4MA72 (XF)</i>		<i>12 / - / 28 / 25</i> kV		F.Nr./Serial. No.:	<i>96/120670-675</i>	
System Voltage U_n	<i>12</i> kV	$x U_n$	<i>h</i>	Nennübersetzung/Ratio		<i>2500</i> <i>X1A</i>	
Nennfrequenz/Rated Frequency	<i>60</i> Hz			<i>5</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>X1A</i>
Ith/Idyn	<i>40 / 100</i> kA			<i>10</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>VA</i>
Isolierstoffklasse/Class of Insulation	<i>E</i>				Klasse/Accuracy Class		<i>0.5</i> <i>5P</i> <i>5P</i>
Wicklungsprüfung /	Prim <i>28</i> kV	<i>50</i> Hz	<i>12</i> Min.	Überstromfaktor/OCF		<i>F55</i> <i>10</i> <i>10</i>	
Applied Voltage Test	Sek <i>3</i> kV	<i>50</i> Hz	<i>12</i> Min.	Nenn-Langzeitstrom/			
Wicklungsprüfung/	<i>C1: Prim 0,35 kV at 1,2 x I_n</i>		Min.	Therm. Rating for Tert. Wdg.			
Over-voltage inter-turn test	<i>C2: sek 0,87 kV at 1,0 x I_n</i>		Min.	Sek. therm. Grenzstrom/			
	<i>C3: Sek. 0,87 kV. at 1,0 x I_n</i>		Min.	Max. Cont. Thermal Rating			
				Wickl./Winding // Kern/Core		<i>1</i> <i>2</i> <i>3</i>	

Prim.	Sek.	$U_n \times$	Kern/Core	Bürde		96/120670		671		672		673		674		675	
				VA	cos ϕ	F%	θ'	F%	θ'	F%	θ'	F%	θ'	F%	θ'	F%	θ'
2500	5	12	1	10	0,8	+0,30	+1,9	+0,28	+1,7	+0,32	+1,7	+0,27	+1,6	+0,31	+1,7	+0,27	+1,7
				1,0	"	+0,30	+2,4	+0,28	+1,6	+0,32	+1,9	+0,28	+1,4	+0,31	+1,8	+0,28	+1,4
				2,5	1	+0,35	+2,1	+0,32	+1,8	+0,36	+1,7	+0,34	+1,4	+0,36	+1,7	+0,34	+1,2
				0,2	10	0,8	+0,28	+6,3									
				0,05	"	+0,26	+9,5	+0,26	+5,6	+0,28	+6,4	+0,25	+5,6	+0,28	+6,0	+0,25	+5,7
				0,05	2,5	1	+0,36	+6,9									
2500	5	1,0	2	10	0,8	+0,75	+1,2	+0,77	+0,2	+0,77	+0,2	+0,77	± 0	+0,77	+0,6	+0,74	+0,3
2500	5	1,0	3	10	0,8	+0,76	+0,4	+0,78	+0,5	+0,76	+0,2	+0,76	+0,2	+0,77	+0,5	+0,77	-0,1

Figura Nº 25

Protocolo de Fábrica de la Prueba de los Transformadores de Corriente para la Ampliación

En la Fig. N° 26, se muestra los relés análogos de protección de los generadores, que fueron reemplazados por los Relés Digitales Siemens tipo Multifunción, que se ven en la Fig. N° 27.

Algo similar sucedió en los tableros del motor de los grupos nuevos. Para el caso de la excitatriz, se cambiaron todos los cables de control interno, entre tarjetas, pues mostraban signos de sulfato y estaban resecos.

4.3 Tratamiento de Aceite de los Transformadores.

Pese a que trafos de potencia de 18 MVA, 60 / 6.6 / 4.16 KV, marca OASA – España, eran nuevos (1995), se ordenó el pintado exterior y el tratamiento del aceite (tanto del bobinado como del cambiador de taps), como medida de precaución ya que estuvieron varios meses expuesto a la intemperie, aparte del tiempo que transcurrió en el barco, cuya condición de protección a la intemperie se ignoraba. También se le cambió de Sílica Desecante para la humedad de aceite.

Los análisis se encargaron a ABB y Electroservice paralelamente, siendo esta última compañía quien le dio el tratamiento con Tierra Fuller, centrifugado y regeneración, al aceite de modo local. Finalmente se exigió el reporte de pruebas como historial de los 03 transformadores. En el cuadro adjunto N° 8 se muestra el análisis de pruebas Dieléctricas y Fisicoquímicas de los transformadores por instalarse en la planta de generación y en el cuadro N° 9, se muestra las pruebas Cromatográficas. Aquí se puede observar que la rigidez dieléctrica del aceite, se encuentra dentro de los parámetros aceptables, así como el resto de los otros indicadores.



Figura N° 26

Relés Analógicos Originales de los Paneles de los Generadores a Instalarse

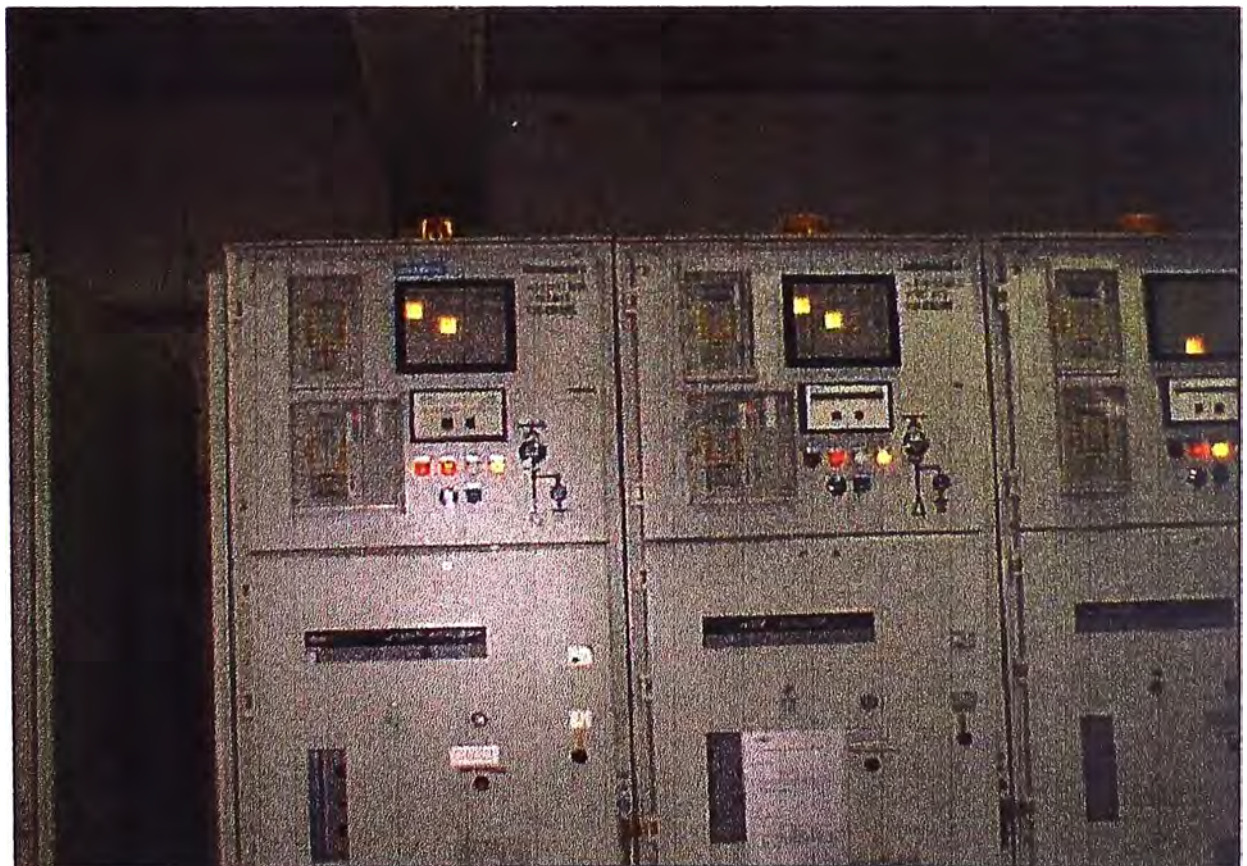


Figura N° 27

Vista de las Celdas de Media Tensión con Relés Multifunción

CUADRO COMPARATIVO DE PRUEBAS DIELECTRICAS Y FISICO-QUIMICAS (GEA)

Laboratorio	Fecha	S.E.	No.de Serie	Potencia (MVA)	Acidez	Tensión Interfacial	Rigidez Dieléctrica	Color	Factor de potencia		Visual	Sedimentos (residuos)	Contenido de inhibidor	Contenido de Humedad
									25°C	100°C				
S.D.Myers	13-Abr-96	Atocongo	36348	14	0.01	42	35	0.50	0.082	0.132	Claro	Ninguno	ND	5.0
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36348	14	0.054	31.7	43.8	n/a			Claro	Ninguno		12
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36348	14	0.026	33.6	39.7	0.5	0.005		Claro	Ninguno		4
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36348	14	0.014	34.1	41.0	0.5	0.001		Claro	Ninguno		3
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36348	14	0.02	33.3	50	0.5	0.036	0.862	Claro	Ninguno	ND	7.5
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36348	14	0.02	34	50	0.5	0.078	0.444	Claro	Ninguno	ND	2
S.D.Myers	13-Abr-96	Atocongo	36345	14	0.03	32	45	1.25	0.010	0.580	Claro	Ninguno	0.031	10.0
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36345	14	0.026	32.1	41.1	n/a			Claro	Ninguno		11
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36345	14	0.068	25.4	41.0	0.5	0.014		Claro	Ninguno		6
ABB (Lima)	25-Jun-96	Atocongo	36345	14	0.03	25	67		0.016					6
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36345	14	0.014	26.0	41.9	0.5	0.003		Claro	Ninguno		6.3
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36345	14	0.03	23.2	50	0.5	0.062	1.39	Claro	Ninguno	ND	6
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36345	14	0.03	28.9	46	1.0	0.080	0.986	Claro	Ninguno	ND	5
S.D.Myers	13-Abr-96	Atocongo	36347	14	0.02	41	41	0.50	0.003	0.151	Claro	Ninguno	ND	8.0
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36347	14	0.026	32.3	38.7	n/a			Claro	Ninguno		12
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36347	14	0.026	34.0	41.8	0.5	0.007		Claro	Ninguno		5
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36347	14	0.014	33.8	42.1	0.5	0.001		Claro	Ninguno		6.3
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36347	14	0.01	32.8	50	0.5	0.028	0.756	Claro	Ninguno	ND	5.5
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36347	14	0.02	35.5	50	0.5	0.076	0.501	Claro	Ninguno	ND	1.0
Valores Aceptables					<0.05	>32	>30	<3.5	<0.1	<2.99	Claro		>0.20	<30

CUADRO COMPARATIVO DE PRUEBAS CROMATOGRÁFICAS (GEA)

Laboratorio	Fecha	S.E.	No. de Serie	Potencia (MVA)	Hidrogeno (H ₂)	Oxigeno (O ₂)	Nitrogeno (N ₂)	Metano (CH ₄)	Monóxido de Carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO ₂)	Etano (C ₂ H ₆)	Etileno (C ₂ H ₄)	Acetileno (C ₂ H ₂)	Total de Gases Comb.	Total de Conten. de gases
S.D. Myers	13-Abr-96	Atocongo	36348	14	50	31900	71100	ND	92	877	3	8	24	177	104054
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36348	14	35	31400	67300	5	87	882	8	7	18	160	9.98 %
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36348	14	20	32100	66900	5	76	905	8	9	20	138	10.00 %
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36348	14	35	25134	61738	ND	103	966	ND	7	16	161	87999
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36348	14	42	26851	65650	5	72	848	5	11	17	152	93501
S.D. Myers	13-Abr-96	Atocongo	36345	14	60	29400	73000	ND	147	2780	19	27	23	276	105456
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36345	14	35	28600	68800	5	150	2830	19	25	24	258	10.05 %
ABB (Lima)	25-Jun-96	Atocongo	36345	14	ND	2000	7000	ND	3	90	ND	ND	ND	3	9093
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36345	14	20	26400	62800	5	54	1250	3	8	11	101	9.06 %
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36345	14	36	39405	129698	ND	88	1247	ND	15	ND	139	170489
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36345	14	19	25070	61584	7	58	1224	6	16	18	124	88002
S.D. Myers	13-Abr-96	Atocongo	36347	14	30	30900	71700	ND	94	792	10	6	15	155	103547
Morgan Schaffer	16-Jun-96	Atocongo	36347	14	20	31100	68300	5	99	815	6	6	15	153	10.04 %
Morgan Schaffer	9-Nov-96	Atocongo	36347	14	15	28400	67700	8	75	3880	9	10	19	133	10.01 %
S.D. Myers (Canada)	3-Abr-97	Atocongo	36347	14	29	25398	65254	ND	106	936	ND	8	17	160	90748
S.D. Myers (Canada)	12-Oct-97	Atocongo	36347	14	16	20287	47670	5	66	680	5	9	13	114	68751
Valores Aceptables					<150	0.2 - 3.5% de gases totales	1 - 10% de gases totales	<25	<500	<10,000	<10	<20	<5	<500	

En el caso de la tensión interfacial, esta fue disminuyendo en los análisis sucesivos, después de la energización, pruebas iniciales y los primeros meses de operación, por lo que se tuvo que regenerar el aceite de los tres transformadores, e iniciar el análisis respectivo, para determinar las causas de dicha anomalía.

A diferencia de los 03 primeros grupos existentes de los cuales se conservaron sus CCM (Centro de Control de Motores), en el caso de los nuevos grupos, se tuvo que adquirir CCM totalmente nuevos (bombas, motores, etc.) de acuerdo al equipo auxiliar de los grupos, a la firma Cuttler Hammer – USA. Lo mismo sucedió con todos los tableros auxiliares de mando, control, iluminación, etc. que fue adquiridos nuevos a nivel local. En el caso del sistema de baterías de 125 VDC, se determinó que el sistema existente tenía la capacidad suficiente para la alimentación en continua, de toda la planta, incluida la ampliación, por lo que se decidió no adquirir uno nuevo. La capacidad del banco de baterías existentes era 300 Amp/hora.

CAPITULO V

IMPLEMENTACION DE LA MODERNIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO Y DE CONTROL

5.1 Verificación de Materiales para la Ampliación.

Ya sea por el amplio conocimiento de los dispositivos eléctricos a usarse en el proyecto o por haber participado en la especificación de los mismos, el departamento de compras solicitaba constantemente nuestro respaldo (tanto en el ámbito local como exterior), para la decisión de la colocación de pedidos. El apoyo se extendía, inclusive hasta el trato directo con proveedores locales y extranjeros, para el caso de aclaración dudas técnicas sobre los equipos. Se obtuvo gran experiencia en el manejo de costos, tiempo de entrega, tipos de importación, calidades de producto, proveedores de equipo especial, etc.

Luego de la etapa de verificación de las especificaciones de compra, el trabajo se completaba al hacer una revisión cuidadosa del material que llegaba destinado a la ampliación, para ver su estado, calidad, si cumplía las especificaciones, el número solicitado, planos o manuales de operación, etc. En la Fig. N° 28 se puede apreciar una Orden de Compra por algunos equipos de protección de las celdas de media tensión como son Relés de Protección Digitales, Cuadro de Alarmas, etc.

Pedido Directo

No.: PD-170108-1

Fecha: 06-Ago-96

PEDIDO A: 26458 SIEMENS S.A.
AV. REPUBLICA DE PANAMA N° 3972, SURQUILLO, LIMA 34 - PERU

PROVEEDOR: 23105 SIEMENS S.A.
C/ALBARRACIN 34 - 28037. ESPAÑA

F/N DE COTIZACION: 03-Jul-96 IND-2265/8AA5838 ADI: 111 AMPLIACION PLANTA
Resp: 85V OEA

CONSIGNADO A: CEMENTOS LIMA S.A. EMBARQUE: MARITIMO

PUERTO DE DESTINO: CALLAO - PERU **FECHA DE EMBARQUE:** 14-Ene-97 **ETA PLANTA:** 18-Feb-97

PAGO: CAD **SEGURO:** ASEGURADO POR NEBOTILOS EN LIMA

CIA. SUPERVISORA: 1 Sociedad General de Supervillanca S.A. **MARCA:** CEMENTOS LIMA S.A.
PD-00170108
CALLAO - PERU

OBSERVACIONES:

- LA LEY PERUANA EXIGE CERTIFICADO DE INSPECCION DE PRE-EMBARQUE.
- FAVOR REMITIR VIA FAX COPIA DEL B/L Y FACTURA COMERCIAL EN LA FECHA DE EMBARQUE.
- LOS DOCUMENTOS DE EMBARQUE DEBERIAN REMITIRSE VIA COURRIER A CEMENTOS LIMA, AV. ATOCONGO 2440 - VILLA MARIA DEL TRIUNFO - LIMA 35 - PERU - INMEDIATAMENTE DESPUES DEL EMBARQUE.

