

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**"IMPLEMENTACION DE UN CENTRO DE CONTROL,
FUNCIONES Y ESTRATEGIAS EN LA OPERACION,
SEGURIDAD Y OPTIMIZACION DEL SISTEMA
ELECTRICO DE LIMA - NORTE"**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

FREDDY CARLOS GONZALES SANCHEZ

**Lima - Perú
1998**

AGRADECIMIENTO

A mis amados padres:

José Gonzales Lujan (Q.E.P.D) e Irene Sanchez Vda. de Gonzales, quienes con esfuerzo y sacrificio forjaron mi desarrollo profesional; a mis hermanos, que me apoyaron en todo y a mi novia Rosario, por su apoyo moral.

**IMPLEMENTACION DE UN CENTRO DE CONTROL,
FUNCIONES Y ESTRATÉGIAS EN LA OPERACIÓN,
SEGURIDAD Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
DE LIMA-NORTE**

SUMARIO

En el presente trabajo se desarrolla los criterios importantes para la implementación de un Centro de Control, para esto inicialmente se muestra un enfoque generalizado de nuestro actual sistema eléctrico a implementar (Sistema Eléctrico de Edelnor); es decir, nuestro radio de acción a controlar. También detallamos los principales equipos necesarios para implementar un Centro de Control, mostramos tres tipologías de configuración de un sistema, desde uno de tamaño pequeño, hasta uno de gran tamaño. Mostramos también las bondades del contar con un Centro de Control para un Sistema Eléctrico, explicando detalladamente con aplicaciones de eventos reales; como por ejemplo, la recuperación de la demanda luego de una post-falla, por ejemplo un rechazo de carga por mínima frecuencia. Finalmente, se muestra un resumido análisis económico a corto y mediano plazo, así como conclusiones importantes y obviamente algunas recomendaciones para implementar un sistema de telecontrol de esta naturaleza.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL	3
1.1 Generalidades	3
1.2 Características actuales del Sistema Eléctrico	6
1.2.1 Sistema actual Eléctrico Lima - Norte (1997)	6
1.2.2 Radio de acción del Sistema a implementar	9
1.2.3 Breve introducción de la operación en tiempo-real del Centro de Control	11
1.3 Marco Económico y Energético del Sistema Eléctrico	13
1.3.1 Marco Económico y Social	13
1.3.2 Marco Energético	18
1.3.3 Importancia económica actual	22
1.3.4 Influencia del Centro de Control en las Pérdidas de Energía y Pérdidas Monetarias	22
1.4 Lineamientos y estrategias al mediano y largo plazo	29
1.4.1 Metas en el largo plazo	29
1.4.2 Lineamientos generales para la priorización	30
1.4.3 Estrategia para el Mediano y Largo Plazo	30
CAPITULO II	
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	32
2.1 Generalidades	32
2.2 Consideraciones	32
2.3 Programa de Equipamiento	33

VI

2.3.1 Programa de Integración de Cargas	33
2.3.2 Plan de expansión de la Distribución Primaria	33
2.3.3 Desarrollo del Sistema de Transmisión	34
2.3.4 Programa de Acciones a Corto Plazo	35
2.3.5 Programa de estudios	35
2.4 Especificación Técnicas de Equipos	39
2.4.1 Equipos principales a corto y mediano plazo	39
2.4.2 Equipos para la Implementación de un Centro de Control	40
2.4.3 Función de los equipos del Centro de Control	44
2.4.4 Estaciones de trabajos	45
CAPITULO III	
IMPLEMENTACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL DE	
LIMA - NORTE	48
3.1 Generalidades	48
3.2 Terminología	52
3.3 Introducción	53
3.4 Topología de un Sistema	55
3.4.1 Topología hardware típica	56
3.4.2 Organización y administración de un sistema de pequeña escala	58
3.4.3 Organización y administración de un sistema de tamaño medio	60
3.4.4 Organización y administración de un sistema de gran tamaño	62
3.5 Distribución del Software para la Organización y Administración del Sistema	64
3.6 Acceso y Seguridad del Sistema	64
3.6.1 Otros Niveles de Acceso	66
3.7 Ventanas típicas del Sistema	66
3.8 Prestaciones especiales del Sistema	67
3.9 El Núcleo SCADA: CMX	68
3.9.1 Funcionalidad del SCADA	68

VII

3.9.2	Acceso a la Base de Datos de CMX.	71
3.9.3	Funciones del Administrador del Sistema	73
3.9.4	Utilidades de CMX	81
3.10	Interfase Hombre-Máquina (XOS)	83
3.10.1	Organización y Manejo del Interfase Hombre-Máquina	83
3.10.2	Imágenes mas comunes	87
3.10.3	Respuesta del usuario a las alarmas y tipos de alarmas	90
3.10.4	Control del usuario sobre el sistema	91
3.10.5	Ventanas	91
3.10.6	PCXOS	97
3.11	El Núcleo Histórico:XIS	98
3.11.1	Interacción del usuario con XIS	98
3.11.2	Estructura de XIS	102
3.11.3	Construcción de la base de datos <i>Timeline de XIS</i>	105
3.11.4	Construcción de históricos de medida sobre XIS	106
3.11.5	Mantenimiento de la base de datos	107
3.11.6	Archivado, Eliminación y Recuperación de datos históricos	109
3.11.7	Visualización e informes de datos históricos	110
3.11.8	Tendencias sobre datos históricos	111
3.11.9	Recopilación de acontecimientos históricos	112
3.12	Despliegues para los terminales y Estaciones de Trabajos	112
CAPITULO IV		
APLICACIONES DEL SISTEMA IMPLEMENTADO		114
4.1	Generalidades	114
4.2	Perturbaciones Imprevistas en el actual Sistema Eléctrico - Influencia en la Red de Distribución - Acciones en Tiempo Real del Centro de Control	115
4.2.1	Racionamiento Imprevisto de Energía Eléctrica - Causas	120
4.2.2	Estrategias y acción del Centro de Control en el	

VIII

Racionamiento Imprevisto	128
4.2.3 Racionamiento Programado de Energía Eléctrica - Causas	147
4.2.4 Estrategias y acción del Centro de Control en el	
Racionamiento Programado	158
CAPITULO V	
ANÁLISIS ECONÓMICO	174
5.1 Generalidades	174
5.2 Análisis económico a corto y mediano plazo	176
5.3 Análisis económico a largo plazo	177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	189
ANEXO A	
ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE EDELNOR	192
ANEXO B	
SET CHAVARRIA 220/60 kV	197
ANEXO C	
RESUMEN DE ALARMAS	215
ANEXO D	
PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE A.T.	
(MES EJEMPLO)	230
ANEXO E	
Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia	233
ANEXO F	
Red de distribución de la SET Maranga luego del traslado de carga	235
ANEXO G	
SUB-SISTEMA CHAVARRIA	237
ANEXO H	
PERFORMANCE ACTUAL DE LAS UTR'S DE MARCA HARRIS	243
BIBLIOGRAFIA	246

PROLOGO

Las emergencias que se presentan en forma imprevista, la necesidad de realizar estudios y elaborar luego un análisis minucioso acerca de cualquier contingencia presentada en la red, hace necesario tener un mayor control sobre nuestro Sistema Eléctrico, que esté disponible y accesible al responsable del sistema. Es primordial entonces contar con un Centro de Control, que como se entiende, sea capaz o nos permita, mediante su funcionamiento, poder controlar todo o una gran parte principal de nuestro sistema eléctrico. Se hace necesario entonces, contar con un sistema que nos permita dar solución tanto en el Control del Sistema, así como en el manejo de la información de hechos (eventos) históricos ocurridos en nuestra red.