MONEDA: PESETA ESPAÑOLA

IT	CANT	UNID	CODIGO	DESCRIPCION	ADI	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	1,00	U	201 1 501 001	RELE DE PROTECCION SIEMENS, TIPO 78J512	3104	382 000,00	382 000,00
2	1,00	U	201 1 501 001	RELE DE PROTECCION SIEMENS, TIPO 7UT512	3104	606 000,00	606 000,00
	1,00	U	201 1 501 001	CUADRO LUMINOSO DE 30 SEÑALES CON LAMPARAS DE 125 VDC	3104	140 000,00	140 000,00
4	3,00	U	201 1 501 001	TRANSFORMADORES TOROIDALES DE 200 MM DE DIAMETRO INTERIOR, 2500V-5 AMP, 5P10, 30 VA.	3104	178 000,00	534 000,00
TOTAL ITEMS: FOB							1 662 000,00

TOTAL PEDIDO: FOB PUERTO ESPANOL, EMBALADO PARA EXPORTACION

1 662 000,00

Partida Arancelaria	Declaración Comercio
8504.32.90.00	LOS DEMAS TRANSFORMADORES. ITEMS: 4.
8536.40.90.00	LOS DEMAS RELES. ITEMS: 1, 2.
8537.10.00.00	CUADROS LUMINOSOS CON TENSION INFERIOR A 1000 V. ITEMS: 3.

Figura N° 28

Orden de Compra al Exterior de Materiales Eléctricos para la Ampliación

En la Orden de Compra se consigna la Fecha de Embarque, Precio, Cantidad, Condiciones de Venta, etc., y todos los datos concernientes a la compra de dicho material, necesarios para la verificación. Es bueno recordar que el reclamo formal se tenía que basar en las especificaciones de la Orden de Compra y no en la Solicitud de Adquisición Interna de la empresa. Es por ello que se tenía que estar en constante seguimiento de nuestros pedidos destinados a la ampliación.

Es importante resaltar el cuidado especial que se debe tener en el equipo crítico (sobre todo de importación) pues podría retrasar considerablemente el proyecto, ya sea por que no se reciba a tiempo, o por que se reciba erradamente.

En lo que concierne al equipo Woodward, la supervisión del equipo fue mínima, pues el contrato especificaba que toda la responsabilidad del sistema, hasta su instalación y puesta en marcha, eran del proveedor del sistema.

5.2 Instalación de la Puesta a Tierra.

La malla de puesta a tierra fue la actividad que prácticamente dio inicio al montaje eléctrico de la ampliación GEA. Si bien se contaba con una especificación de diseño, preparada por el calculista de la puesta a tierra, era indispensable y responsabilidad nuestra, como representante de la empresa, la verificación (según planos) de los electrodos; la dimensión apropiada de los pozos y zanjas, parte de la malla; el tratamiento de la tierra que cubría los pozos y cables de la malla (con sales tipo Gel); la ubicación de los puntos de

derivación, para los equipos; el correcto proceso de soldadura de las uniones con CADWEL; la longitud adecuada de las mechas; el diámetro del cable de unión.

Una recomendación que seguimos fue, la de soldar todas las uniones de cable de la malla con sus respectivos electrodos, excepto los de los pozos de mantenimiento de la misma, que están localizados en las esquinas del terreno que ocupa la malla. Con respecto a la unión de los equipos electromecánicos a la malla, se realizó a través de conectores de cobre marca Burndy, tipo abrazadera de 5/8.

Finalmente, para el proceso de medición de la resistencia de tierra de la malla, se puso especial cuidado en realizarla, partiendo de un punto de referencia ubicado en una esquina y en dirección opuesta a la misma. Con respecto a distancia de ubicación de los electrodos, se ubicó el punto más lejano a 100 m, que es más del doble del radio de la malla (aprox. 30 m), para evitar falsas lecturas. Se verificó el correcto clavado de los electrodos para asegurarse de un buen contacto con el suelo, al cual se le humedeció previamente alrededor de dicho electrodo. Asimismo se verificó el correcto contacto de los terminales del equipo de medición, el uso de conductores sin empalmes y sin daño en su aislamiento. Se trató de mantener el alineamiento adecuado de los electrodos sonda y tomar los suficientes puntos de medida de acuerdo a la dimensión de la malla (ver cuadro N° 3).

Como en procesos de medida anterior, se efectuaron mediciones de la resistencia final de la malla de tierra, por medio de dos compañías, en forma paralela.

5.3 Montaje de los Tableros Modificados de los 04 Grupos Nuevos.

Los 04 nuevos tableros de fuerza a instalarse, totalmente remodelados, tanto en su forma constructiva como en su cableado interno, fueron ubicados cerca de los tableros de control de los generadores. Ambos fueron montados sobre bases de canal "U de 3", provistos de puertas delanteras y posteriores para fácil acceso. Tanto en el cableado interno como externo, se usaron terminaciones termocontraibles de 7.2 KV, marca RAYCHEM, cuyas especificaciones y precio se pueden ver en el Cuadro N°10. Se tuvo especial cuidado en la instalación de dichas terminaciones, al seguir cuidadosamente sus instrucciones, para evitar fugas a tierra o daños posteriores al cable y aislamiento.

Las recomendaciones más importantes en la instalación de las terminaciones termocontraibles son, la extrema limpieza que se debe mantener durante su preparación, para evitar líneas de fuga; realizar un calentamiento uniforme de la terminación durante el proceso de retracción, para evitar bolsas de aire dentro de la manga terminal que debiliten el aislamiento y siempre en un solo sentido; respeto cuidadoso de las distancias de los diferentes cortes de la terminación, sobre todo en capa semiconductor, para tener una distribución de campo electromagnético uniforme y evitar cizalladuras en el cable, por esfuerzo eléctrico.

El problema más común que se presentó durante el montaje de las terminaciones, se debió a la diferencia de la estructura de capas de las diferentes marcas de cables de media tensión (sobre todo en la malla metálica de tierra: Sólida o Cableada), que se tuvo que uniformizar.

**Terminaciones Termocontraibles para Cables
Ampliación de Planta Termica GEA**

Item	Descripción	Kit	Codigo	Unit (U.S \$)	Total U.S.\$
1	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x185 mm ² , 6600 V	4	HVT-82-G	164.35	657.4
2	Kit de trifurcación para terminales tripolares para usar en conjunto con tres terminaciones unipolares de 185 mm ² ., 6600 V	4	02W526-R01-53/42-M5	35	140
3	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x1x240 mm ² , 6600 V	4	HVT-82-G	164.35	657.4
4	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x1x300 mm ² , 6600 V	4	HVT-82-SG	190.12	760.48
5	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x1x300 mm ² , 4160 V	48	HVT-83-G	195.61	9389.28
6	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x1x500 mm ² , 4160 V	6	HVT-83-G	232.15	1392.9
7	Terminación monopolar tipo exterior para cable seco de 3x1x500 mm ² , 4160 V	18	HVT-83-SG	264.16	4754.88
8	Terminación monopolar tipo interior para cable seco de 3x1x240 mm ² , 460 V	6	WCSN-51/16-1200	31.13	186.78
9	Kit de limpieza tipo P-63 conteniendo 5 paños de solvente, 6 paños de secado y tres tiras de lija vegetal no conductiva par Kit de Terminación.	45	P63	11.25	506.25
	Precio Total (Sin IGV):				18445.37

Cuadro N° 10

En resumen cumplir estrictamente con las indicaciones del fabricante, tales como: asegurarse de conectar a tierra la pantalla metálica, que pone a potencial cero al campo electromagnético que se produce en el cable, por lo menos en un extremo (por lo general en los cables de media y alta tensión). Salvo disposición expresa del diseñador y/o fabricante, sobre todo cuando los tramos son muy largos, que indique que se debe aterrizar la pantalla en ambos extremos de dicho cable.

Todas las estructuras de elementos de fuerza fueron debidamente puestos a tierra y se respetó su polaridad.

Se procedió a la verificación de la configuración del circuito de potencia de la excitatriz, cuya combinación especial para cada tipo de generador (PERRY o SAN ONOFRE) se detallaba en los planos originales.

Finalmente se verificó y completó los circuitos auxiliares de los tableros auxiliares (iluminación, calefacción, ventilación) y se efectuó una limpieza final para encontrar residuos metálicos (terminales, pedazos de cable, etc.), que puedan haber quedado entre las bobinas del transformador trifásico 4160 / 500 VAC o de los de corriente, o en cualquier otra parte del tablero. En la Fig. N° 29 se tiene una vista de la disposición de los cables, transformadores y acceso a los compartimentos del panel de fuerza de uno de los generadores de 7 MW. Similar a la anterior, la Fig. N°30 muestra una vista de la disposición final del panel de control, de uno de los generadores de 6 MW.

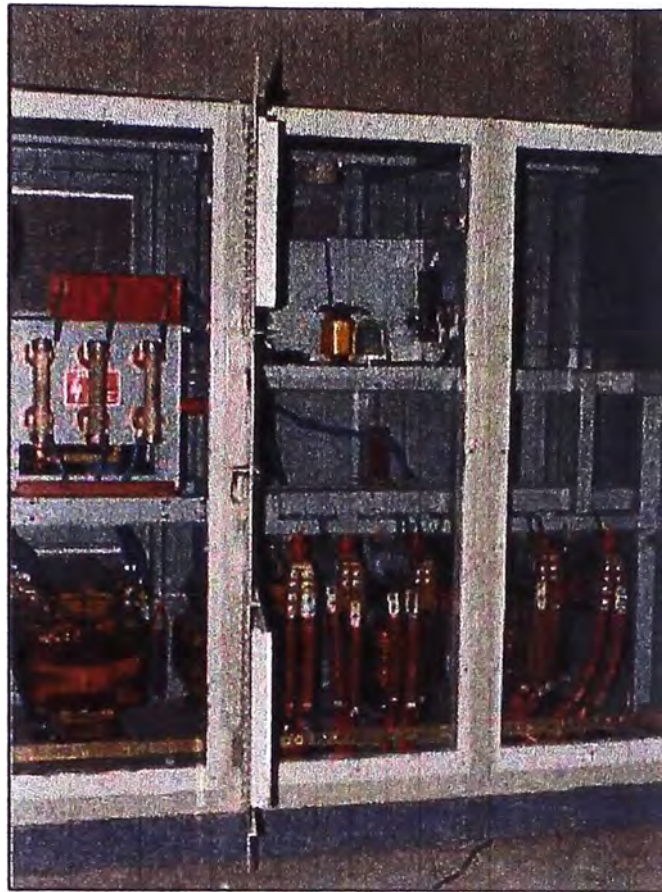


Figura N° 29
Configuración Final del Panel de Fuerza del Generador 4

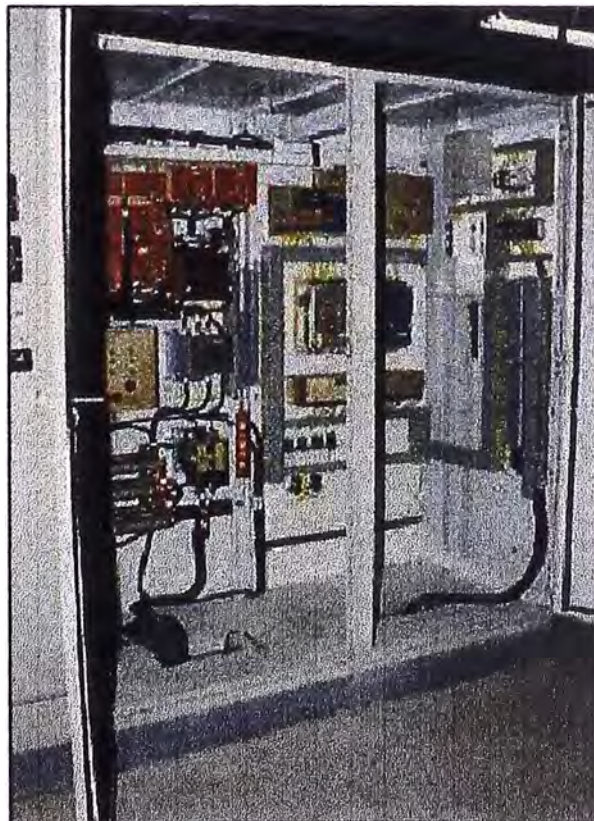


Figura N° 30
Configuración Final de Panel Control del Generador 6

Se tomó extrema precaución, sobre todo en la verificación de la polaridad de los semiconductores de potencia y sus componentes de disparo (en caso de los tiristores) en los tableros de control del generador, donde se ubicaban los diodos y tiristores con sus respectivas tarjetas de regulación de tensión.

Estos tableros, se conservaban iguales a su estructura original, pero internamente, solo quedaban los dispositivos mencionados anteriormente, borneras, algunos indicadores eléctricos en la tapa del panel y unos cuantos selectores. En la Fig. 31 se puede observar la configuración final del Puente Rectificador de uno de los generadores de 6 MW. Aquí se aprecia que dicho circuito no posee redundancia como los generadores de la primera etapa, que tienen dos puentes rectificadores alternativos. Todos sus relés (obsoletos) fueron reemplazados por relés numéricos y/o digitales ubicados en las celdas de media tensión. La configuración final de estos tableros resultó bastante sencilla y con muy pocos componentes. La Fig. 32 presenta la configuración final de regulador de tensión del Generador 6, mostrando al lado el derecho regulador manual y al izquierdo el regulador automático.

Como parte de los tableros modificados, se consideró las cajas terminales de los generadores (ubicados junto a los estatores), en los cuales se montó 02 juegos nuevos de transformadores de corriente (1200 / 5 Amp para San Onofre y 1500 / 5 para Perry), marca Siemens para los circuitos de protección de sobre corriente y diferencial de los generadores, respectivamente.

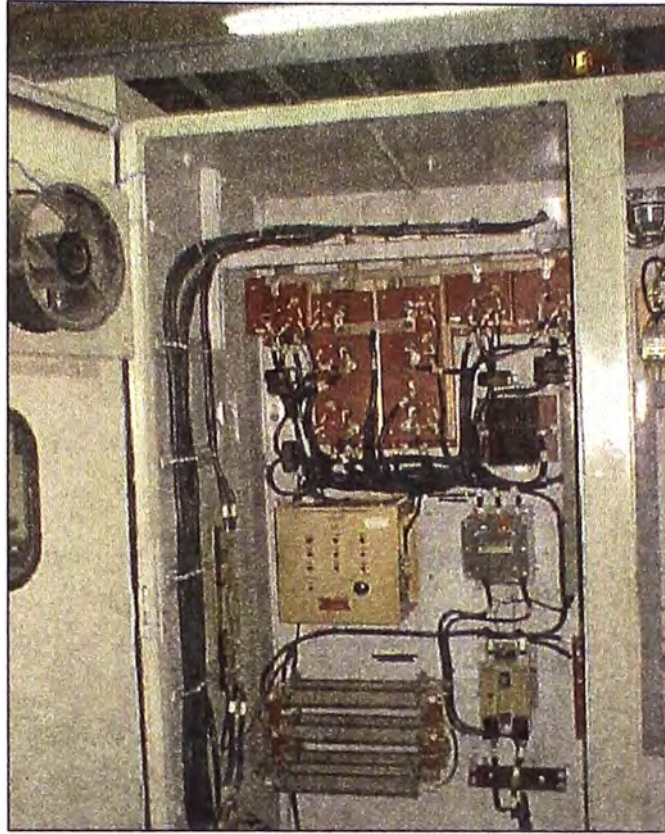


Figura N° 31
Configuración Final del Panel de Rectificación de la Excitatriz del Gen 6

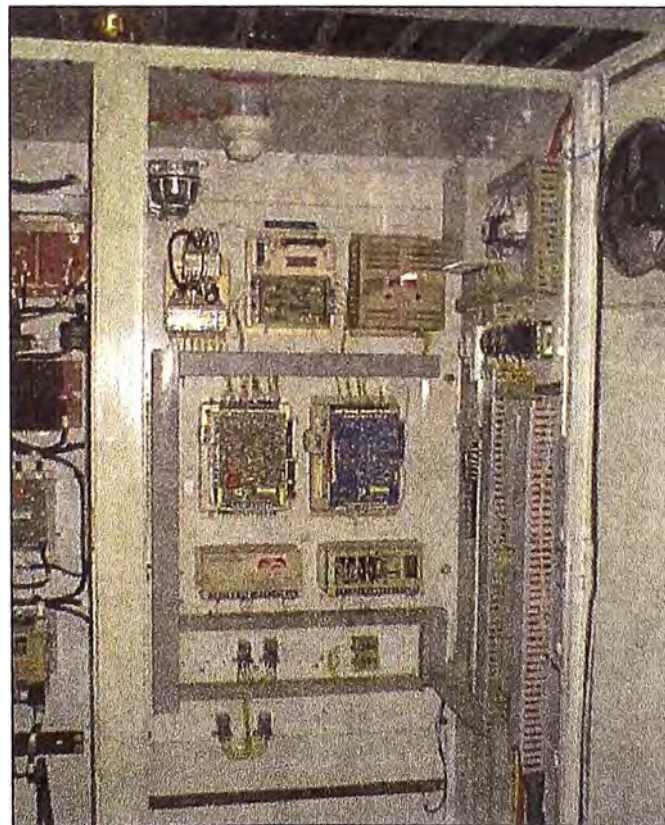


Figura N° 32
Configuración Final del Regulador de Tensión del Generador 6

La Fig. N° 33 nos da una idea de la configuración final de las cajas de los generadores. Se puede mencionar que a pesar de las diferencias en las relaciones de transformación de tensión y corriente, los transformadores de medición y protección tienen las mismas dimensiones, por lo que las cajas resultaron muy similares.

En cuanto a los devanados de los transformadores de corriente, se siguió la recomendación de mantener independientes los devanados de medición y de protección, especificándolos con dos o tres devanados (uno de medición CI 0.5 y uno o dos de protección 5P10).

Otro de los paneles que se modificaron, fueron los paneles de control local de los motores, que prácticamente sirvieron de pase de señales para los nuevos tableros del sistema de control Woodward. Sólo quedaron indicadores análogos de presiones, manómetros, (aire, agua, petróleo, aceite), algunos selectores de mando local con sus respectivas lámparas indicadoras, pocos relés auxiliares. El control de nivel por ultrasonido de los tanques diarios de petróleo (MILLTRONICS) y la fuente de 125 /24 VDC. Dichos paneles quedaron prácticamente libres, comparados a los del control anterior de los grupos 1, 2 y 3 (basados en los PLC's), que concentraba todo el control en los mencionados tableros.

Se hace notar que la fuente regulada de 125 / 24 VDC, 30 Amp, alimentaba al sistema de control Woodward individual, en cada grupo generador y a todos los periféricos del mismo (válvulas, actuadores, lámparas de indicación) que requieren los 24 VDC.

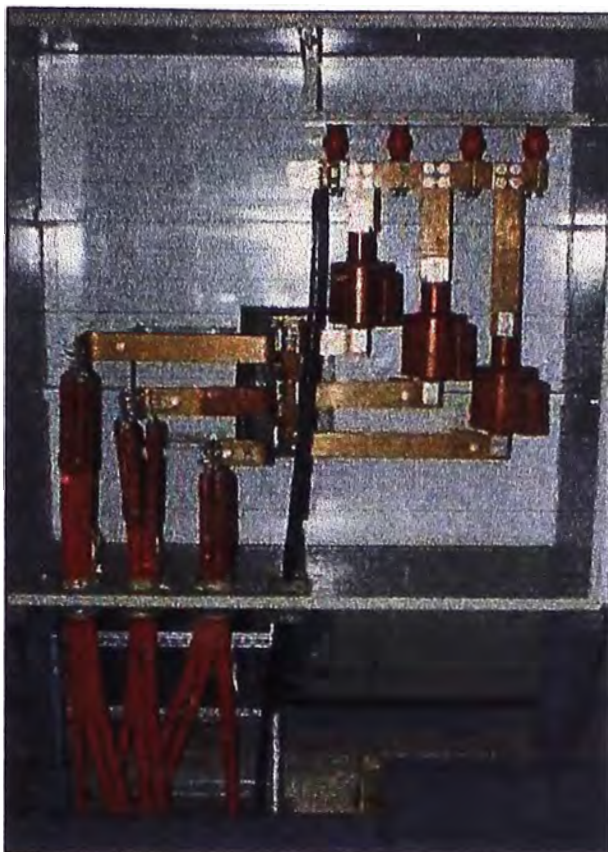


Figura N° 33
Vista de la Distribución Final de la Caja de Terminales del Generador 4



Figura N° 34
Vista Interior de una Celda de Media Tensión 8BK20 Siemens

Los grupos 1, 2 y 3 existentes solo requirieron el cambio de algunas señales de control en los paneles del generador y eliminar los controladores de factor de potencia. En los paneles del motor fue necesaria una modificación similar al de los 04 nuevos grupos.

5.4 Montaje de las Celdas de Media Tensión en 4.16 Kv. y Alta Tensión en 60 Kv.

La obra civil previa al montaje de las **celdas de media tensión**, se aseguró de preparar los agujeros para la acometida inferior de los cables. El nuevo nivel de tensión 4.16 KV., obligó a realizar una modificación en las celdas de media tensión de los generadores existentes, cuyos transformadores de tensión y corriente estaban diseñados para 6.6 KV, ya que así vinieron trabajando en la planta existente durante la primera fase.

El único cambio importante fue el de los trafos de tensión con sus respectivos devanados de protección y medida de 4.16 / 0.12 KV y de corriente de 800 / 5 Amp a 1200 / 5 Amp. El cambio no implicó mayor dificultad en el montaje puesto que se especificó las mismas dimensiones que los anteriores así como la forma constructiva.

Las celdas de media tensión de los nuevos grupos, requirieron de la verificación de sus planos, verificación de los protocolos de prueba de interruptores y relés de protección, el cableado de la interconexión, con el resto de tableros, con los transformadores de protección ubicados en el campo y/o caja de terminales y la verificación de los enclavamientos de alarma y protección de los generadores.

En la Fig. N° 34, se observa la parte interna de una de las celdas de media tensión. Aquí se muestra la llegada de los cables de media tensión las persianas de protección de las barras de contacto con los interruptores de vacío. La Fig. N° 35 presenta al interruptor extraíble, de vacío que corresponde a dicha celda.

Estas celdas de media tensión, tienen internamente todo lo necesario para la medida y protección por lo cual, luego de su ubicación en sus respectivas bases, solo se necesitó el cableado de fuerza y control. Cada celda nueva se ubicó frente a su respectivo generador.

Tanto para los grupos nuevos, como para los existentes, se hizo necesario montar totalmente las celdas Siemens de **alta tensión**, 60 KV, cuyos componentes vinieron por separado. Previa a cualquier ubicación se verificó la disposición de la obra civil, para montar dichas celdas.

Lo primero en montarse fueron las barras tubulares horizontales en el techo, que fueron dobladas en frío y cortadas en las instalaciones de la planta durante el montaje. Se dio estricto control de las distancias mínimas para este nivel de tensión (975mm) y cuidando que las cuchillas de seccionador también queden con una distancia mayor a la mínima al momento de su apertura. Para esto se tuvo que accionarlos de manera manual.

Para el caso de los soportes de los pasamuros se tuvo cuidado de dejar una separación entre sus placas metálicas, para evitar formar una espira alrededor de él, que haga las veces de un transformador de corriente.

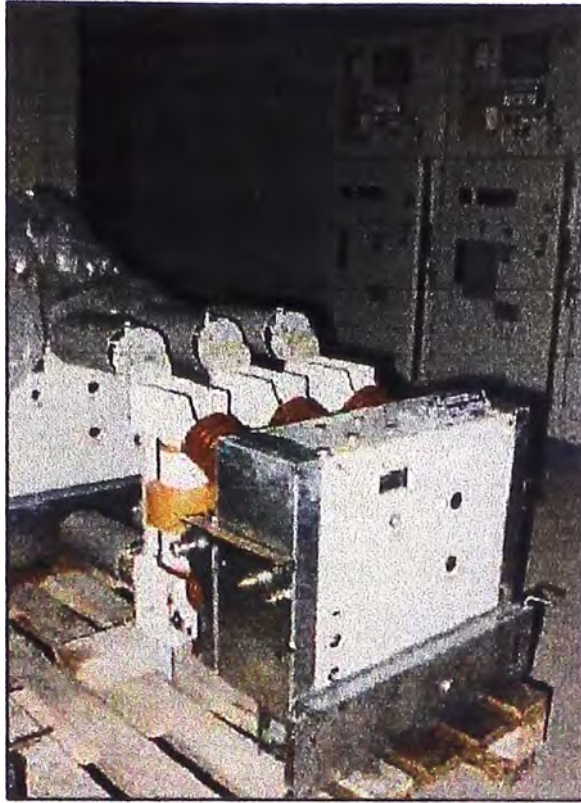


Figura N° 35
Vista del Interrupedor de Vacío 3AF - Siemens



Figura N° 36
Montaje del Seccionador de 60 kV

Después de la ubicación de las puertas principales, se montaron los seccionadores de potencia (1250 Amp, 72.5 KV) en las paredes posteriores, en forma vertical (previo montaje de sus bases), seguidamente se montaron sus accionamientos. La Fig. N° 36 nos da una idea de las maniobras y estructuras usadas durante el montaje de los seccionadores de 60 KV. Al respecto, es bueno señalar el cuidado que se debe tener al momento de la calibración de la apertura y cierre de las cuchillas de los seccionadores, puesto que un cierre demasiado brusco (descalibrado), puede ocasionar la ruptura de los aisladores que forman parte de los brazos de dichos seccionadores. Asimismo, un mal ajuste de los contactos de cierre del seccionador ocasionaría punto de recalentamiento y daños al sistema.

Luego se procedió con el montaje de los interruptores de potencia, marca ABB, en SF6, 72.5 kV, 2000 Amp, 25 kA, así como de los transformadores de tensión y corriente, con devanados de medida y protección (ver Fig. N°37). La configuración de las 03 celdas de alimentación a los transformadores es idéntica. En este punto se debe recalcar la importancia de las precauciones necesarias para el llenado del gas SF6 en los interruptores de alta tensión, puesto que este, tiene la característica de consumir todo el oxígeno que este a su alcance, pudiendo resultar fatal para el ser humano en ambientes cerrados.

. En el caso de la celda de salida total de la planta de generación, se usaron transformadores clase 0.2, para mayor precisión en la medida de la energía generada.

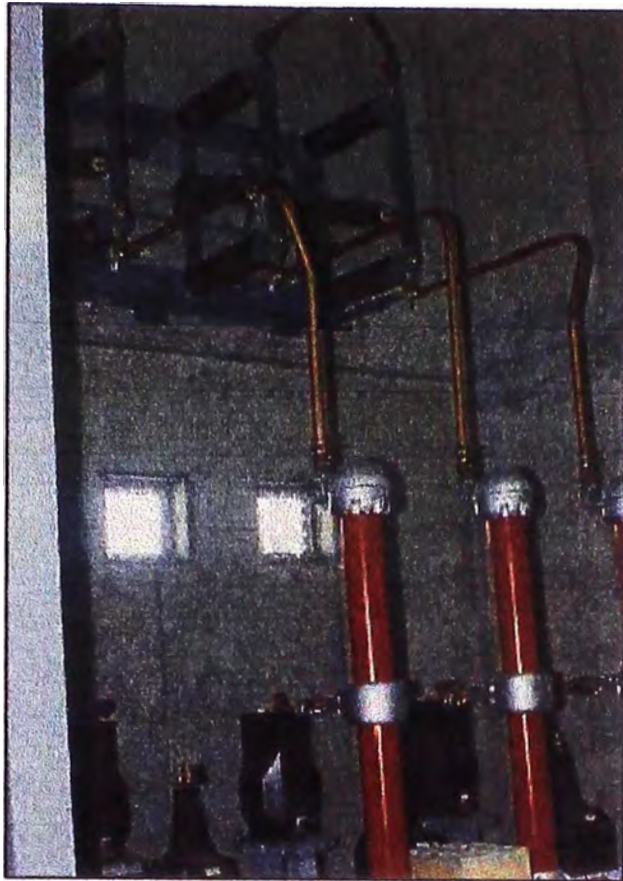


Figura N° 37

Vista de la Celda de 60 KV, mostrando el interruptor ABB en SF6



Figura N° 38

Distribución de Embarrado Tubular de 60 KV

Una vez concluida la ubicación de los componentes de potencia de la celda, se concluyó con el embarrado tubular que los unía, para lo cual se usó (al igual que en todo el embarrado) tubo de cobre de 63 mm de diámetro, el cual se cortó y dobló en frío en las instalaciones de la planta GEA. Paso seguido a la ubicación, las uniones se aseguraron con los racores de acero inoxidable, suministrados por Siemens, y que tenían las más diversas formas requeridas. Se comprobó el ajuste de pernos. Algo importante de señalar en este proceso, es la verificación de los puntos que indican la polaridad de los transformadores de corriente, para lograr una correcta indicación de los parámetros eléctricos; así como una protección confiable por parte de los relés de protección.

En la Fig. N° 38 se puede ver la configuración del embarrado de 60 kV, mostrando los aisladores del techo y los racores de sujeción de las barras. Cabe señalar que la distancia de separación entre barra calculadas para en 60 kV, para evitar el esfuerzo eléctrico, fue de 0,6 m y que la distancia que se aplicó fue 0.975 m, que coincidía con la separación entre cuchillas de los seccionadores, dándole una tolerancia mayor.

La celda de salida de la planta de fuerza, presenta un aislador pasamuro, que se montó para recibir al cable seco Voltalene - Pirelli, Cu, tipo RHV 33-66 Kv, 3x1x300-1x25 mm², de aislamiento tipo XLPE, 665A de corriente nominal, que alimentaría a Cementos Lima. La terminación utilizada en este cable, es del tipo sintético y lleva 07 campanas para trabajo al exterior.

Finalmente se procedió al cableado de la interconexión de los circuitos de mando, control y protección de las celdas de alta tensión, ubicados en las tapas de dichas celdas; a la ubicación de los relés de protección digitales, de los relés auxiliares, el cuadro de alarmas del transformador de 18 MVA, las borneras auxiliares, los multiplexores de comunicación de los relés digitales y los respectivos selectores de mando de los seccionadores e interruptores de potencia, así como sus enclavamientos. La Fig. N° 39 muestra la tapa de la celda de 60 KV, en la cual se ve el mímico respectivo, los selectores de mando, el relé de sobrecorriente 7SJ512, el cuadro de alarmas y sus lámparas de indicación. En la Fig. N° 40 se observa la parte interna de dicha celda.

5.5 Montaje de los Transformadores de Potencia.

Antes del tratamiento de aceite, que se realizó en la ubicación final de trabajo de los transformadores de potencia de 18 MVA, 60 /4.16 KV se efectuó el montaje de los mismos. Esta labor estuvo a cargo de un representante de OASA España, proveedor del transformador, con nuestra presencia.

Se ensambló las tuberías de comunicación de aceite de la cuba con el tanque de expansión y las aletas de refrigeración (ver Fig. N° 41). Se montó el relé Buchholz el sensor de nivel, el indicador de humedad y desecante, los ventiladores de las aletas de refrigeración, etc. Luego se instaló el sistema cambiador de taps o gradines, así como su caja de control y sus respectivos enclavamientos y protecciones.