El no contar con un Centro de Control, es al mismo tiempo no prever anomalías de situaciones repetitivas que suceden en la red. Significa también estar a la espera de pérdidas considerables debidas a situaciones relevantes e impredecibles.

Un Centro de Control, no solamente es necesario para lograr beneficios materiales, sino es muy extremadamente importante cuando se hace confiable su operación y con ello, se logra disminuir significativamente accidentes o en el peor de los casos pérdidas humanas, por contingencias que pudieron ser evitadas mediante el

buen funcionamiento del mismo. Así, debemos de entender que la Operación de un Sistema Eléctrico, es el manejo dinámico de los equipos en servicio y disponibles, de tal modo que permitan el flujo permanente y óptimo de la energía eléctrica hacia los puntos de consumo o venta y en las condiciones que técnica y reglamentariamente han sido fijadas. **Dicha conducción es siempre responsabilidad del Centro de Control.**

Durante muchos años situaciones relevantes podían volver a ocurrir una y otra vez en forma similares. Pérdidas materiales y accidentes personales se presentaban por la imprecisión del manejo del sistema. Hoy en día, si bien es cierto, en cualquier tipo de empresa, o al ejercer cualquier tipo de trabajo, existe siempre el riesgo; debemos de entender que al realizar una labor que nos relacione directamente con la electricidad, el riesgo a considerar siempre será mayor bajo cualquier consideración.

Pues bien, en un Sistema Eléctrico, es de primordial importancia el contar con un Centro de Control Moderno, que nos permita alcanzar un alto grado de contabilidad en todos sus aspectos, por sobre todo que nos permita dar seguridad al material humano que lógicamente considero invaluable.

CAPITULO I

SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

1.1 Generalidades:

Es por todos observado que las exigencias a que van siendo sometidas las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país, tienen ocurrencias en forma simultánea y originadas generalmente en motivos similares que se repiten en todas ellas. El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que ha azotado a las mismas a partir de los años 80, en un marco similar socioeconómico, del país de la deuda externa, de desinversión y de necesidad de racionalización del uso de la energía. Es evidente que toda acción que estimule la eficiencia de la producción y distribución como el uso posterior de la energía eléctrica contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión.

La realidad de los últimos tiempos ha puesto en evidencia que la desinversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no sólo conduce a un deterioro en la calidad del servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas, tanto las técnicas como las no técnicas.

Nota: La reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica libera equipos de generación y transmisión, incidiendo tanto en

los niveles de inversión futura, como en el valor de costos marginales y de las tarifas basados en ellos.

Los programas y criterios de control de pérdidas deben ser la base del planeamiento, diseño y operación de los Sistemas Eléctricos. Dado que para solucionar el crecimiento de la demanda se deben de efectuar inversiones que también requieren recursos que son escasos, debido en parte a que un porcentaje importante de los ingresos se pierden en pérdidas de energía no registrada, lo que conduce a un círculo viciosos del cual resulta difícil salir. Por otra parte, mientras las inversiones muestran resultados visibles en el corto plazo, los programas de reducción de pérdidas en cambio necesitan, para visualizar resultados, una persistencia en el tiempo de las acciones que se encaren. En función de ello, el índice de pérdidas presenta generalmente una mayor aceleración de su tasa de crecimiento que el impacto de las acciones que se realizan, por lo cual la tendencia en los últimos años ha sido creciente.

Este mecanismo que hasta cierto punto puede considerarse perverso, produce en la organización empresarial un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia, lo cual facilita la degradación de los procedimientos y controles, que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a:

- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la organización ya sea en beneficio propio o de terceros, que perjudican económicamente a la empresa.

- Creación entre los usuarios de una sensación creciente de impunidad, que se traduce en un aumento permanente de la agresividad para hurtar energía o realizar todo tipo

de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumos y por ende el valor de facturación.

En el orden social

Es indudable que el deterioro económico que produjo la crisis económica en la década del 80, fundamentalmente en el periodo que se inicia a partir de 1982 y aún persiste en toda la región latinoamericana, a llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica esté fuertemente relacionado con el empobrecimiento de los usuarios de ingresos medios y bajos.

La fuerte caída del poder adquisitivo de las clases media y baja han obligado a los usuarios a imaginar y poner en práctica nuevos recursos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo las redes e instalaciones que generalmente se encuentran en la vía pública, sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la Empresa prestataria.

La falta de una legislación adecuada tanto desde el punto de vista comercial-administrativo como en lo penal que ponga en manos de la administración de las empresas herramienta jurídico-legal para enfrentar con éxito estos desbordes, como asimismo la insuficiencia de acción policial correctiva, han creado en la sociedad usuaria una conciencia de impunidad total ante estos hechos. Esto lleva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pago de consumos, incitados por los que los rodean que se aprovechan indebidamente de las instalaciones a través de un uso indiscriminado y gratuito de la energía, opten también por imitarlos y procedan a no pagar las facturas y solicitar el corte o retiro del medidor, para luego “colgarse” clandestinamente de las redes, o en su defecto

motivarse para manipular las mediciones para evadir los registros reales generalizándose así situaciones irregulares. Este fenómeno que en principio se producía solamente en algunas áreas marginales donde no existían redes legalmente instaladas, se fue extendiendo paulatinamente a núcleos de poblaciones suburbanas e inclusive se hizo práctica habitual en obras de construcción y barrios residenciales de buen nivel económico, donde el usuario solicitaba la conexión, pero luego por causas propias (falta de documentación o algún otro requisito) o por ineficiencia de la Empresa, ésta no era resuelta en tiempo razonable y optaba por conectarse ilegalmente sin abonar los consumos correspondientes.

El crecimiento demográfico en poblaciones suburbanas, donde se fueron haciendo nuevos loteos, originó también una fuerte demanda en la ampliación del alumbrado público, condición indispensable para mejorar los niveles de seguridad de estas zonas. La falta de respuesta fundamentalmente de los Municipios y la incapacidad técnico-financiera de las Empresas para satisfacer este requerimiento, llevó a la proliferación de los focos clandestinos colocados por los propios usuarios directamente sobre la postera de las redes sin ninguna norma técnica cuyos consumos no son registrados y por lo tanto no se contabilizan ni se facturan.