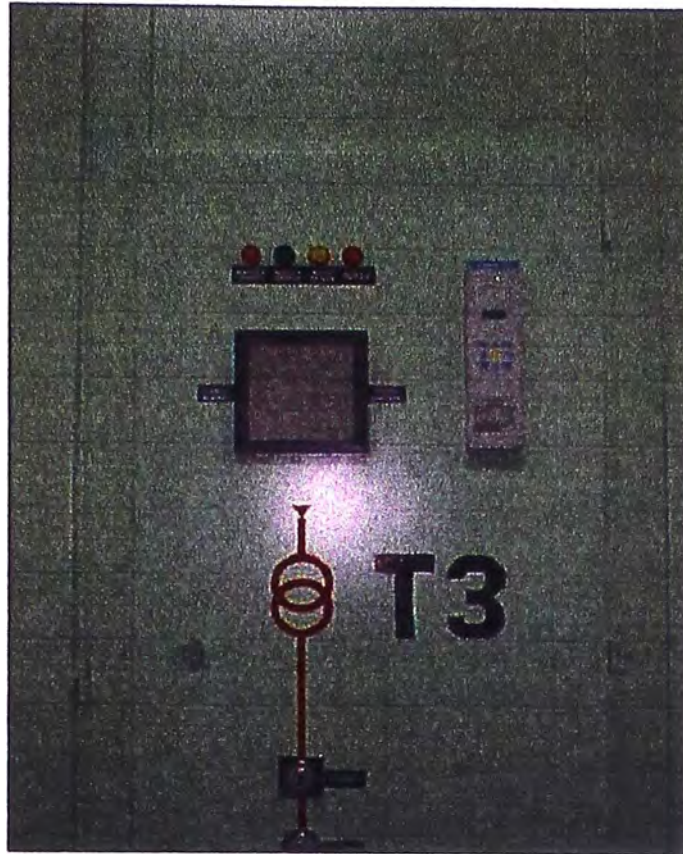


Figura N° 39
Vista de la Cara Frontal de la Celda de 60 KV



Figura N° 40
Vista del Interior del Compartimento de Control de la Celda de 60 kV

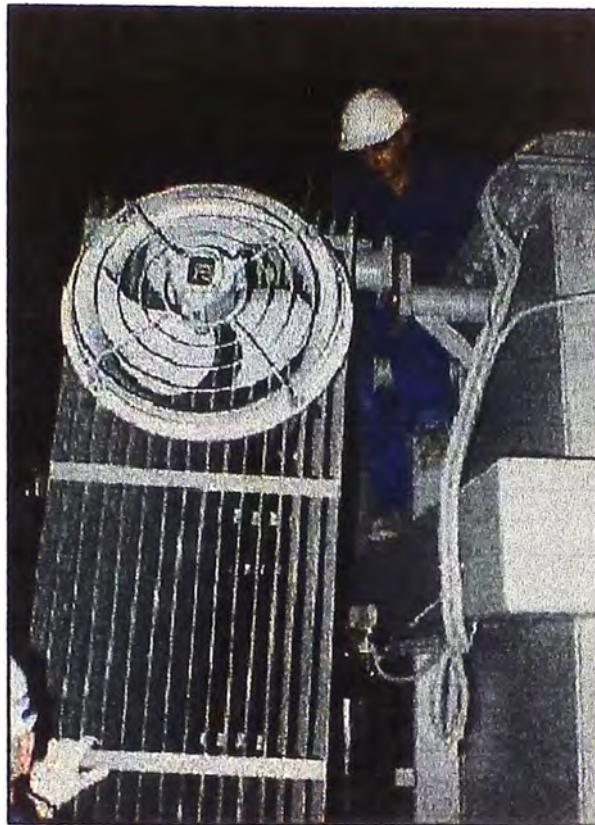


Figura N° 41
Montaje de los Radiadores del Trafo de 18 MVA



Figura N° 42
Traslado de un Transformador de 18 MVA a su Ubicación Final

Una vez concluido el armado parcial del transformador se procedió a trasladarlo a su ubicación final (ver Fig. N° 42), sin las bornas de alta tensión (para evitar que se dañen) y con las bornas de media, cubiertas con una cubierta metálica.

El proceso de instalación de las bornas de alta se muestra en la Fig. N° 43 y N° 44, consecutivamente. Aquí se puede apreciar el especial cuidado que se tiene con cada fase de alta tensión, para lo cual se sujeta el cable de salida del transformador con un cordón o alambre fino para evitar que caiga dentro del transformador y se tenga que desencubar el trafo para extraer dicho borne. Este cordel debe ser fino y resistente.

Una de las características de los trafos de 18MVA, es su doble devanado, que permiten operar en dos niveles de media tensión, 4.16 y 6.6 KV. Esta característica los hacen intercambiables con los transformadores de Cementos Lima, cuyo nivel de media tensión es 6.6 KV. La potencia nominal de los trafos es 14/18 MVA, es decir 14 MVA, con ventilación natural (ONAN) y 18 MVA con ventilación forzada (ONAF), para lo que vienen provistos con 04 ventiladores de 440 V, ¼ HP, cada uno. Estos ventiladores se montaron en las aletas de refrigeración de los trafos y arrancan controlados por termostato en modo automático.

La parte final del montaje de los trafos fue, la reubicación de sus Reguladores Automáticos de Tensión, que inicialmente se tenían que colocar en las celdas de media, pero que se determinó sería más útil tenerlos en el cuarto de control, en tableros que se diseñaron y ensamblaron en la obra.



Figura N° 43
Extracción de la Borna de Alta Tensión



Figura N° 44
Acabado de la Borna de Alta Tensión del Trafo de 18 MVA

5.6 Montaje del Equipo Auxiliar.

El primer equipo auxiliar que se requirió tener operativo, fue el sistema de iluminación de planta, formado por tableros y equipos de iluminación ubicados en la parte más alta del interior de la nave principal (reflectores, lámparas de vapor de sodio, mercurio y fluorescentes). Tanto la iluminación general como la localizada, fueron diseñadas de acuerdo a la ubicación de los equipos de la planta de fuerza (motores, tableros, etc.).

Como sucedió en el caso de diversos equipos de la ampliación, solo se montaron los tableros y equipos de iluminación adquiridos localmente, puesto que los transformadores, 440 /220 VAC, de la instalación existente, tenían suficiente capacidad. El diseño fue realizado por ARPL, con algunas sugerencias del personal de operación de planta.

Como medida de seguridad, en caso de apagones, se instaló un sistema de luces de emergencia, el cual estaba formado por aparatos de iluminación a baterías, con su cargador individual, de modo localizado, en los tableros de operación, así como en la sala de control. El principio de operación de estos equipos sería automático, en caso del corte del fluido eléctrico general.

Otro de los equipos que compartió la ampliación con la instalación existente, fue el sistema de baterías de 300 Amp/hora y sus respectivos cargadores de baterías, que trabajan en redundancia. Esto debido al poco consumo que representan los controladores electrónicos Woodward, por ser equipo electrónico de última tecnología.

Al igual que en la primera etapa, se instaló un divisor de tensión continua en base a diodos, para bajar el nivel de tensión de 148 VDC (nominal de las baterías con cargador) a 125 VDC (tensión de operación del equipo eléctrico, celdas de media tensión, paneles del generador, etc.)

Adicionalmente se instaló un cargador de baterías de 440 VAC, de menor dimensión que el principal, para cargar un sistema de baterías exclusivo para las celdas de 60 Kv., que operaban con 110 VDC, tanto en el mando, como en sus relés de protección.

Dentro del equipo auxiliar, se cuentan los CCM; motores en baja tensión (440 VAC), calentadores, ventiladores, válvulas de control; sistema de teléfonos, red de computadoras, sistema de comunicación por radio, UPS para el sostenimiento de las estaciones de operación en caso de apagón, tableros de mando en 110 VAC, tableros de mando de los puentes grúa, sistema de dosificación de producto químico del agua de los motores, sistema de tomacorrientes en 220 VAC y ralcos en 440 VAC para máquinas de soldar, sistema de bombeo de drenaje de aguas de desecho, equipos de banco para trabajos domésticos (taladro, esmeril, etc.), entre otros. Cada uno de los grupos, tiene equipos auxiliares individuales que a su vez son muy similares entre ellos, pero además también se instaló equipo común para toda la planta.

Es importante resaltar que algunos de los equipos auxiliares son considerados equipo crítico (como el UPS) y las luces de emergencia en condiciones de corte de tensión.

5.7 Montaje de los Nuevos Generadores.

Similar a lo ocurrido en la primera etapa, la maniobra de ubicación de los grupos electrógenos comenzó por el motor diesel. Debido a la dimensión de los motores 235,000 Lb (106 TM), era imposible utilizar la grúa puente interna de 42.5 TM, así que se les acercó a sus bases mediante polines y gatas "Tortugas", y se fabricó una plataforma para lograr su giro. En la Fig. N° 45 se puede observar parte de la maniobra de giro del motor dentro de la nave principal, durante el montaje.

El montaje del generador se dio inicio con la ubicación del rotor dentro del estator, protegiendo el eje con listones de madera (ver Fig. N° 46), y utilizando micas adheridas al rotor. El peso total del Generador es 66,000 Lb (30 TM), por lo cual se pudo utilizar el puente grúa. Primero, se colocó el rotor junto al estator, luego se colocó un tubo que prolongó el eje del generador a través del orificio del generador (cuyo eje fue protegido como se indicó anteriormente), luego se levantó el rotor y colocó dentro del estator (ver Fig. N° 47 y N° 48), que previamente fue cubierto con una mica aislante para evitar el roce entre los núcleos del rotor y estator. A continuación se fijó y levantó el estator y rotor juntos para colocarlos al lado del motor, en sus cimientos y bases metálicas preparadas, previamente.

Una vez que el rotor estuvo en su ubicación final, se acopló al eje del rotor al del motor diesel y se hizo el alineamiento correspondiente. Esta maniobra se debe hacer conjuntamente con la ubicación del eje del generador que descansa en su cojinete, para hacer un solo alineamiento.



Figura N° 45
Parte de la Plataforma de Giro del Motor para su Montaje



Figura N° 46
Protección del Eje del Generador para levantarlo



Figura N° 47

Maniobras de colocación del Rotor dentro del Estator del Generador



Figura N° 48

Maniobras de Alineamiento del Rotor del Generador

Las siguientes actividades que se realizaron en este aspecto fueron, el retiro de las micas de protección entre núcleos; la colocación de la caja terminal, las guardas y protecciones para los operadores, los filtros de aire de refrigeración, el montaje de los anillos del rotor, y la fijación de los transformadores y bornes de salida, en cuyo mantenimiento previo se cambio de terminales y terminaciones de media tensión.

Otros pasos posteriores fueron, el asentamiento de chumaceras del generador, el montaje de sus sensores de temperatura, vibración y nivel de aceite de dichas chumaceras o cojinetes y la conexión de su sistema de calefacción para evitar que los devanados del rotor y estator capten humedad.

5.8 Interconexión de Tableros de Baja, Media y Alta Tensión.

La interconexión de los tableros de fuerza y control de la ampliación es uno de los pasos más delicados del proceso del montaje de una central, en el cual se consideró de vital importancia dejar la suficiente reserva para los cables de control y fuerza en la ampliación.

A continuación detallaremos los aspectos más importantes que se tuvieron en cuenta en cada uno de los niveles de tensión:

El proceso de la **interconexión en baja tensión**, consideró que:

La mayoría de los tableros de mando y control utilizan baja tensión en AC y DC. (125 VAC, 230 VAC, 460 VAC, 24 VDC, 125 VDC, 110 VDC) En el caso de la tensión DC, es muy importante verificar la correcta polaridad para evitar el daño a los dispositivos que alimenta, como tarjetas electrónicas

(Woodward), relés de protección, reguladores de tensión, relés auxiliares, tarjetas de control auxiliares, módulos Linknet (Woodward), etc. También podemos encontrar la tensión de mando DC en las celdas de media tensión (125 VDC y 110 VDC) y en los tableros de control de los generadores.

El montaje se realizó respetando los valores de la capacidad de corriente de los circuitos (protegidos por termomagnéticos VDC), y rotulando e identificando con números y signos la polaridad adecuada. El cable que se usó fue GPT resistente al fuego y de alta capacidad de cortocircuito en su aislamiento.

En caso de tener circuitos de alterna, se tuvo cuidado en no mezclar diferentes niveles de tensión así como respetar la capacidad de los circuitos.

El cableado interno de los paneles se realizó con cable unifilar GPT y el de campo con cable NYY. Para las señales de los motores (alarmas, indicaciones, accionamiento, disparo) se utilizó cable apantallado flexible. En el único caso del panel motor, se usó un cable de control con una armadura especial, adicional a la pantalla, para protegerlo de esfuerzo mecánico, al que está constantemente expuesto durante el mantenimiento.

Se usó también cable coaxial BELDEN para la señal de ultrasonido del control de nivel. Este sensor usa como parámetros la velocidad del sonido y la distancia máxima del fondo de recipiente, así como la densidad del fluido a sensar, para calcular su nivel. La onda enviada por el traductor se refleja en la superficie del fluido y se vuelve a recoger. Con la velocidad de la onda, y el tiempo de recepción de la onda reflejada se calcula la distancia o nivel.

Utilizamos cable especial para termocuplas tipo J. Este tipo de cable es prácticamente una prolongación de las termocuplas, y para las uniones se utilizaron terminales especiales hechos del mismo material de los elementos de las termocuplas (Hierro - Constantán), para evitar que se forme una nueva termocupla (Hierro - Cobre o Cobre - Constantán), de diferentes características, al usar uniones de cobre. También se utilizó cable resistente a alta temperatura, con recubrimiento de fibra de vidrio, en las cercanías a los gases de escape.

El cable de red LON RS-485, Woodward fue un cable de 0.5 mm², de 1 par, apantallado, torcido y flexible marca BELDEN.

Se mantuvo de ser posible la independencia de bandejas de fuerza y de control; y su separación en ambos extremos de la bandeja en caso de usar una sola.

El proceso de la **interconexión en media tensión**, consideró que:

Para todos los circuitos de media tensión (4.16 Kv.), el cable que usamos fue el de tipo seco NKSYS, 7.2 KV, unifilar, en diámetros que variaron de 120 a 240mm². Cada uno de ellos requirió una terminación de media tensión RAYCHEM, la cual tenía su cinta semiconductor para uniformizar el campo eléctrico y evitar cizalladuras por esfuerzo eléctrico al cable; su cinta de tierra es uno de los extremos y su respectivo sello hermético contra la humedad.

Para el caso de cables de más de un hilo, se hizo la transposición para anular los campos eléctricos, de acuerdo al número de hilos de las ternas. Se

respetó la curvatura debida, en la entrada de cables a cada tablero o en una curva de bandejas para evitar esfuerzos adicionales en dichos cables.

Dentro de este punto, se puede mencionar que la polaridad de los transformadores de corriente para la protección de los transformadores de potencia, sólo es referencial, siempre que se mantenga a los puntos mirando a un mismo lado, puesto que los relés digitales actualmente permiten su cambio por software, al momento de configurar los tipos de configuración eléctrica del sistema en el Setup.

El proceso de conexionado de cables de media tensión se repitió en la salida de los generadores; la llegada a las celdas de media tensión; la salida hacia los reactores y su finalización en el primario de los transformadores de 18 MVA.

El proceso de la **interconexión en alta tensión**, consideró que:

Como se describió en un punto anterior, el sistema de alta tensión, se basó en embarrado tubular de 63 mm ϕ conectando las celdas de alta tensión.

La otra interconexión importante que supervisé, fue la del cable seco Voltalene de 72.5 KV, unifilar, de 300mm², que sirve de interconexión entre la salida de la planta de fuerza y la llegada a las barras de 60KV, en la S.E. principal de Cementos Lima. La longitud total del cable es 300m y viaja por bandejas dentro de un túnel subterráneo que une ambas plantas.

El montaje de las terminaciones de 60 Kv., fue realizado por el personal de RAYCHEM – BRASIL utilizando terminaciones de 72 Kv. El cable quedó con la malla de tierra conectada en ambos extremos. Con 07

campanas en los extremos de cada terminación, o sea, tanto en los pasamuros de GEA como en la llegada al seccionador de 1250 Amp 72.5 KV, en la S.E principal de Cementos Lima.

El proceso de la instalación de las terminaciones es similar al descrito para los de media tensión.

5.9 Modificación y Ampliación de la Grúa Punte.

En esta instalación participó de forma casi exclusiva, personal de Boart Long Year (proveedor del puente grúa) y solo nos limitamos a revisar planos y proveer de alimentación adecuada, en 440 VAC, a la caja de conexiones del nuevo sistema, que usando la misma viga – riel aumentó la capacidad del puente de 30 a 42.5 TM.

5.10 Montaje de los Nuevos Paneles de Control Woodward.

El nuevo sistema de control digital Woodward, también fue un contrato “ Llave en Mano”. El personal de su representante local, suministró los materiales y mano de obra para la interconexión con los otros tableros. En la Fig. N° 49 se muestra el panel de control local de velocidad, sincronismo y control de carga Woodward. En él se puede ver en la parte superior el control de velocidad 723DCS y en la parte inferior el control de carga DSLC.

En la Fig. N° 50 se aprecia el panel Master con sus módulos de entrada “LinkNet”. Nuestro trabajo se centró, en la entrega correcta de las señales de los tableros auxiliares y las señales de campo que requerían dichos paneles Woodward. Esto fue necesario a todo nivel: baja, media y alta tensión, donde se requirió señal para este sistema.

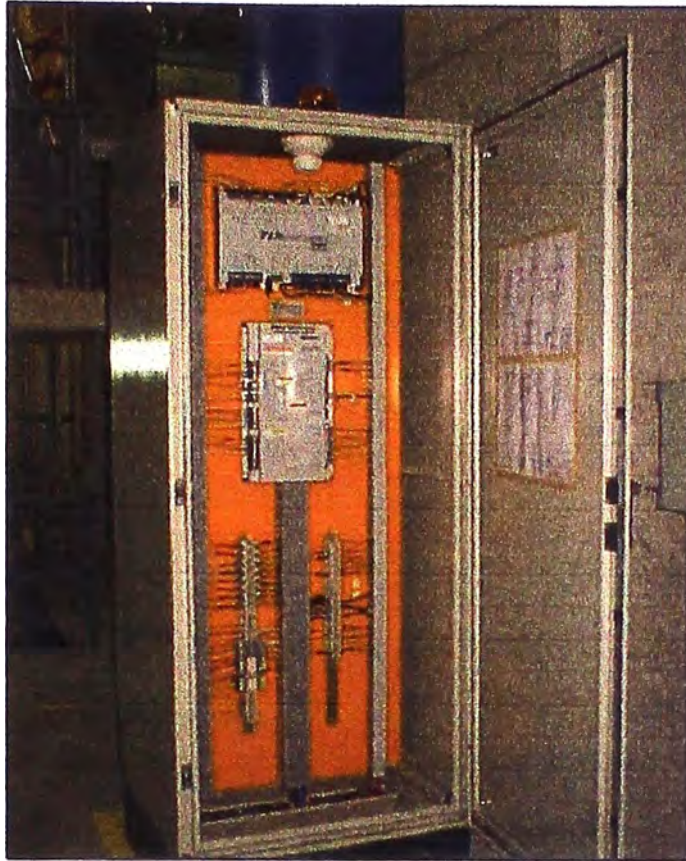


Figura N° 49
Panel de Control Local de Velocidad y Sincronismo - Woodward

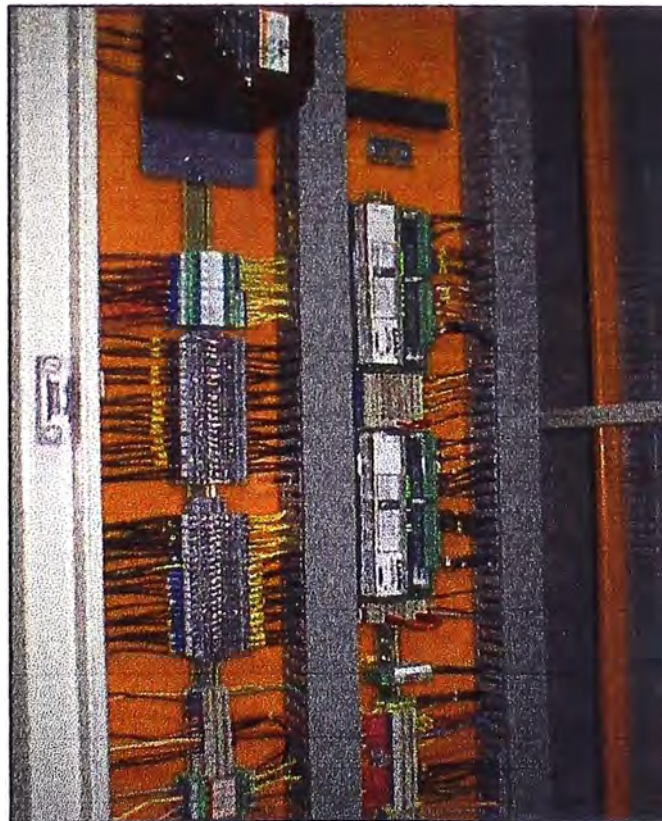


Figura N° 50
Panel Master Woodward

Por ejemplo, el sistema requiere las señales de las tres fases de corriente del generador y las tres fases de tensión (respecto a tierra), pero solo una fase de tensión de barra para el sincronismo.

5.11 Instalación de la Red de Comunicación y las Estaciones de Operación del Nuevo Sistema de Control.

Como parte del sistema de control, la Red de Comunicación también fue parte del suministro compromiso “Llave en Mano”, del proveedor Woodward.

La configuración del sistema de comunicación, para el sistema de control, se mantuvo como se especificó en la propuesta original de Woodward, que podemos observar en la Fig. 11.

En su interpretación más sencilla, la red se encarga básicamente de dos tipos de intercambio de datos, una es la recolección de cada uno de los parámetros y señales de los grupos (motores y generadores), de manera individual hacia cada uno de sus controladores localizados en los paneles de control local, para el control de su operación. El segundo tipo de intercambio de datos se da entre cada uno de los paneles de operación local, el panel Master y cada una de las estaciones de operación, para el control total de la planta.

En la Fig. N° 51, se puede ver la disposición final del cuarto de control de la planta. Al lado derecho tenemos las dos estaciones de operación en redundancia, al centro la estación de monitoreo de los relés de protección y al extremo izquierdo la estación de medición de energía.

Vale la pena hacer notar la inexistencia de perillas, selectores y/o controles manuales típicos de una central con tecnología de una generación anterior. La Fig. N° 52, muestra el diagrama de conexiones de la red de comunicación entre los controladores de carga DSLC.

El sistema tiene dos redes de comunicación: Una red LON, que fue instalada por el personal de Woodward para el sistema de control y otra red de comunicación Siemens, por fibra óptica para los relés de protección, para el sistema de potencia en media y alta tensión.

La red de comunicación del sistema de protección realiza el intercambio de datos entre cada uno de los relés de protección Siemens y la estación de monitoreo de relés (ver Fig. N° 53). El análisis y registro de fallas de los relés Siemens, se efectúa mediante el software de supervisión DIGSI, instalado en la estación de operación, exclusiva para esta tarea. Esto posibilita además la configuración de los parámetros de los relés a distancia, la realización de las rutinas de verificación del estado del relé, entre otras bondades que ofrece dicho software. Dicha estación, también se ubica en el cuarto de control de la planta de Generación.

La red de comunicación Woodward se instaló en bandejas exclusivas, evitando cercanía a cables de media o alta tensión.



Figura N° 51
Cuarto de Control de la Central

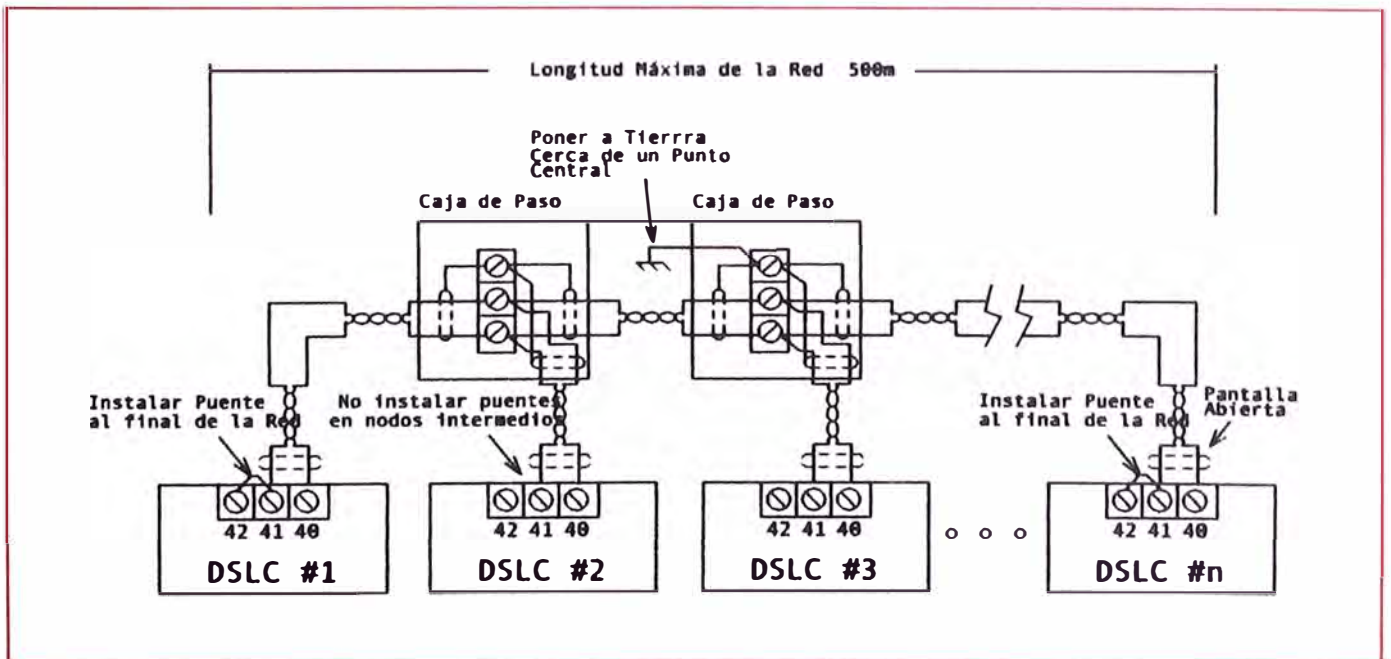


Figura N° 52
Diagrama de Conexiones de la Red LON

CAPITULO VI

PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE ELECTRICO Y DE CONTROL MODERNIZADO

6.1 Calibración de Sensores.

Una vez ubicados en su punto de monitoreo adecuado, se procedió a la calibración de los diferentes sensores de la operación del motor.

A la mayoría de los sensores de presión (aceite, agua, petróleo) se les calibró usando un banco de prueba neumático, cuyo rango varía de cero a 250 psi, el cual posee manómetros de precisión (patrones) y válvulas reguladoras de presión. El ajuste se hizo de acuerdo a los valores recomendados por el manual del fabricante (manual de instrucciones) de los grupos, el cual se suministro conjuntamente con la compra de los grupos electrógenos.

En el caso de las termocuplas, se utilizó un calibrador digital Fluke que simula y lee valores de diferentes tipos de termocuplas (J, K, etc.). El margen de error es menor a 1%. Para los sensores de nivel se utilizaron sondas de medida de precisión media, puesto que no es crítica la precisión de estos parámetros para la operación de los grupos (agua de camisas, nivel de petróleo, etc.). Para los interruptores de temperatura (termostatos) se usaran calentadores con temperatura controlada, existentes en el laboratorio de Control de Calidad. Se hace notar que el ajuste de este tipo de

instrumentación, por lo general no es de mucha precisión, por su característica de respuesta, que es lenta.

Un caso a resaltar, fue la calibración de los sensores de temperatura de los cojinetes del motor, que son dispositivos neumáticos, que usando el principio de dilatación, activan una válvula de escape, que a su vez activan un presostato, produciéndose el disparo al motor. Esto es debido a la precaución de introducir una señal eléctrica dentro del motor, rodeado de aceite de lubricación, por lo que se usa tubería de acero de ¼" con aire. El ajuste se realizó midiendo la apertura de dilatación de la válvula, que se activa a una determinada temperatura 80°C. Para el caso de las variables análogas sensadas por el sistema Woodward, y utilizadas también para alarma, indicación y disparo, se procedió al ajuste utilizando los manuales del grupo.

En el cuadro N° 11, se tiene la tabla de ajustes de los diferentes sensores de los parámetros de operación de los motores. Esta relación se remitió a Brasil, para la programación de las diferentes alarmas y paradas de los grupos en el sistema de control. Como se puede deducir, gran parte de las protecciones digitales de los motores (termostatos), pasaron a ser de respaldo, puesto que el sistema de control realiza un monitoreo a través de la lectura análoga de las termocuplas, con los cuales realiza las funciones de alarma y disparo cuando se ha alcanzado un cierto nivel.

El cuadro final de ajustes fue el siguiente:

N°	Descripción	Unidad	Alarma		Disparo
			Bajo	Alto	
1	Temperatura de culatas	° F	-	1000	
2	Aire de admisión	° F	140	170	
3	Gases de escape	° F	-	1000	
4	Temp. De aceite entrada	° F	140	175	200
5	Temp. De aceite salida	° F	140	190	200
6	Temp. De agua de camisas entrada	° F	140	160	200
7	Temp. De agua de camisas salida	° F	140	160	200
8	Velocidad del motor	RPM	-	460	495
Otros Valores					
9	MidLand	RPM	100		
10	Corte del aire de arranque Permiso de cierre del interruptor Y opción de señal para Field Flash	RPM	425		
11	Perry	RPM	200		
12	Corte del aire de arranque Permiso del interruptor y Field Flash	RPM	425		
13	San Onofre	RPM	100		
14	Corre de aire de arranque Permiso del interruptor y Field Flash	RPM	430		

Cuadro N° 11

Valores de Ajuste de Calibración de Sensores de los Grupos Diesel

El Field Flash, es un pulso de tensión continua, que se aplica al campo del generador, para forzar a que el sistema de excitación logre generar suficiente campo electromagnético remanente para autoalimentarse.

Normalmente, se aplica a generadores que estuvieron mucho tiempo fuera de servicio y cuya tensión remanente, que se logra con solo girar el rotor a su velocidad nominal, es muy pobre para autoalimentarse. También se aplica a ciertos tipos de generadores, cuya característica del núcleo del rotor, no permite la suficiente remanencia para retroalimentar a su excitatriz. Este es el caso de los generadores 4 y 5, en los cuales, se tiene que mantener, a través del sistema de control, el pulso del Field Flash, hasta que se logre aproximadamente el 50% de la tensión nominal, para poder sostener la tensión de autoalimentación de su excitatriz. Este tiempo se da a través del controlador digital 723DCS.

6.2 Verificación del Timbrado de la Interconexión entre Tableros.

Este proceso, se realizó para comprobar la continuidad de los cables, su polaridad, fallas a tierra, malas conexiones, direccionamiento y etiquetado correctos, etc.

En el caso de todos los cables en general se probó la continuidad con multímetros y usando radio transmisores. La prueba incluyó pruebas entre fases y fase a tierra.

Se probó el aislamiento del estator, usando un Megger de 5000 V, para una tensión nominal de 4160 V. Para el caso del rotor se usó 500 V. En ambos casos se uso el criterio de la norma americana IEEE N°43-1974, para

la Prueba de la Resistencia de Aislamiento en Maquinas Rotativas. Un caso especial fue la prueba del cable seco de 60 KV, que estuvo a cargo de la empresa ETECEN, que utilizó una tensión de prueba tipo impulso de 100 KV.

Luego de cada prueba, se conectaba y rotulaba el respectivo cable, de acuerdo a planos, marcando las borneras así como los hilos de las diferentes interconexiones.

6.3 Verificación de las Alarmas de Relés, Sensores y Enclavamientos.

Posteriormente a la revisión física de la correcta ubicación de los cables de interconexión (mando y fuerza), procedimos a la verificación lógica de cada uno de los contactos que se enviaban entre paneles. Esta simulación es indispensable antes de la operación definitiva de los diversos dispositivos de monitoreo protección y control.

Se simuló el disparo del interruptor por cada una de las alarmas provenientes de las celdas y paneles auxiliares. También las provenientes del sistema de control y los de los diferentes sensores (presostatos y termostatos).

Dentro de esto se incluyó la prueba del sistema de alarma y protección de los transformadores de alta tensión, del generador y equipos auxiliares. Para el caso de los generadores, esta prueba se realizó, simulando la corriente y tensión de cada unidad para sus estados de alarma y disparo, mediante una maleta de prueba de relés de protección, Omicron CMC156, de última generación. Dicho equipo de prueba usa un software Omicron para la

simulación, trazado de curvas y análisis de fallas de relés y es propiedad de Cementos Lima.

Otra aplicación de la maleta de pruebas, fue la calibración de los transductores de variables eléctricas, tanto internos al sistema Woodward, como externos (en las celdas y paneles de los grupos).

6.4 Instalación del Software del Nuevo Sistema de Control y Corrección de la Lógica de Operación.

Si bien es cierto el contrato con Woodward, incluía un compromiso de entrega en total operatividad del sistema, fue necesario, trabajar muy cercanamente con los ingenieros de Woodward – Brasil (a cargo de la puesta en marcha) para afinar la lógica de operación de los grupos. Se modificó varias funciones que no se aplicaban a nuestras instalaciones. Aunque el programa de Woodward estaba escrito en GAP (lenguaje de programación del 723DCS, cuyo ejemplo se ve en la Fig. N° 54), este fue realizado sobre la base del diagrama de bloques que confeccionamos y remitimos a Brasil meses antes del inicio del montaje. Dicho diagrama fue realizado en base al programa en Step5, existente en los grupos 1,2 y 3 que estaban operando inicialmente en GEA.