1.2 Características actuales del Sistema Eléctrico:

1.2.1 Sistema actual eléctrico Lima - Norte (1997).

Eléctricamente lo podemos observar en el Diagrama Unifilar N° 1 (Anexo N° 1). En la cual mostramos las líneas en 220 kV, 60 kV y 30 kV de nuestro sistema en estudio. Así mismo, mostramos los transformadores de potencia de 220/60 kV, 60/30 kV, 60/10 kV y 30/10 kV con sus respectivas capacidades en MVA. En el siguiente

recuadro (Tabla N° 1), detallamos las características principales de las líneas de alta y media tensión.

Tabla N° 1: Líneas de Alta y Media Tensión (220 kV, 60 kV y 30 kV)

ENLACE	Longitud (km)	Tramo	Sección (mm²)	Corriente Nominal (Amp)	Corriente Máxima (Amp)	Año Puesta en servicio
De Chavarría 220 kV:						
Línea 2005 (SET Chavarría - SET Barsi)	9,460	aéreo	491	860	990	1978
Línea 2006 (SET Chavarría - SET Barsi)	9,094	aéreo	491	860	990	1978
De Chavarría 60 kV:						
Línea 621 (SET Chavarría - SET Mirones)	6,980	aéreo	304	540	660	1980
Línea 622 (SET Chavarría - SET Mirones)	6,980	aéreo	297	540	660	1980
Línea 617 (SET Chavarría - SET T. Valle)	6,814	aéreo	304	540	660	1977
Línea 618 (SET Chavarría - SET Oquendo)	8,171	aéreo	304	540	660	1977
Línea 625 (SET Chavarría - SET Caudivilla)	13,681	aéreo	304	540	660	1986
Línea 625 (SET Caudivilla - SET Zapallal)	18,563	aéreo	304	540	660	1984
Línea 626 (SET Chavarría - SET Infantas)	6,794	aéreo	304	540	660	1986
De Infantas 60 kV:						
Línea 636 (SET Infantas - SET Zapallal)	15,075	aéreo	304	540	660	1986
De T. Valle 60 kV:						
Línea 699 (SET T. Valle - SET Oquendo)	7,540	aéreo	304	540	660	1996
De Zapallal 60 kV:						
Línea 669 (SET Zapallal - SET Chancay)						
Línea 670 (SET Zapallal - SET Huaral)						
Línea 650 (SET Zapallal - SET Ventanilla)	4,415	aéreo	125	300	370	1996
Línea aux. 651 (SET Zapallal - La Pampilla)	10,175	aéreo	125	300	370	1975
De Zapallal 30 kV:						
Línea 310 (SET Zapallal - SET Ancón)	10,470	aéreo	70	170	200	1980
Línea 311 (SET Zapallal - SET P. Piedra)	7,480	aéreo	70	170	200	1980
De Barsi 60 kV:						
Línea 661 (SET Barsi - SET Pando)	8,463	mixto	304	540	660	1983
Línea 662 (SET Barsi - SET Pando)	8,463	mixto	304	540	660	1983
Línea 623 (SET Barsi - SET Sta Marina)	4,126	aéreo	304	540	660	1980
Línea 624 (SET Barsi - SET Sta Marina)	3,815	aéreo	304	540	660	1980
Línea 615 (SET Barsi - SET Pershing)	8,829	mixto	304	540	660	1973
Línea 616 (SET Barsi - SET Maranga)	3,336	mixto	304	540	660	1973
De Sta. Marina 60 kV:						
Línea 645 (SET Sta. Marina - SET Maranga)	5,568	aéreo	304	540	660	1977
De Pershing 60 kV:						
Línea 646 (SET Pershing - SET Maranga)	5,571	mixto	304	540	660	1973
De Sta. Rosa Nueva 60 kV:						
Línea 607 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	2,880	subterráneo	120	445	600	1980
Línea 608 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	2,880	subterráneo	120	445	600	1980
Línea 614 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	2,785	subterráneo	400	411	505	1984
Línea 667 (SET Sta. Rosa N. - SET C. Grande)	8,587	aéreo	125	300	370	1984
Línea 701 (SET Sta. Rosa N. - SET Sta. Rosa A.)	0,248	aéreo	297	540	660	1995

En el siguiente recuadro (Tabla N° 2), detallamos las características principales de los transformadores de potencia de 220/60 kV, 60/30 kV, 60/10 kV y 30/10 kV.

Tabla N° 2: Transformadores de Potencia (220/60 kV, 60/30 kV, 30/10 kV y 60/10 kV.)

Chavarría 220/60 kV.		Barsi 220/60 kV.		Sta. Rosa Nueva 220/60 kV.	
TR1	3X40 MVA	TR1	3X28.3 MVA	TR1	3X28.3 MVA
TR2	3X28.3 MVA	TR2	3X40 MVA	TR2	3X28.3 MVA
TR3	3X40 MVA	TR3	3X28.3 MVA		
Mirones 60/10 kV.		Barsil 60/10 kV.		Sta. Rosa Antigua 60/10 kV.	
TR1	25 MVA	TR1	25 MVA	TR1	25 MVA
TR2	25 MVA	TR2	25 MVA	TR2	17.2 MVA
TR3	25 MVA			TR3	17.2 MVA
				TR4	25 MVA
Oquendo 60/10 kV.		Pando 60/10 kV.		Canto Grande 60/10 kV.	
TR1	25 MVA	TR1	25 MVA	TR1	25 MVA
				TR2	25 MVA
Tomás Valle 60/10 kV.		Santa. Marina 60/10 kV.		Tacna 60/10 kV.	
TR1	25 MVA	TR1	25 MVA	TR1	25 MVA
TR2	25 MVA	TR2	25 MVA	TR2	25 MVA
				TR3	25 MVA
Infantas 60/10 kV.		Maranga 60/10 kV.			
TR1	25 MVA	TR1	25 MVA		
TR2	25 MVA				
Chavarría 60/10 kV.		Pershing 60/10 kV.			
TR1	25 MVA	TR1	25 MVA		
TR2	25 MVA	TR2	25 MVA		
TR3	25 MVA				
Caudivilla 60/10 kV.					
TR1	25 MVA				
Zapallal 60/30 kV.					
TR1	17.2 MVA				
Zapallal 60/10 kV.					
TR1	25 MVA				

1.2.2 Radio de acción del Sistema a implementar.

Nuestro sistema, Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. es una compañía de servicios que distribuye energía eléctrica en su área de concesión, la cual tiene una extensión aproximada de 2440 km². Esta área de influencia de la

empresa comprende toda la zona norte de la ciudad de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, las Provincias de Huaura, Huaral, Barranca, Canta y Oyón; de esta manera atiende en forma exclusiva a 51 distritos y 4 en forma compartida con otra distribuidora.

En la actualidad, Edelnor S.A. brinda sus servicios a 750000 clientes, conformados por clientes Residenciales, Comerciales, Industriales de diverso tamaño, Instituciones Públicas y Privadas, Productores Agrícolas y Agroindustrias. Físicamente abarcando los siguientes distritos: San Juan de Lurigancho, Lima, Rimac, Comas, Independencia, Los Olivos, San Martín de Porres, Breña, Ventanilla, San Miguel, Ancón, Puente Piedra, Maranga, etc.