Lo mismo ocurrió con la elaboración de las pantallas de operación, las cuales fueron cambiadas para una mejor comprensión de los operadores, así como la especificación de la correcta escala de las gráficas de tendencia, que entregaba el sistema (potencia, temperaturas, tensiones, frecuencias, velocidad, etc.).

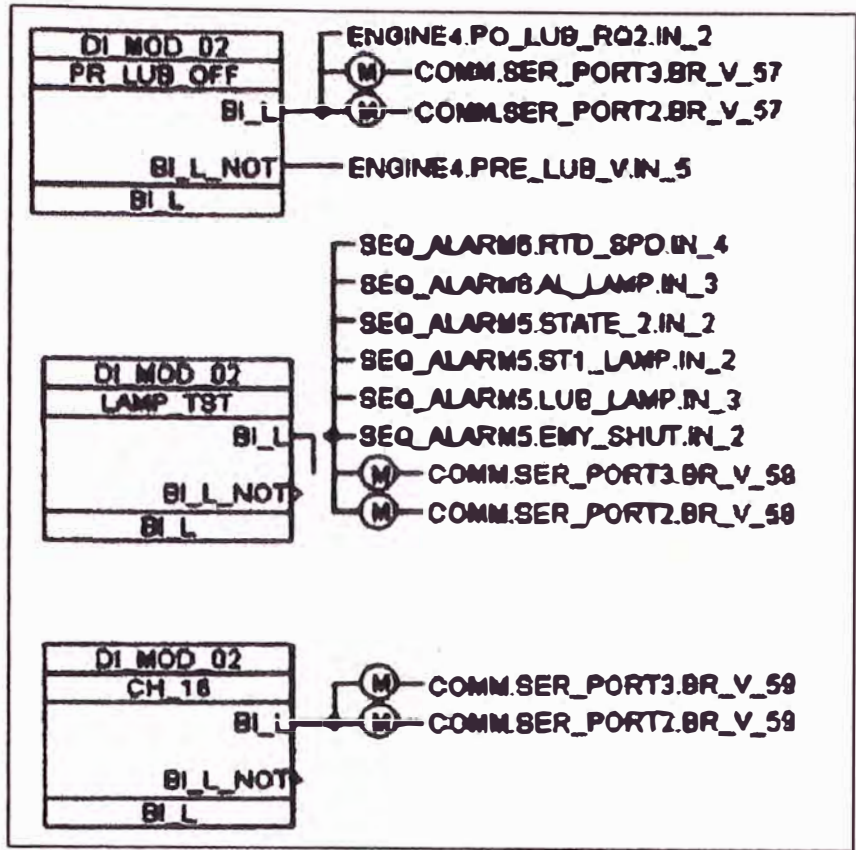


Figura N° 54

Ejemplo del Diagrama de Bloques del Programa de Control de la Central

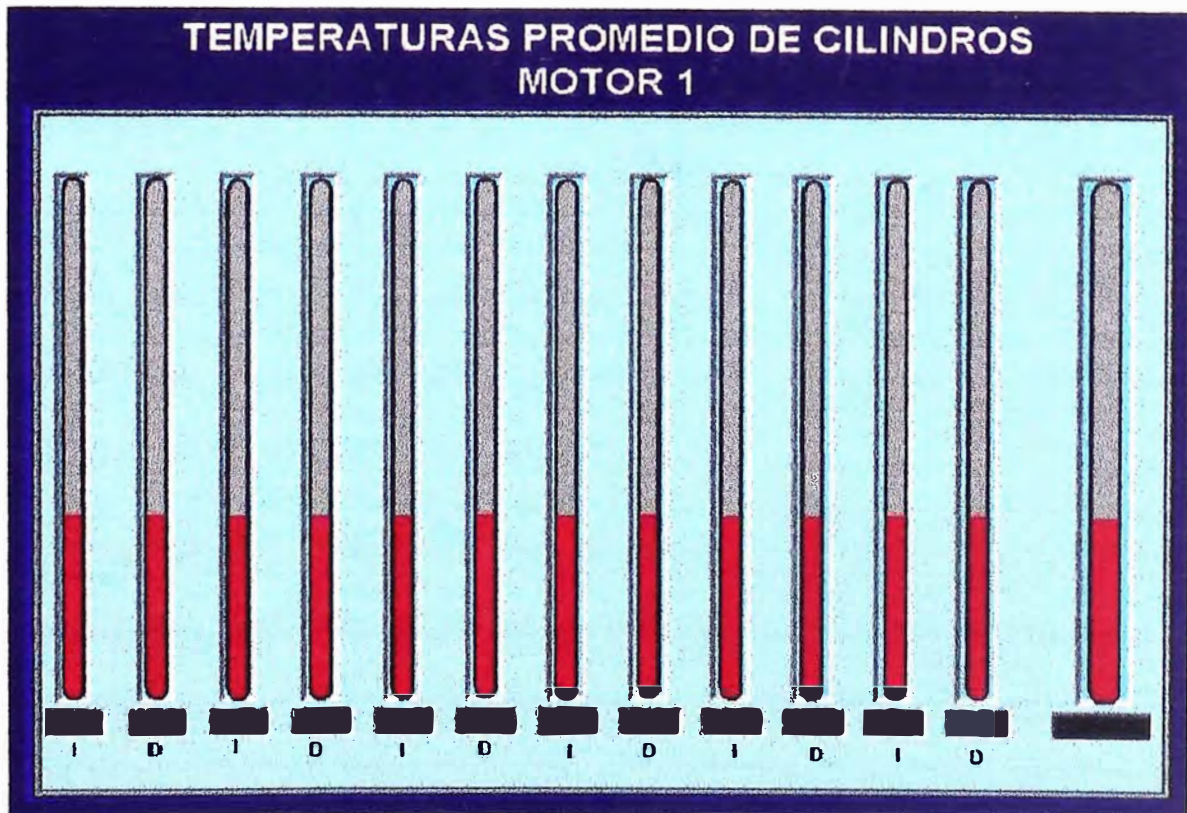


Figura N° 55

Cuadro de Indicación de Temperaturas en Tiempo Real

Por ejemplo, en el cuadro de operación que se ve en la Fig. N°55, se puede observar la variación en tiempo real de las temperaturas de los cilindros del motor, y estas a su vez se están guardando en un archivo histórico.

Una de las pantallas de operación más importantes se puede apreciar en la Fig. N° 56, puesto que reúne los parámetros principales del motor y contiene los comandos de arranque, parada, sincronización, etc., individual de cada grupo.

El único software de aplicación, que no requirió ajustes fue el de comunicación, hecho en base al software LONWORKS de Echelon que fue íntegramente realizado por personal de Woodward. Este software incluye el direccionamiento de todos los equipos de la red Woodward y su prueba de comunicación.

Cabe señalar que las estaciones de operación en redundancia, en el cuarto de control, se comunican, una estación en lenguaje binario y la otra en código ASCII, y que en caso de fallar una de ellas, la otra asume instantáneamente el control de la planta.

Por facilidad de disponibilidad de planta, se tuvo que instalar y poner en servicio el sistema de control de los 04 nuevos grupos primero y luego de su operación satisfactoria, recién se sacaron de servicio e incluyeron a los 03 grupos Midland existentes. Esto aseguró el suministro continuo de energía a Cementos Lima durante toda la ampliación de la planta de generación.

PANEL INTERACTIVO MOTOR 3

CORRIENTE FASE(A)	VOLTAJE FASE(V)
A	
B	
C	

POTENCIA (k)	
ACTIVA	
REACTIVA	
APARENTE	

FRECUENCIA (Hz)	
GENERADOR	
BUS	

TEMPERATURA DE AIRE DE ADMISION IZQUIERDO (F)

TEMP. DE GASES ESCAPE IZQUIERDO(F)

TEMPERATURA DE AIRE DE ADMISION DERECHO (F)

TEMP. DE GASES ESC. DERECHO(F)

FILTRO DE AIRE

TURBO CARGADOR

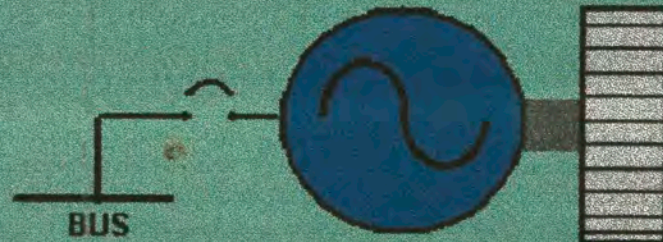
TURBO CARGADOR

DIESEL

SALIDA DE ACTUADOR

VELOCIDAD DEL MOTOR

BIAS SPD REF



COMPRESOR

AIRE DE ARRANQUE

- ARRANQUE/PARADA
- CARGA BASE DSLC
- DSLC RUN
- CARGA DSLC
- SUBIR/BAJAR CARGA

IZQ. de	6	5	4	3	2	1
DERE. de	6	5	4	3	2	1

- ALARMA
- ESTADO 1
- ESTADO 2
- PARADA DE EMERGENCIA
- PRE-LUBRICACION ON
- VELCC. NORMAL

Figura N° 56

Panel Interactivo de un Motor Diesel

6.5 Puesta en servicio de las Celdas de Media y Alta Tensión

Con la seguridad de las pruebas de aislamiento de cables y con los circuitos de protección completamente operativos, se procedió al cierre del seccionador que alimenta la planta GEA, ubicado en la SE principal de Cementos Lima, de 60 KV. Esto permitió tener 60 KV en los bornes de los aisladores pasamuro de GEA. A continuación se verificó el sentido de fases y los valores de los secundarios de los trafos de tensión (110 VAC).

Una vez más, se probó el enclavamiento del seccionador de barras de GEA, para que no permita el cierre del interruptor principal en caso de que el seccionador esté abierto, esto aseguraría la operación en vacío del seccionador.

Este mismo tipo de enclavamiento, se instaló en el otro seccionador ubicado en el extremo de la línea de transmisión de 300 m., de longitud, y que pertenece a Cementos Lima.

El siguiente paso fue la alimentación del sistema de barras generales de GEA, que alimentan el lado de 60 KV de los transformadores. Se cerró los respectivos seccionadores de alta de cada transformador, se verificó la secuencia de fases, mediciones y protección de los trafos y se procedió al cierre de los interruptores de 60 Kv, que alimentan a los 03 transformadores.

Una de las tareas más saltantes en este paso, fue la demarcación de las fases (R, S, T) en la línea de 60 KV GEA, Cementos Lima, Luz del Sur, debido a que, el suministro de la red eléctrica, la subestación principal de Cementos Lima y la de GEA, eran nuevas, y se debía respetar dicha

secuencia en toda la planta, para asegurar una correcta sincronización de los generadores. Todo lo mencionado en el párrafo anterior se hizo para cumplir con parte de las condiciones específicas de la instalación, necesarias para la puesta en paralelo, como son la igualdad del número y la rotación de fases (ver Fig. N° 57 y 58).

Luego el sistema se encarga de las condiciones dinámicas que se detallan en la Fig. N° 59.

A diferencia de las celdas de alta tensión, y por su forma constructiva (celdas metal clad), diseñadas y probadas en fábrica (las celdas de alta se ensamblaron en las instalaciones de GEA), en las celdas Siemens de media tensión (4.16KV), solo fue necesario la verificación de la correcta secuencia de fases, a la celda de llegada de los respectivos grupos de generadores. Las 03 barras principales de media tensión se dispusieron de la siguiente manera:

Una barra para los 02 grupos San Onofre de 6 MW c/u.

Una barra para los 02 grupos Perry de 7 MW c/u.

Una barra para los 03 grupos Midland de 5.25 MW c/u.

Cabe recordar que en este proceso se energizó los reactores que están en serie con los secundarios (4.16 Kv) de los 03 transformadores de 18 MVA. Aquí se probó las protecciones diferenciales y las respectivas lecturas de los valores de tensión, mediante los transformadores de medida 4.2 / 0.10 Kv.