Eléctricamente consta de 19 Subestaciones de Transformación, las cuales mostramos en el siguiente recuadro (Tabla N° 3).

Tabla N° 3: Centros de Transformación

SET Chavarría	Transformación de 220 a 60 kV y 60 a 10 kV
-SET Infantas	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Caudivilla (*)	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Zapallal	Transformación de 60 a 30 kV y de 30 a 10 kV.
-SET Ancón (*)	Transformación de 30 a 10 kV.
-SET Puente Piedra (*)	Transformación de 30 a 10 kV.
-SET Ventanilla (*)	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Mirones	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Tomás Valle (*)	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Oquendo	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Barsi	Transformación de 220 a 60 kV y 60 a 10 kV
-SET Pando	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Sta. Marina	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Maranga	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Pershing	Transformación de 60 a 10 kV.
SET Sta. Rosa Nueva	Transformación de 220 a 60 kV
-SET Sta. Rosa Antigua	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Canto Grande (*)	Transformación de 60 a 10 kV.
-SET Tacna	Transformación de 60 a 10 kV.

(*) SET's próximos a implementar su respectivo sistema de telecontrol.

1.2.3 Breve introducción de la operación en tiempo-real del Centro de Control.

Un *Centro de Control Moderno* es la dependencia que coordina, autoriza, dirige y controla las maniobras (todas las actividades operativas relacionadas con la conexión, desconexión y pruebas de los equipos eléctricos de protección y maniobra; tanto en las situaciones previstas como en las imprevistas) en los diferentes puntos de un Sistema Eléctrico (Centrales, Redes de transmisión y sub-transmisión en los niveles de 220 y 60 kV, transformadores de potencia de 220/60 kV, 60/30 kV, 60/10 kV, 30/10 kV y 10/2.3 kV).

En nuestro Sistema en estudio a implementar, el Centro de Control será la dependencia que cumple las diferentes funciones mencionadas líneas arriba. Pero, a diferencia de tener el "Control" que parte desde las barras de Alta Tensión (220 kV) tanto en la SET's de Chavarría, Barsi y Santa Rosa Nueva (Principales puntos de entrega de energía). Así pues la finalidad de contar con un *Centro de Control Moderno*, con una tecnología de vanguardia, equipado para cumplir las exigencias de hoy en día, tiene sus ventajas en relación a *cuanto queremos mejorar la calidad y confiabilidad del suministro* ante eventuales contingencias producidas en nuestro Sistema Eléctrico de Lima - Norte. En general, tiene sus ventajas principalmente en la operación misma en tiempo real de la operación de la red de alta y media tensión. Entre los beneficios que se obtienen al contar con un Centro de Control Moderno con estas características son:

- Mayor seguridad en la operación ante eventuales contingencias en la red.
- Menores pérdidas por energía no suministrada ante interrupciones imprevistas.
- Mejoras en los tiempos de operación, obteniéndose así el aumento de la confiabilidad en las redes.
- Mejoras en la calidad del servicio y del producto, lográndose así menores tiempos de interrupción parcial o total, así como también mejoras en los perfiles de tensiones diarias.
- Reducción de las pérdidas técnicas.
- Disminución en el pago de compensaciones a los usuarios por potencia y energía no suministrada, ya que se reducirían las interrupciones de larga duración.

-Disminución en las posibilidades de pago de multa por concepto de no conservación y mantención de obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Nota: Ante un mejor servicio en el Sistema Eléctrico, Edelnor S.A. logrará mejorar su imágen como Empresa de Distribución Eéctrica, cuya función primordial es la de brindar un excelente servicio a sus usuarios finales.

1.3 Marco Económico y Energético del Sistema Eléctrico.

1.3.1 Marco Económico y Social.

1.3.1.1 Situación vigente en 1993 - 1994:

La situación económica del país a Mayo de 1994 en el marco interno, se puede sintetizar con las siguiente observaciones: recuperación de la Inflación 1990-1995 (un disminución del 2% en los últimos 5 años), proceso devaluatorio disminuido (precio del dólar norteamericano constante), declinación de los sueldos y salarios (entre 10 y 20% respecto a 1993), restricciones en el gasto público, recesión e ineficiencia de la actividad productiva, informalización de la economía, centralización económica en Lima y la costa del país, encarecimiento de la energía eléctrica, restablecimiento adecuado de orientación del crédito, todavía crisis económica y financiera de la actividad empresarial del Estado y carencia de una priorización de la inversión y del gasto público en función de objetivos globales.

En el marco externo, se caracterizaba por una demostración de cambio interno del país, reducción del terrorismo, Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del estado, etc. promoviendo de esta manera el ingreso de capital extranjero a nuestro país. De esta manera se promueve en todo los ámbitos de la actividad económica nacional el desarrollo de nuevas fuentes de generación de bienes, servicios y empleo.

1.3.1.2 Principales Orientaciones para el desarrollo:

La estrategia a largo plazo trazada por el Gobierno está orientada a dar una mayor autonomía respecto al condicionamiento externo en los procesos productivos y el desenvolvimiento económico general, así como en el desarrollo socio-cultural del país. Simultáneamente, está orientada a lograr la generación funcional de fuentes de trabajo en correspondencia con la dinámica poblacional y lograr la autonomía de decisiones para el desarrollo del país.

A inicios de 1990, la estrategia nacional de desarrollo abordaría la estabilización y la reactivación selecta de la economía conjuntamente con el inicio de transformaciones por la vía del crecimiento con distribución del ingreso; ésto a fin de evitar que las emergencias de la coyuntura originen distorsiones y obstáculos para un ritmo sostenido de desarrollo futuro. Todo lo cual, se logrará solo siguiendo adecuadamente los siguientes lineamientos:

- Instrumentación eficaz de la planificación del desarrollo.
- Congruencia entre el desarrollo agrario e industrial.
- Secuencia y eslabonamientos para un crecimiento con distribución.
- Ahorro y financiamiento del desarrollo.
- Solidaridad social.
- Participación e identidad nacional.
- Reorientación de las relaciones con el exterior.
- La transformación del Estado y descentralización.

1.3.1.3 Importancia de la Energía Eléctrica:

La energía eléctrica constituye un elemento fundamental en el desarrollo económico y social del país; ya que representa un insumo para las actividades productivas y un bien final para la satisfacción de las necesidades básicas de la población. La ampliación de la infraestructura eléctrica se caracteriza por una gran demanda de capital y requerir largos periodo de maduración. La lenta maduración de los proyectos eléctricos, especialmente los hidroeléctricos, exigen que las decisiones a ser tomadas para su construcción se hagan con la debida anticipación y se basen en estudios que ayuden a ser racionales dichas decisiones, que repercutirán en el mediano y hasta en el largo plazo, no solamente en la economía de EDELNOR S.A., sino también en la del país.

1.3.1.4 Situación actual vigente 1996:

Actualmente la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. en el área de su concesión tiene una extensión aproximada de 2440 km². con un área de influencia que comprende la zona norte de la ciudad de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, las Provincias de Huaura, Huaral, Barranca, Canta y Oyón; de esta manera atiende en forma exclusiva a 51 distritos y 4 en forma compartida con otra distribuidora.

Hasta a fines del año pasado (1996), Edelnor S.A. brindaba sus servicios a 750,000 clientes, conformados por clientes residenciales, Comerciales, Industriales de diverso tamaño, Instituciones Públicas y Privadas, Productores Agrícolas y Agroindustrias.

En las tablas N° 4, 5 y figuras N° 1, 2, y 3 se detalla la evolución de la cantidad de clientes atendidos en nuestra área de concesión:

Tabla N° 4: Número de Clientes

AÑO	Número de clientes en miles
Diciembre de 94	580
Diciembre de 95	673
Diciembre de 96	750

Nota: Del número total de usuarios, el 99.9 % está sujeto a precios regulados por la Comisión de Tarifas Eléctricas, ente autónomo del Ministerio de Energía y Minas.



Fig. N° 1: Consumo por Tipo de Mercado



Fig. N° 2: Facturación por Tipo de Mercado

Son datos de 1996.

Nota: La facturación total de energía mostró un incremento de 3.7 % en GWh y 16.6 % en nuevos soles, en comparación con la facturación del ejercicio de 1995.

**Tabla N° 5: Facturación por Sector Consumo
(GWh)**

Tipo	Año 1995	Año 1996
Industrial	1205.3	1249.7
Residencial	1008.6	1045.7
Comercial	233.8	242.4
Otros	438.6	454.7
Totales	2886.3	2992.5

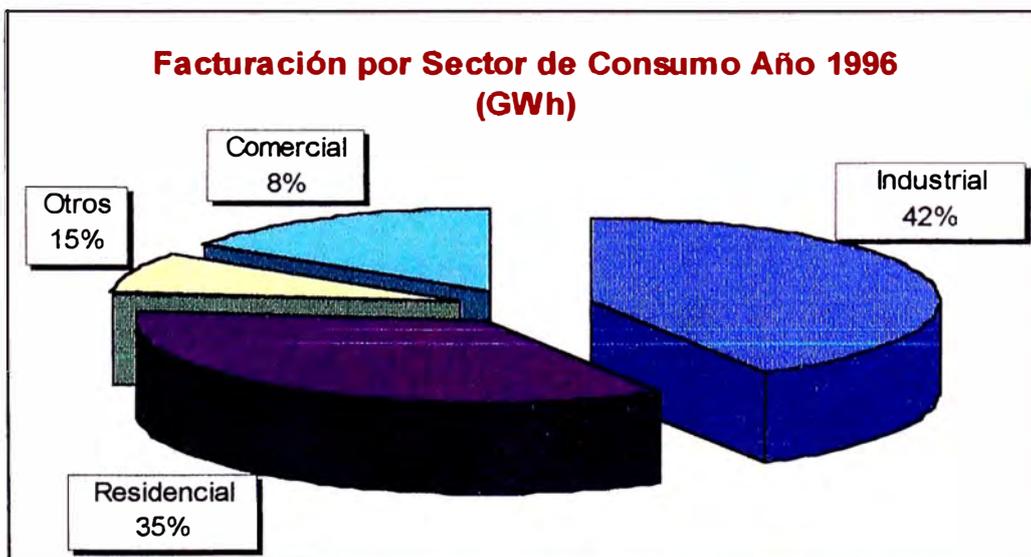


Fig. N° 3: Facturación por Sector de Consumo

Nota: La concesión de la empresa comprende zonas de alto valor histórico y de gran importancia para la economía del país. Entre éstas, podemos citar parte del centro histórico de la capital, dos de los tres parques industriales de la ciudad de Lima, los más grandes astilleros, el principal puerto y aeropuerto del país ubicados en el Callao, además de las fábricas de conservas y harina de pescado que se encuentran en las provincias de Huaura, Huaral y Barranca.

1.3.2 Marco Energético.

1.3.2.1 Consumo Global de Energía.

Proveedores de Energía. En el Perú existen básicamente dos Sistemas Interconectados: el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Centro Sur (SISUR). Edelnor S.A. pertenece al primero de estos sistemas.

La compañía adquiere la energía que distribuye en su concesión de tres (3) empresas generadoras: Electroperú S.A., EDEGEL S.A. y CAHUA S.A.; la energía y potencia proporcionada por éstas representa el 99.9 % de la dispuesta para suministrar a los clientes y, el restante 0.1% corresponde a autogeneración en sistemas aislados, mediante grupos térmicos e hidráulicos, que alimentan a las zonas rurales de la zona Norte Chico (ex-Edechancay).

Durante 1996 Edelnor S.A. compró el 55.5 % de sus requerimientos a Electroperú S.A , 41.4 % a EDEGEL S.A., 3.0 % a CAHUA S.A. y 0.1 % por autogeneración; así con la suma de energía comprada a estas tres empresa pertenecientes al SICN, se está

alcanzando una demanda máxima para Lima Norte de 580 MW y 31 MW para la zona Norte Chico (ex-Edechancay).

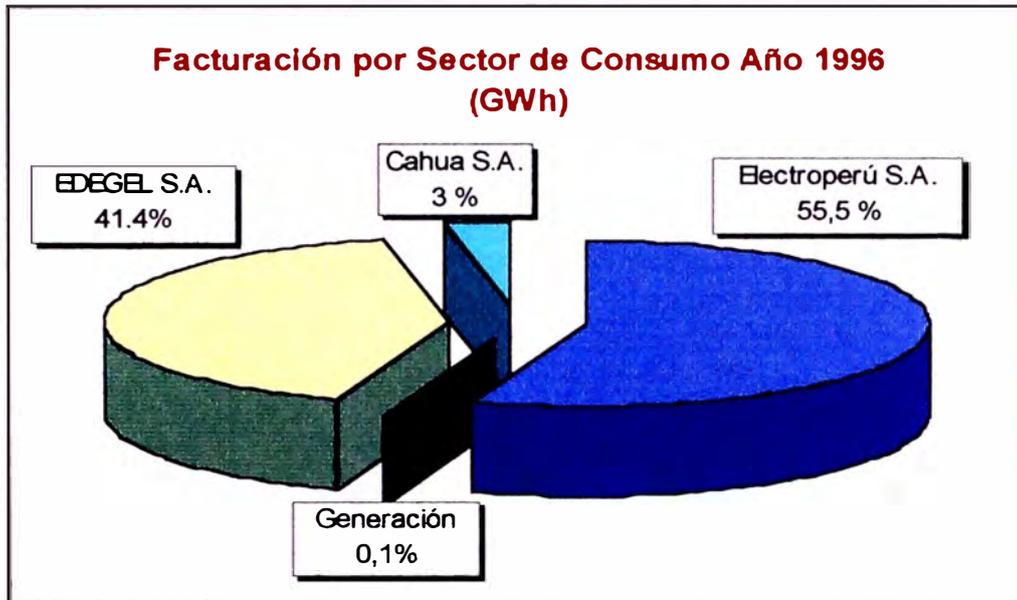


Fig. N° 4: Facturación por Sector de Consumo

Marco Regulatorio

Las relaciones y transacciones entre empresas generadoras, transmisoras, de distribución y clientes se encuentran definidas por un marco legal normado en el Decreto Ley N° 25844 y el Decreto Supremo n° 009-93-EM (Ley de Concesiones Eléctricas y su respectivo Reglamento). Dichas normas establecen, entre otros, los estándares de calidad del producto y del servicio que deben observar las distintas empresas distribuidoras y que son materia de evaluación periódica por empresas auditoras especializadas.