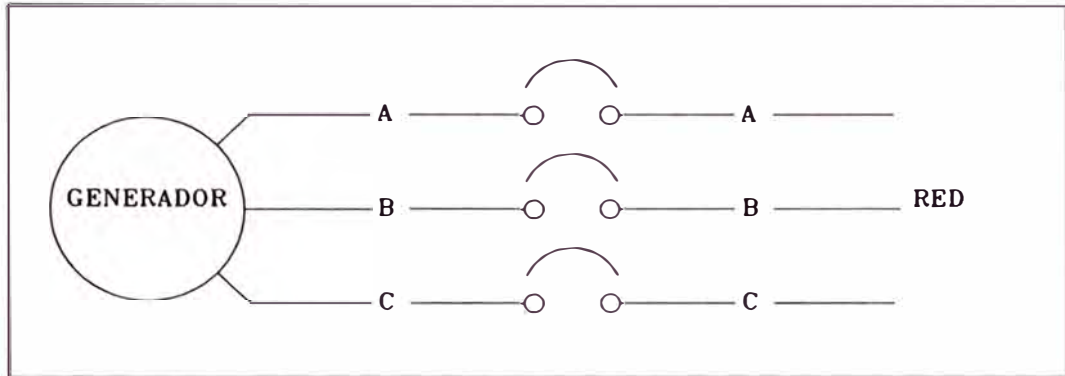


Figura N° 57
Igualación del Numero de Fases

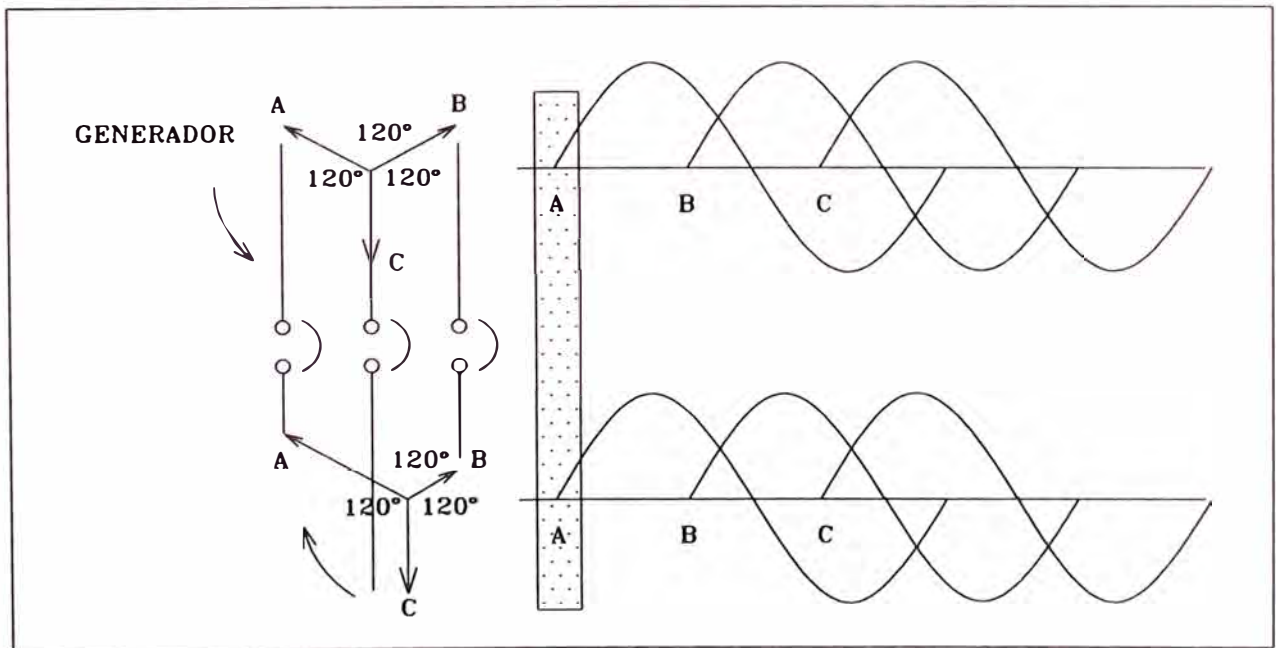


Figura N° 58
La Rotación de Fases debe ser la Misma

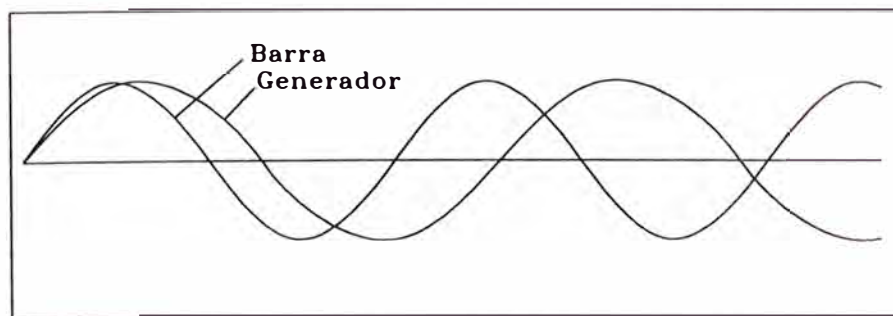
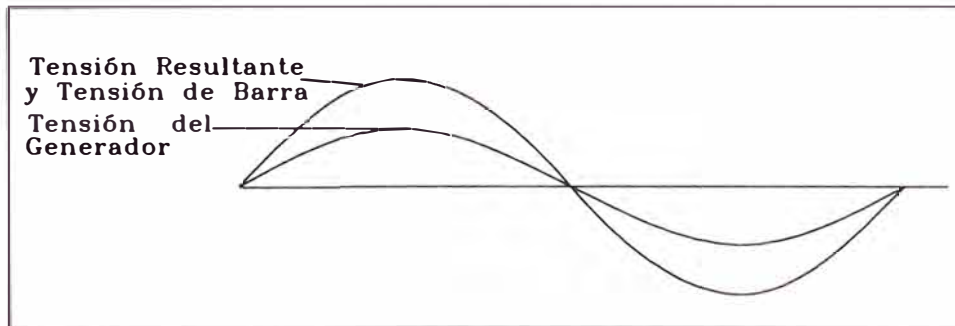
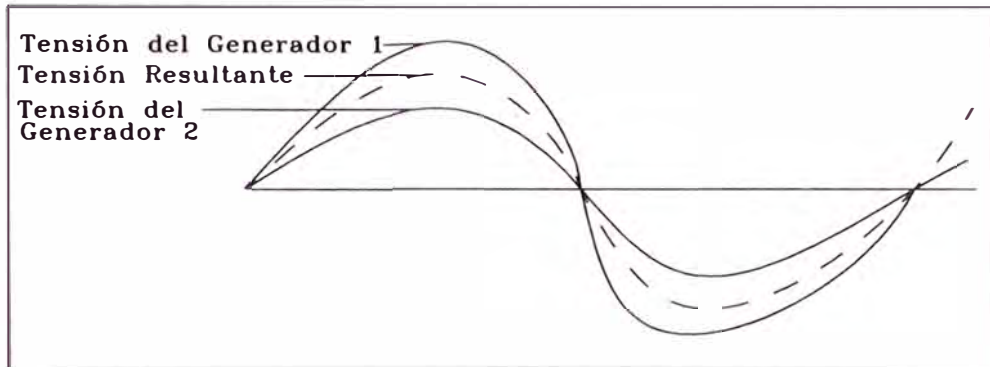
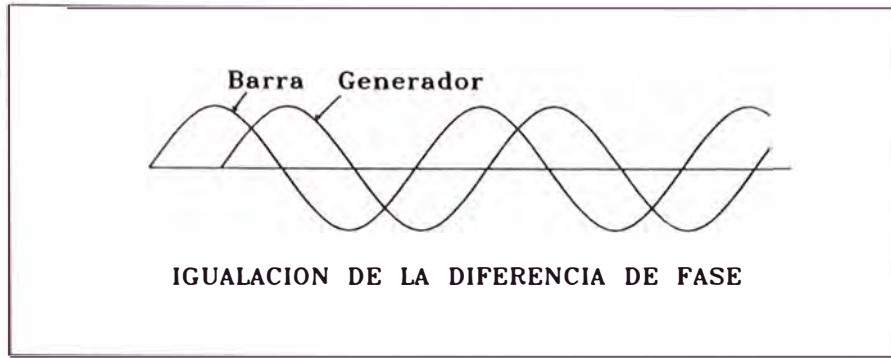


Figura N° 59
Condiciones Dinámicas de Sincronización

Durante el proceso, repetido varias veces, se ajustó los valores de la corriente de inserción de los trafos de 18 MVA y se verificó si existieron daños en el aislamiento o en las terminaciones de los cables.

6.6 Puesta en Servicio del Equipamiento Auxiliar.

Paralelo a la alimentación de las celdas de alta, energizamos los CCM (460 VAC). La tensión de alimentación provenía de una derivación del secundario de transformador de servicios auxiliares, de la planta GEA existente, de 2MVA, 6.6 /0.46 Kv. Este transformador a su vez se alimenta en 6.6 Kv de las barras de media tensión de la S.E. antigua en 6.6 KV de Cementos Lima.

La alimentación de estos nuevos CCM, nos permitió probar la rotación y corrientes de vacío de todos los motores auxiliares de los grupos nuevos así como la iluminación de la segunda parte de la nave, correspondiente a la ampliación GEA. Se probó también las tensiones de control 220, 110 VAC., de los tableros principales y auxiliares que requerían este nivel de tensión (iluminación y calefacción de tableros, sensor de nivel, multimedidores digitales de variables eléctricas ó Power Meter 4300 – Siemens, etc.)

Contrario a las celdas de media y alta tensión, la mayoría de los equipos de baja (auxiliares de los grupos), si se pudieron probar luego con carga, sin necesidad de hacer funcionar los generadores (bombas de agua, aceite, calentadores, ventiladores, compresores, radiadores, etc.). Esto permitió la prueba y el ajuste final de los relés térmicos de cada motor o

accionamiento auxiliar, en condiciones de operación muy similares a las de funcionamiento normal.

6.7 Pruebas en Local y Simulación del Mando Remoto.

La lógica prevista, de operación de la planta, permite un mando local, independiente del PLC (Woodward). Durante la prueba de los servicios auxiliares verificamos ésta lógica de operación en cada uno de ellos.

Es necesario señalar que esto verifica, básicamente, la configuración interna de los selectores locales y remotos de los equipos.

A continuación se simula los mandos de conexión y de desconexión que emite el sistema de control, desde sus mismos bornes de salida.

Finalmente se les verificó, forzando la salida lógica de los controladores en su modo de prueba.

Lo anterior se repitió para todo accionamiento comandado por el sistema de control.

6.8 Simulación de Fallas y Enclavamientos de Operación.

La simulación de fallas, que realizamos, consistió básicamente en provocar situaciones ficticias de parada de algún equipo (disparo de un relé térmico, cambio de remoto a local, etc.) para comprobar la parada del equipo dependiente del anterior, por ejemplo, para que el calentador de aceite no trabaje, sin su respectiva bomba de recirculación.

Además, la simulación de fallas, permitió verificar el registro de alarmas de averías en el sistema de control que ya estaba operando.

6.9 Arranque de los Motores Diesel y Prueba de su Sistema de Protección y Control.

Al eliminarse totalmente la posibilidad del modo manual de operación de los grupos, fue necesario construir un pequeño banco de prueba, para simular los principales comandos de los accionamientos que arrancan los motores. Este modo de arranque forzado de los motores, es necesario para asentar las escobillas y los carbones de los generadores, para regular el gobernador mecánico del motor, calibrar la cremallera de combustible, etc., previo al arranque a velocidad nominal. Esto es posible liberando el mando eléctrico del gobernador de velocidad, en cuyo caso toma el control el gobernador mecánico incorporado, con su respectiva perilla de regulación de la velocidad.

Para ejecutar este tipo de arranque se debe simular manualmente la acción del sistema de control, o sea:

- Liberar el pistón de parada.
- Activar la prelubricación del motor
- Abrir las válvulas de aire de arranque.
- Abrir las válvulas “mariposa” del aire de admisión.

Todo este proceso se realiza mediante la activación de interruptores que alimentan a solenoides de 24 VDC, los cuales controlan a los dispositivos neumáticos que ejecutan las acciones antes mencionadas.

Luego de seguir la secuencia adecuada con el limitador de combustible del motor, se llevó al grupo a su velocidad nominal 450 RPM, cuya lectura se tomó de tacómetros digitales, uno de ellos instalado provisionalmente en el eje del rotor del generador y otro en el panel de control de dicho motor, que recibe la señal de un tacómetro instalado en el tren de engranajes del motor.

Para todo esto se cortocircuitó los bornes de salida del generador y se retiró las escobillas del rotor para evitar toda tensión remanente.

Durante la marcha en vacío del motor (sin generar) se ajustó todas las protecciones propias del motor, como son: sobrevelocidad, parada por vibración, presión máxima y mínima de petróleo, etc. o sea todas las variables que necesita la unidad de funcionamiento para su ajuste final, puesto que parámetros, como la vibración del motor (por ejemplo) son propios de los motores de 16 y 20 cilindros y característicos de esta dimensión de potencia del generador.

El proceso de la referencia anterior, no fue necesario para los grupos existentes, puesto que estaban operando en el momento del cambio al nuevo sistema.

Al terminar el asentamiento de anillos y escobillas, se procedió a parar los grupos, quedando listos para su arranque en modo automático. El paso anterior nos sirvió para verificar todo tipo de lecturas (análogas y digitales) que recibía el sistema y depurar algunas fallas.

Como en la prueba anterior, el arranque con el sistema de control digital Woodward, fue sin generar, con la salida del generador en

cortocircuito. En este punto es necesario señalar que por el principio de operación de la excitatriz, y de modo similar a los 03 grupos Midland existentes (que tienen excitatrices muy parecidas), el corte de la excitatriz en el tablero rectificador del grupo 6 y 7 se hace cortocircuitando la alimentación a los tiristores (desviándolo hacia sus reactores) por medio de un contactor de potencia con mando en 125 VDC y capacidad de corriente superior a los 250 Amp.

En contraste en las excitatrices de los grupos 4 y 5 (Perry), para evitar la retroalimentación, se mantienen abiertos los contactos de un contactor similar, al descrito anteriormente, para evitar el paso de la tensión al sistema rectificador y evitar que se retroalimente la tensión de campo del generador.

6.10 Habilitación de los Generadores en Local y Prueba del Sistema de Protección y Medición.

En resumen, el principio de operación del sistema de rectificación estático de los grupos de la central, se basa en aprovechar la tensión remanente de los generadores (aprox. 200 VAC), transformarla (reducirla) rectificarla y alimentar el campo del generador, con este diferencial de campo se tiene una nueva tensión inducida mayor a la remanente, que a su vez incrementa la tensión que se rectifica (en el banco de tiristores) y se inyecta nuevamente al campo del generador, así sucesivamente hasta que el regulador de tensión deje pasar la corriente suficiente al banco de rectificación, para obtener una corriente de campo necesaria, que mantenga la salida del generador en su tensión nominal, 4160 VAC.

Existe una diferencia muy saltante en las características electromagnéticas de los núcleos de los estatores y rotores en los grupos nuevos. Tanto en los grupos 6 y 7 como los existentes (1, 2 y 3), la tensión remanente que el núcleo del rotor induce en el estator, al girar, es suficiente para auto excitar al generador. En el caso de los grupos 4 y 5 (Perry), es necesario inyectar tensión continua, de las baterías (125 VDC), hasta que llegue a la mitad de la tensión nominal (aprox) para que se logre la autoexcitación. Esto hace necesario, tener siempre disponible el sistema de baterías y el contactor de excitación, conocido como "Field Flash" para dichos grupos.

Al término del paso anterior, se procedió al arranque en automático del motor. Las excitatrices de los generadores estaban completamente habilitadas, en cada uno de los grupos así como cada uno de los puntos de control y protección de los mismos. Después de varios ajustes a los tiempos de Field Flash, algunas alarmas y disparos en los tableros del generador, se dejó a los grupos, generando en vacío, para registrar las características de regulación, verificar las bondades de registro y tendencias del nuevo sistema eléctrico de protección y medida de los grupos, quedando listo para la toma de carga.

6.11 Monitoreo de los Parámetros de Operación de los Motores y Generadores.

El monitoreo de parámetros es una parte vital de la puesta en marcha, aquí se registró y evaluó la estabilidad de la operación del motor, en cuanto a su velocidad , nivel de tensión, temperaturas, presiones, etc. Se hicieron

algunos ajustes en la dinámica final de cada grupo, teniendo en cuenta que varían por sus dimensiones (tamaño del eje cigüeñal, nivel de potencia, inercia de la volante, etc.) Otro parámetro a regularse es la rampa de velocidad, para evitar cruces lentos por la velocidad, crítica.

Luego de la comparación con los registros de los grupos existentes, protocolos de prueba en la fábrica y manuales de operación de los nuevos grupos (los cuales originalmente nunca llegaron a operar, solo se probaron), se procedió a la calibración de las salidas de control del sistema sobre los paneles del generador.

El primer control que se evaluó y calibró, fue el comando de subir y bajar tensión, propio del sistema Woodward, sobre el regulador de tensión del generador. Esta característica, de última generación hacía posible la eliminación del accionamiento del regulador de tensión a través de contactores eléctricos, para subir y bajar (como el antiguo sistema), reemplazándolo por una salida análoga de tensión controlada DC de ± 9 Volt, que entraba en serie con la referencia de tensión del regulador, conocida como "Bias". Este tipo de control permite una regulación más fina y estable de la tensión. La posibilidad de una corrección instantánea de dicho valor y en paralelo con la red eléctrica, hace posible el control del factor de potencia y el nivel de reactivos del grupo. La adaptación y corrección de los planos, la hicimos en base a la experiencia con el controlador de factor de potencia externo que operaba con los grupos existentes. Elaboramos todos los planos necesarios para su adaptación en los circuitos de regulación de tensión del generador.

6.12 Calibración de los Dispositivos de Sincronización y Puesta en Paralelo.

Otra delicada tarea en la puesta en marcha de una central generadora es la puesta en paralelo, por el riesgo que implica la posibilidad de un falso paralelo, que podría dañar al generador o al cigüeñal del motor.

La verificación previa la realizamos con un sincronoscopio patrón análogo, probado en los grupos existentes. Con la barra del generador alimentado por la tensión de la red eléctrica (Luz del Sur) y la barra del generador alimentada por su propia tensión, se procedió a verificar la secuencia de fases (fasímetro), la frecuencia (medidor digital), el nivel de tensión (voltímetros de prueba), ángulos de fases (sincronoscopio).

El sistema tiene un modo de prueba "CHECK" que hace la rutina de sincronización, pero sin enviar el comando de cierre del interruptor, el cual utilizamos en cada generador. Luego se hizo la prueba de sincronización con el comando (RUN) pero con el interruptor en posición de prueba, para comprobar la acción de igualación de frecuencia, tensión y ángulo de fase antes del paralelo, calibrar la ventana de sincronización, que solo emite el comando de cierre del interruptor, si el generador está en condición de sincronismo (ángulo $< 2^\circ$ entre las tensiones), que dure por los menos 2 segundos y que tenga una diferencia de tensión menor de 1%.

El siguiente paso es el ajuste de la dinámica de sincronización para un cierre del interruptor en las mejores condiciones posibles (frecuencia, tensión) para evitar la menor potencia inversa posible (<50KW)

En el caso de los grupos existentes se siguió el mismo procedimiento anterior, aunque en este caso ya se tenía la seguridad de que las condiciones estáticas (como la rotación de fases y la secuencia) estaban correctas, pues el sistema que venía trabajando requería también de ellas.

6.13 Puesta en Paralelo y Pruebas con Carga al Nivel de Media Tensión 4.16 Kv.

Paso seguido a los ajustes de sincronización (según las condiciones de la Fig. N° 59), continuaron los ajustes de la dinámica de toma de carga, que posibilita la toma suave de potencia (1MW inicial), lo mantiene en ese valor hasta que alcance sus parámetros de presión y temperatura adecuados para una óptima operación, del motor.

Aquí se calibraron los niveles máximos de carga que permite el sistema, en caso de sobrecarga (20% por encima de la potencia nominal durante 2 horas, como máximo).

El ajuste de la dinámica permitió una regulación suave de la corrección de la potencia. Se verificó la característica de invulnerabilidad del sistema, para la regulación de la potencia ante variaciones de la frecuencia de la red. También se verificó el control de factor de potencia (0.9) y su estabilidad ante cambios bruscos en la tensión de la red eléctrica, de Luz del Sur.