1.3.2.2 Consumo de Energía Eléctrica: En la tabla N° 6, indicamos el consumo mensual de energía eléctrica de EDELNOR S.A. año 1996.

Tabla N° 6: Consumo de Energía (1996)

MESES	AÑO	ENERGÍA (kWh) EDELNOR		
		LIMA	NORTE	TOTAL
ENERO	96	277.110.996	13.211.561	290.322.653
FEBRERO	96	264.655.457	11.311.524	275.967.077
MARZO	96	283.707.503	13.332.596	297.040.195
ABRIL	96	267.536.473	14.425.085	281.961.654
MAYO	96	284.508.119	14.267.134	298.775.349
JUNIO	96	280.608.261	14.096.237	294.704.594
JULIO	96	287.117.400	13.557.369	300.674.865
AGOSTO	96	286.672.513	12.838.512	299.511.121
SEPTIEMBRE	96	277.300.577	11.383.491	288.684.164
OCTUBRE	96	284.315.053	11.561.984	295.877.133
NOVIEMBRE	96	275.733.153	13.415.795	289.149.044
DICIEMBRE	96	282.599.316	13.685.641	296.285.053

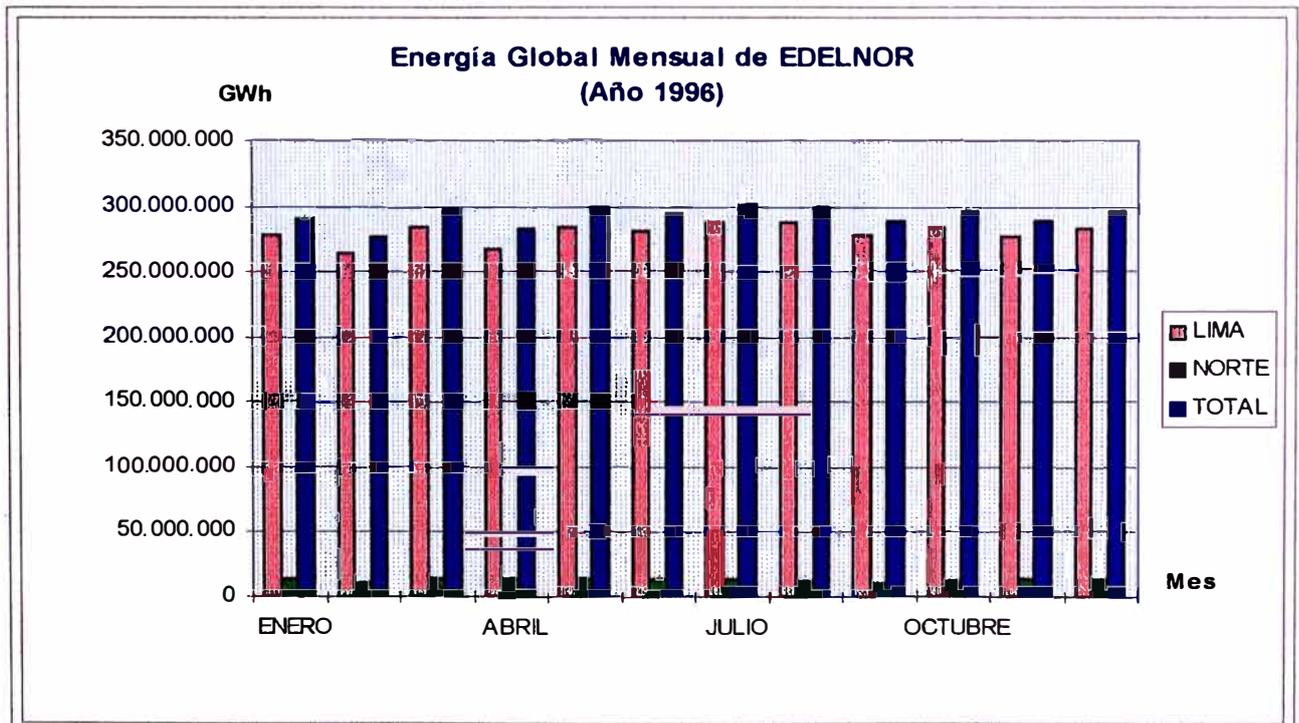


Fig. N° 5: Energía Global Mensual de Edelnor S.A.

En el siguiente tabla N° 7 y figura N° 6, indicamos el consumo mensual de energía eléctrica de Edelnor S.A. año 1997 en meses de Enero - Agosto.

Tabla N° 7: Consumo de Energía (1997)

MESES	AÑO	ENERGIA (kWh) EDELNOR		
		LIMA	NORTE	TOTAL
ENERO	97	289.723.262	12.916.681	302.640.040
FEBRERO	97	272.145.851	11.396.697	283.542.645
MARZO	97	293.119.961	12.464.547	305.584.605
ABRIL	97	296.361.929	14.579.454	310.941.480
MAYO	97	305.215.830	14.330.845	319.546.772
JUNIO	97	296.536.529	12.093.461	308.630.087
JULIO	97	302.038.378	12.503.958	314.542.433
AGOSTO	97	302.540.960	12.620.130	315.161.187

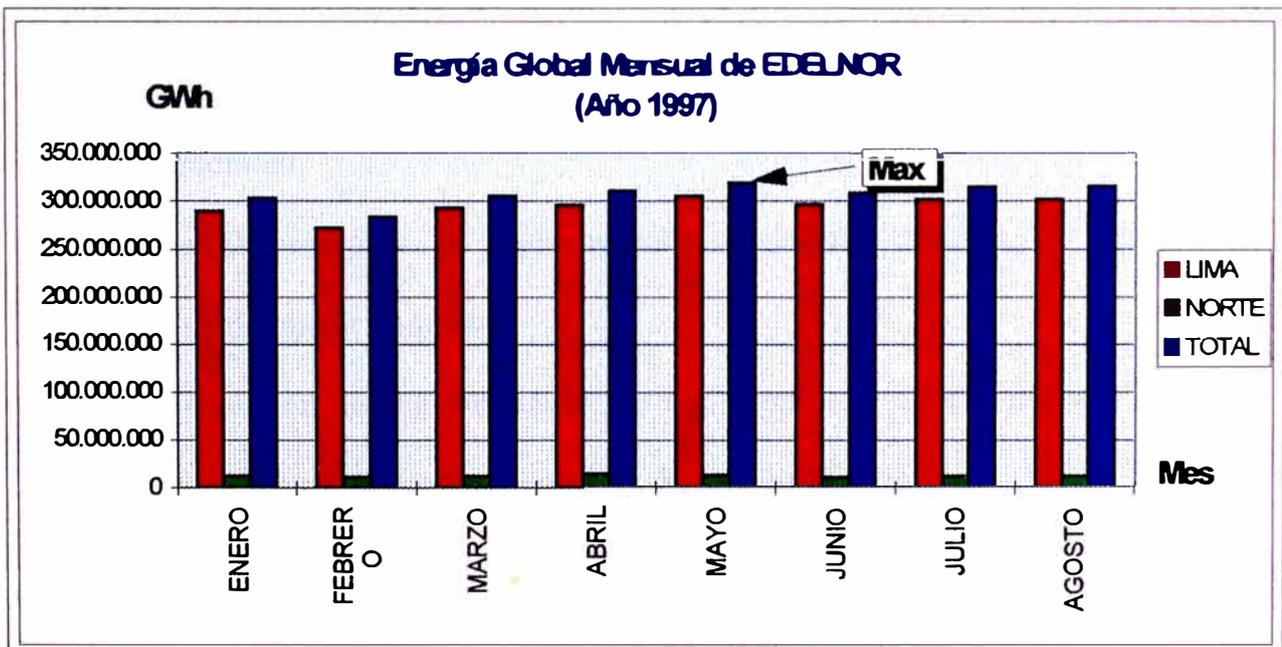


Fig. N° 6: Energía Global Mensual de Edelnor S.A. (1997)

1.3.3 Importancia económica actual.

La importancia económica actual que cumple una empresa distribuidora, en nuestro caso EDELNOR S.A. concordante con la política del Sub-sector de Electricidad y encuadrados en el desarrollo en un mediano y largo plazo son los siguientes:

-Es importante para lograr el abastecimiento oportuno, garantizado, suficiente y económico de la demanda de energía eléctrica, a fin de dinamizar e incentivar el desarrollo socio económico del país, contribuyendo a mejorar el nivel de vida de la población.

-Promueve la implementación de las acciones para fortalecer la organización empresarial del Sub Sector, la obtención de los recursos financieros, el planeamiento eléctrico y la investigación tecnológica.

-Promueve a participar en la evaluación de los recursos energéticos, para su utilización racional.

-Se elabora el programa de equipamiento correspondiente en los sectores de crecimiento y de mayor consumo.

-Se contribuye con la consolidación de las Empresas en crecimiento a fin de concretar la descentralización y mejorar el desarrollo eléctrico.

1.3.4 Influencia del Centro de Control en las Pérdidas de Energía y Pérdidas Monetarias.

El Centro de Control cumple un rol importante en lo que se refiere a la Reducción y Control de pérdidas de energía eléctrica y por ende pérdidas monetarias.

Para observar su principal importancia, debemos de tener bien en claro la clasificación de los diferentes motivos de pérdidas de energía eléctrica. Las que repasamos a continuación:

Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen y son:

Pérdidas técnicas, se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta. Estas pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios, o sea en los transformadores primarios, las líneas de transmisión, subtransmisión, de distribución, bajadas o acometidas a clientes y mediciones.

Cada componente del sistema (líneas, subestaciones, conductores, transformadores, medidores) tienen una resistencia asociada a sus características técnica y tipo de material componente. En forma general la relación entre las pérdidas (P), la corriente (I) y la resistencia (R) se expresa por $P = I^2 \cdot R$. Donde la corriente I depende de la carga o demanda del sistema y la resistencia R de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de la energía, la temperatura ambiente, etc. Estas pérdidas técnicas se pueden clasificar según el tipo y según la causa que la produce.

Por tipo de pérdida: Según la parte y proceso del sistema donde se producen, correspondiendo a las siguientes:

-Pérdidas por transporte: Son las que se producen en las redes y conductores que transportan la energía desde las barras de las centrales hasta el lugar de consumo, a saber

- . En líneas de transmisión
- . En líneas de subtransmisión
- . En circuito de distribución primaria
- . En circuitos de distribución secundaria.

- Pérdidas por transformación: Son las que se producen en los transformadores. Depende de la calidad técnica de los aparatos, y del factor de carga de los mismos, y son:

. En transformadores de potencia AT/MT (transmisión/subtransmisión) y AT/MT (subtransmisión/distribución).

- Pérdidas en las mediciones: Son las que se producen en los equipos y aparatos de medición incluidas las pérdidas en los elementos de transformación (transformadores de tensión y corriente) en el casos de mediciones indirectas.

Por causa de pérdidas: Según la causa que origina las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- Pérdidas por efecto de corona
- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por corrientes parásitas o histéresis.

Pérdidas no técnicas, son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Desde el punto de vista macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general. No obstante, *para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera* ya que sólo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

Existen distintos criterios para clasificar estas pérdidas, criterio que es usado actualmente en las empresas, donde se agrupan según lo siguiente:

Por robo o hurto, corresponde a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por los usuarios que no poseen medición como

- Conexiones clandestinas (colgados) bajo o fuera de red.
- Conexiones en instalaciones provisionales no registradas (obras en construcción, circos, kermeses, etc.).

Por fraude, corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.

Por administración, corresponde a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria del servicio, como:

- Errores en la medición de los consumos.
- Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.
- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
- Falta de registro adecuado de los consumos propios.

Nota: Las deficiencias en la gestión administrativa de las empresas lleva generalmente a un incremento de las pérdidas no técnicas que son el reflejo de la organización y eficiencia empresarial y de los recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial y a los controles y seguimiento de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

Pérdidas “fijas” y pérdidas “variables”: Esta clasificación permite definir la variación de las pérdidas en función de ciertos parámetros. Así existen pérdidas tanto de potencia como de energía que varían con la demanda, mientras que otras son independientes de las variaciones de la misma, lo cual resulta de utilidad para identificar cuales son función de la demanda y cuales se mantienen fijas con la misma.

Las pérdidas “fijas” incluyen las siguientes pérdidas técnicas:

- Efecto corona.
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Las pérdidas “fijas” se presentan por el sólo hecho de energizar la línea y/o el transformador en el cual se producen y ocurren igualmente aunque la carga sea nula, y su variación depende en segundo orden de la demanda. Así por ejemplo, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros técnicos de éste y del voltaje en que opera. Dado que este sólo varía en un pequeño porcentaje con la demanda (generalmente no supera el 5%) puede considerarse que estas pérdidas son “fijas”.

Las pérdidas “variables” son las que dependen de la demanda, como por ejemplo las producidas por efecto Joule.

Las pérdidas no técnicas se pueden también clasificar en su totalidad como “variables” con la demanda. Ya que constituyen parte de la misma, pero con la

particularidad que por este servicio la empresa prestataria no recibe ninguna retribución o una retribución menor que la que correspondería por las tarifas en aplicación.