Esta prueba de carga y sincronización en 4.16 KV, permitió la prueba del sistema individual de cada grupo, y la operatividad del sistema en cuanto a registro, monitoreo y control, faltando la prueba de toda la planta, al nivel de 60 Kv.

6.14 Prueba de la Sincronización y Control de Carga en 60 Kv.

Esta fue una de las pruebas que presentó mayor dificultad en su realización, pues implicaba tomar toda la carga de Cementos Lima (con su línea de producción operando), separarnos de la red eléctrica para luego sincronizar, poner en paralelo y devolver la carga de la planta de Cementos a Luz del Sur. La coordinación implicaba a GEA, Cementos Lima y Luz del Sur.

En cuanto a la verificación de la correcta sincronización, en 60 Kv, esto se simplificó luego del sincronismo en 4.16Kv, puesto que en este estado, se hizo una revisión de las condiciones que el sistema veía para el sincronismo y que como el interruptor 60Kv estaba cerrado, deberían ser perfectos, como sucedió.

Tras varios ajustes en la dinámica de operación de toda la planta (07 grupos en paralelo), se aperturó el interruptor principal de 60K que unía a Cementos Lima GEA con Luz del Sur, y a su vez se verificó el cambio del modo de operación del sistema de "paralelo" a "barra aislada".

Esta vez los ajustes de sincronización y puesta en paralelo se llevaron a cabo en el Master DSLC, que gobierna la carga total de la planta de fuerza, el cual se controla a través del unifilar interactivo de control de toda la planta, que se muestra en la Fig. N° 60. Luego, se continuó operando para verificar los registros y tendencias de la regulación de la frecuencia y carga de los grupos, así como la comunicación del sistema con cada unidad de control individual de cada grupo. Este proceso se llevó a cabo en varias oportunidades, sin problemas.

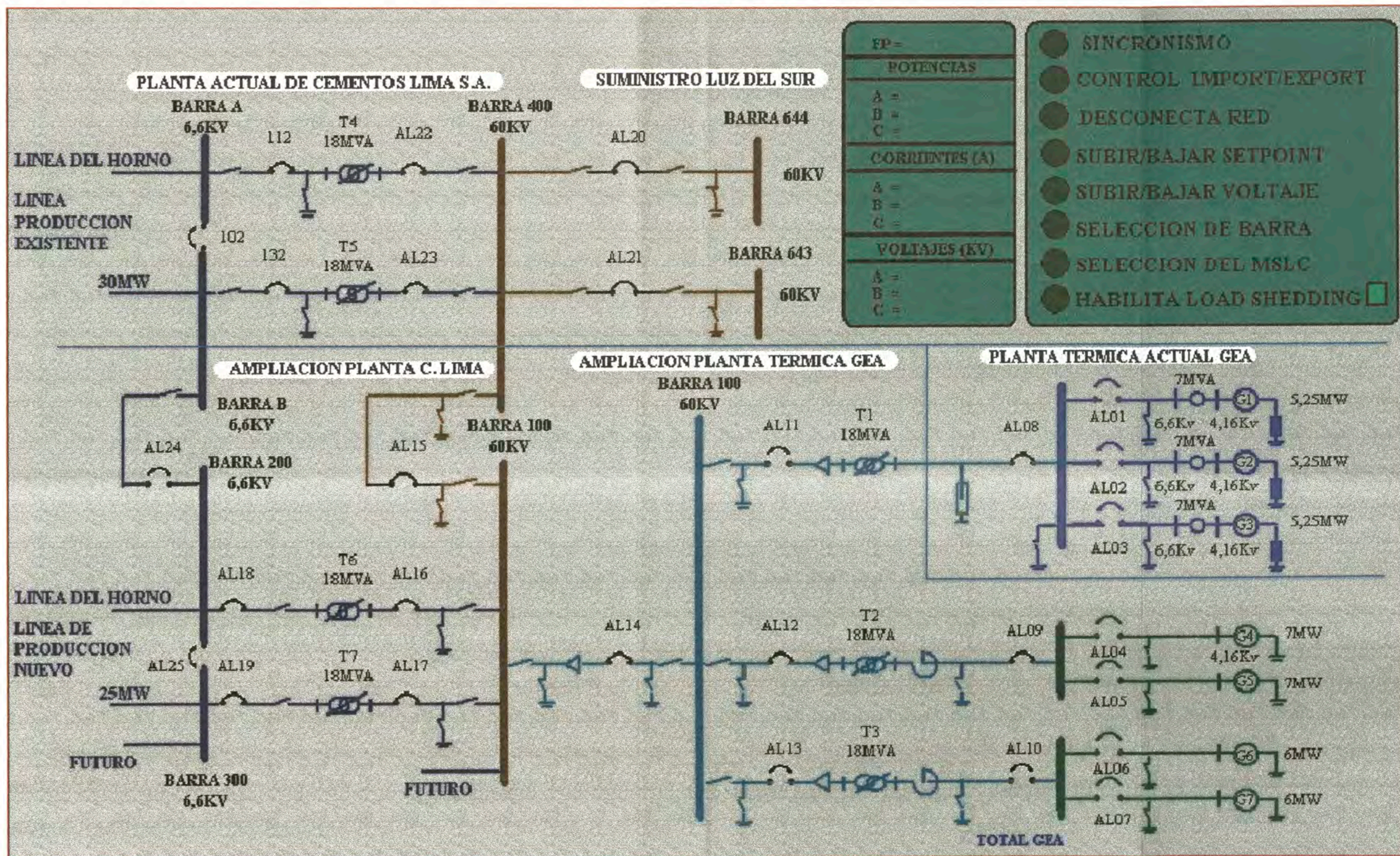


Figura N° 60

Unifilar Interactivo del Sistema de Puesta en Paralelo de la Central

6.15 Prueba de los Distintos Modos de Operación.

Terminada la prueba individual de todos los grupos, se procedió a la prueba de los diferentes modos de operación de la central (ver fundamento teórico en anexos), entre los más importantes tenemos:

- Probamos el modo BASE LOAD, que mantiene la carga de cada grupo en un nivel fijado por el operador, en paralelo con la red, sin importar cambios de carga en la red o la carga de la planta de cementos.
- Probamos el modo LOAD SHARING, que fija a la carga en un nivel prefijado (Cementos Lima) y hace variar la carga de total de los grupos para mantener ese valor en la planta de cementos, en paralelo con la red.
- Operación en Barra Aislado, sin la red eléctrica, como en un corte del fluido eléctrico, en el cual se preocupa por mantener la frecuencia del sistema.

6.16 Operación en Período de Prueba.

Como una manera de probar el sistema en un largo periodo, se procedió a ejecutar la rutina del asentamiento de anillos, que es una rutina de la puesta en marcha de motores diesel, para asentar los anillos de sus pistones. Este proceso requiere mantener el grupo a diferentes niveles de carga con un tiempo de duración diferentes. Todo el proceso dura 02 días, por grupo.

Este paso permite a su vez probar el registro de los parámetros de operación continua de los grupos, a través del nuevo sistema de Control Digital Quadralink. También se verificó la estabilidad y calidad de regulación de las variables eléctricas de los grupos electrógenos, por parte del sistema Woodward.

6.17 Operación de la Central.

Terminado el periodo de prueba de todos los grupos, siguió un breve proceso de entrenamiento de la operación del sistema (de una semana) por parte de los ingenieros de Woodward – Brasil.

Finalmente, GEA entró en una etapa de operación normal, con una capacidad de 41.75 MW. Como en el caso de la primera etapa, GEA opera en horas punta, en condiciones de emergencia y a requerimientos de su único cliente exclusivo, Cementos Lima S.A.

CONCLUSIONES

- La implementación de una central eléctrica por parte de una empresa privada, principalmente responde a la necesidad de la energía faltante por parte de la empresa eléctrica de servicios, ya sea por falta de capacidad o por fenómenos ajenos a ella (desastres naturales, terrorismo, etc.).

Una manera alternativa de evaluación económica del proyecto de construcción y/o ampliación de una central térmica, puede realizarse tomando en cuenta el ahorro que produciría la central al suministrar energía a la planta matriz (en este caso la fabrica de Cementos Lima S.A.) al permitirle producir a su capacidad nominal. Se puede considerar el costo de producción que se perdería como un ingreso del proyecto.

- Cuando existe la suficiente capacidad de recursos económicos y/o el presupuesto del sistema de control de la ampliación de una central eléctrica representa un pequeño porcentaje del presupuesto global de dicha central, la selección de dicho sistema de control se basa principalmente en criterios técnicos.
- El involucrar al personal de operación de la central, en el proyecto de ampliación de capacidad de la planta, ofrece ventajas considerables,

tales como, el conocimiento del sistema anterior, con sus bondades, carencias, fortalezas y debilidades, así como la proyección que ellos tienen de la solución de sus necesidades de operación. Además que al volver a la operación el entrenamiento requerido para la operación del nuevo sistema es mínimo.

- Los sistemas de control necesarios pre-diseñados para una planta de generación, tienen que adaptarse (o ser modificados para ello), a las necesidades propias de la planta, esto significa el crear nuevas funciones o eliminar aquellas que son parte del mismo, pero que no son útiles para la central a instalarse.
- Durante el montaje, es muy importante el registrar y archivar los protocolos de prueba y los procedimientos de instalación, los cuales pasan a ser parte del historial de los equipos de la central.
- El uso de la tecnología digital en un sistema de control, permite una operación óptima y confiable, registro y análisis de condiciones anormales antes que sea necesario un mantenimiento correctivo y reduce la necesidad de recursos humanos. Pero a su vez requiere de personal calificado y entrenamiento inicial considerable.
- Para la selección óptima de un sistema de control integral de una central térmica, es muy útil el conocimiento global de los fenómenos electro-mecánicos que interactúan en los equipos, sobre los cuales va a actuar el sistema, tanto para su calibración, operación, protección y ampliación futura.

RECOMENDACIONES

En la Evaluación de Proyectos de ampliación o modernización de una planta de generación de energía, es importante considerar, como uno de los principales elementos de decisión de llevar a cabo o no el proyecto, el costo de oportunidad derivado de la cuantificación de la pérdida de producción, que se originaría en la empresa matriz, en caso de no contar con la energía que suministraría dicha central.

Es necesario mantener constantemente capacitado al personal de operación de la planta, para que luego pueda involucrarse exitosamente en un proyecto de mejora o ampliación. El aporte de la experiencia de operación y la visión técnica actualizada, optimizan la futura operación de la central.

Es importante la adquisición de equipos necesarios para una ampliación y/o modernización, con un porcentaje de reserva (sugerido un 20%), para asegurar la operación futura. Un equipo fallado o dañado durante su instalación puede retrasar considerablemente el proyecto.

Se debe asegurar que todos los manuales, planos, catálogos y toda información técnica relevante de los equipos a instalarse, se recolecten y archiven como parte del historial de la planta. Adicionalmente se debería confeccionar una Base de Datos con los datos de placa de los equipos que se instalan, para evitar su deterioro con el paso del tiempo.

En el diagrama funcional de bloques del sincronizador se pueden referenciar las siguientes descripciones.

La operación del sincronizador se determina por el switch de modo (botón lógico en la pantalla de operación). Los cuatro modos son OFF, RUN, CHECK y PERMISSIVE. Cuando el switch está en OFF, el sincronizador está fuera de operación.

El modo RUN habilita la operación normal del sincronizador y las señales de cierre del interruptor. La señal BIAS de la velocidad se mantiene durante el comando de cierre del interruptor. Cuando el tiempo de la señal de cierre del interruptor especificada, termina, o se recibe la señal de retroaviso de cierre del interruptor el sincronizador se deshabilita. El sincronizador, opcionalmente, se puede reinicializar automáticamente cuando se desconecta al generador de la barra.

El modo CHECK permite la sincronización normal y la igualación de tensión, pero no emite el comando de cierre del interruptor.

El modo PERMISSIVE habilita la función SYNCH – CHECK para una adecuada sincronización, pero la operación del sincronizador no afecta la velocidad del motor o la tensión del generador. Si la fase, frecuencia y tensión están dentro de los límites adecuados, el sincronizador emite el comando de cierre del interruptor.

A.2 Descripción del Modo de Operación del Control de Carga Total de Planta MSLC (Master Synchronizer and Load Control).

A.2.1 Teoría de Operación.

El MSLC posibilita varios modos de operación del sistema de control de carga. Estos son:

- Carga Base
- Control del nivel de importación / exportación.
- Carga controlada del sistema.

Las funciones de rampa automática hacen posible una transferencia suave de carga, cuando se adiciona o retira un generador (s) de la planta local y cuando se descarga a la red o los generadores locales.

La técnica de medición de la potencia (DSP) con el procesamiento digital de señales que utiliza el MSLC involucra un muestreo periódico de la tensión y corriente sobre un número integral de formas de onda. El microprocesador calcula el producto de las muestras de la tensión y corriente, luego suma y promedia los productos para dar el cálculo de la potencia.

La potencia promedio media sobre un intervalo de n muestras se da por:

$$P = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i I_i$$

donde V_i e I_i son las muestras simultáneas de la tensión y corriente espaciadas equitativamente en el tiempo. La potencia promedio en el sistema trifásico es la suma de las potencias de cada fase.

Mientras que la medición de potencia es de gran interés, se pueden derivar otras funciones, no menos importantes, de los datos muestreados:

Tensión rms	$\bar{v} = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^2 \right]^{1/2}$
Amperios rms	$\bar{I} = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2 \right]^{1/2}$
Vol. Amperes	$S = \bar{v} \bar{I}$
Potencia Reactiva	$Q = (s^2 - p^2)^{1/2}$
Factor de Potencia	$pf = \frac{P}{S}$
Angulo de Fase	$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right)$
Frecuencia	$f = \frac{1}{T}$

Donde T es el periodo de muestreo. El periodo de muestreo se deriva del punto de cruce por cero de la señal de tensión de la fase R.

A.2.2 Modo Carga Base (BASE LOAD)

En este modo, el MSLC toma el porcentaje de carga previo a la puesta en paralelo con la red o la del momento de ingreso del modo carga base desde otro modo, como lo ven los DSLC individuales en el sistema y utiliza este valor como su referencia inicial. El cambio de los set points de subir y bajar incrementa o disminuye el porcentaje de la carga del sistema en operación. Todos los grupos mantendrán un nivel proporcional a su porcentaje de carga y la red asumirá los picos o variaciones de la carga.

A.2.3 Modo Importación / Exportación

En este modo del control de la carga del sistema, el MSLC mide el flujo de potencia real de o hacia la red. Este, luego, controla a los DSLC

individuales los cuales están en el modo de reparto de carga isocrona, fijando así la carga del sistema. Los DSLC individuales controlarán a este porcentaje de sus cargas nominales y el Master MSLC fijará que la carga del sistema suba o baje para alcanzar el nivel de importación o exportación solicitado. Por seguridad los generadores tienen fijado como máximo su carga nominal.

A.2.4 Descarga de la Red (Utility Unload)

Cuando se activa en la pantalla el comando "Utility Unload", el MSLC ajustará el nivel de importación / exportación a un nivel especificado cercano o al punto cero de transferencia de potencia. Luego emitirá el comando de apertura del interruptor. Esto se ejecuta en ambos casos (importación / exportación), subiendo o bajando la potencia para alcanzar el punto cero.

A.2.5 Descarga Local (Local Unload)

Cuando una planta local se pone en paralelo con la red, la función de igualación del sincronizador ajustará las tensiones individuales de cada generador para igualar la barra local a la de la red. Es posible que ocurran fluctuaciones en la red después de la puesta en paralelo. El MSLC tiene tres modos de controlar la potencia reactiva:

- **Factor de Potencia Constante.** El MSLC fija la referencia del factor de potencia de los generadores de acuerdo al valor elegido por el programador Hand Held. Esta referencia permanece constante, y no cambiará con los cambios de la potencia reactiva de la red.
- **Control de Factor de Potencia.** El MSLC ajusta la referencia del factor de potencia de los generadores para mantener un factor de potencia elegido para operar en paralelo con la red.

- **Control de VAR.** El MSLC ajusta la referencia del factor de potencia de los generadores para mantener un nivel de reactivos predefinidos para operar en paralelo con la red eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

IEEE Standars Collection, Electric Machinery, IEEE 1995

Power Management , William and Keneth W. Ramsay, Woodward,
1991

Simatic S5-100U Programmable Controller, Siemens EWA 4NEB 812
6058-02b, 1988

Notas, Protocolos de Prueba y Apuntes Personales de Montaje, Juan
Valero, 1997 (Material Expuesto en el Presente Informe de Ingeniería).