En el cuadro siguiente (figura N° 7), se resume la clasificación de las pérdidas según los criterios expuestos anteriormente.

		POR TIPO		POR CAUSA	
P E R D I D A S T E C N I C A S	TRANSPORTE	TRANSMISION	CORONA	PARASITAS O HISTERESIS	F I J A S
		SUBTRANSMISION			
		DISTRIBUCION			
		PRIMARIA			
		DISTRIBUCION SECUNDARIA			
	TRANSFORMACION	TRANSMISION A.T./MT	J O U L E	V A R I A B L E S	
		SUBTRANSMISION A.T./MT			
		DISTRIBUCION M.T./B.T.			
	MEDICIONES	MEDIDORES			
		EQUIPOS DE MEDIDA			
N P O R T E R D E I C I O N A I S C A S	-ROBO O HURTO				
	-FRAUDE				
	-POR ADMINISTRACION				

Fig. N° 7: Clasificación de las Pérdidas

La influencia del Centro de Control, en las Pérdidas de Energía no está íntimamente ligado a las clasificaciones indicadas anteriormente (líneas arriba). Si no más bien, cumple principal importancia en la reducción de las PERDIDAS POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS. Esto, desde el punto de vista de

RECUPERACION DE LA DEMANDA ante eventos relevantes en el Sistema. Es decir, ante una interrupción en el Sistema Eléctrico de EDELNOR S.A., mucho va depender de cuan implementado esté el Centro de Control para poder actuar con rapidez y poder de esta manera recuperar la demanda en el menor tiempo posible y con ello disminuir las pérdidas de energía y por ende las monetarias.

1.4 Lineamientos y estrategias al mediano y largo plazo.

1.4.1 Metas en el largo plazo.

Las acciones que EDELNOR S.A., desarrollará en los próximos años estarán orientadas a lograr las siguientes metas:

- Implementar el telecontrol a los centros de las SET's Canto Grande, Nueva SET de Jicamarca, Ancón, P.Piedra y Ventanilla.
- Independización del sistema de telecontrol de las SET's de Chavarría y Sta. Rosa Nueva.
- Cambio de nuevas UTR's con protocolo Harris a otras nuevas de protocolo SAINCO.
- El abastecimiento de energía eléctrica a la población total, ubicada en las principales ciudades y zonas rurales del país.
- La electrificación total de las áreas urbanas.
- Aumento significativo en el grado de electrificación en la costa y en la parte sierra-norte (Chancay, Huaral, Sayán, etc).
- Disminuir sustancialmente las pérdidas de energía eléctrica.
- Aumento de la Capacidad Instalada en las SET's de Tomas Valle (a 50 MVA), y en Jicamarca (a 25 MVA).

1.4.2 Lineamientos generales para la priorización.

Establecemos los siguientes lineamientos generales a ser considerados:

- Programar el equipamiento eléctrico de menor costo que corresponda a alternativas factibles desde el punto de vista técnico-económico y financiero.
- Establecer programas de equipamiento que permita el planteamiento de nuevas alternativas consistentes para cubrir la demanda de energía eléctrica existente y futura.
- Para la formulación del programa de pre-inversión se deberá considerar el nivel de estudio de cada proyecto, analizando por separado a aquellas que cuentan con estudios de prefactibilidad de los que no lo tienen aún.
- Proyectar la demanda eléctrica en función de las demandas de los sectores de consumo, la que servirá de base para la implementación adecuada de ampliaciones en nuestro sistema eléctrico.
- Considerar prioritaria la culminación de proyectos que poseen un avance sustancial en su ejecución, así como aquellos proyectos que consideran obras complementarias.

1.4.3 Estrategia para el Mediano y Largo Plazo.

La estrategia de EDELNOR S.A., para el mediano y largo plazo debe conducir al empleo eficiente de los recursos económicos y técnicos que disponemos y sobre todo debe de estar marcada por una eficiente gestión empresarial. Tomando en cuenta lo siguiente:

- Aprovechar al máximo la capacidad de los sistemas eléctricos existentes.
- Mejorar la utilización de nuestro sistema eléctrico mediante la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución.

-Desarrollar y aplicar nuevas tecnologías para la ejecución del Programa de Mantenimiento (mantenimiento en caliente), con la finalidad de optimizarlos.

CAPITULO II

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO Y ESPECIFICACIONES TECNICAS

2.1 Generalidades.

El programa de equipamiento tiene como objetivo cubrir los incrementos futuros de potencia y energía determinadas mediante un estudio de mercado, para la proyección media más probable. Obviamente, éste programa de equipamiento está visto desde el punto de vista de equipos de Centro de Control y demás dispositivos hardware que se relacionan con la misma. Por ejemplo, el equipamiento de RTU's con tarjetas previstas para cubrir las necesidades actuales y futuras en un mediano plazo, pero con posibilidad de ser ampliadas en un proyecto a largo plazo.

El programa se establece para un periodo corto de 5 años, mediano plazo de 10 años y largo plazo de 25 años.

2.2 Consideraciones.

Consideraremos en el corto plazo, el programa de proyectos cuya ejecución está definida o se encuentra en proceso de construcción. Por ejemplo la puesta en servicio de la SET de Jicamarca con equipos completo de mando, protección y RTU en proceso de ejecución y puesta en servicio.

Para el mediano plazo, se analizan y definen los proyectos cuya ejecución debe de iniciarse a la brevedad (por ejemplo la puesta en servicio de las RTU's de las SET's de Canto Grande, Ancón, Puente Piedra y Ventanilla).

En tanto que para el largo plazo, tiene un carácter referencial, para definir la orientación general de desarrollo eléctrico y plantear el programa de estudios para aquellos proyectos cuya evaluación muestre resultados atractivos.

Consideraremos a las RTU's de las diferentes SET's solo como equipos hardware relacionados y complementarios a los equipos del propio Centro de Control. *No es de mi finalidad entrar en detalle de la composición de una RTU en si.*

Nota: El programa de equipamiento del Centro de Control considera a tener el control a distancia solo de los interruptores de:

- Las líneas en 220 kV y 60 kV.
- Transformadores de 220/60 kV y 60/10 kV. y
- Salida de alimentadores en 10 kV.

También considera el control del circuito en la SET Zapallal solo hasta la salida de las líneas 669 y 670. Es decir, no considera el control por telemando de los circuitos por ejemplo de las SET's de Chancay o Huaral, etc.

2.3 Programa de Equipamiento.

2.3.1 Programa de Integración de Cargas.

Se ha programado el siguiente plan de integración de cargas:

- 1996 Ampliación de la SET de Tomas Valle.
- 1996 Ampliación en la capacidad instalada en la SET Barsi.
- 1996 Ampliación en la capacidad instalada en la SET Chavarría.
- 1997 Nueva SET de Jicamarca.
- 1998 Ampliación y modificación de las SET's de Ancón y Puente Piedra.

2.3.2 Plan de expansión de la Distribución Primaria.

Los principales proyectos a concluirse en el quinquenio de 1997 son:

- Puesta en servicio de siete (7) alimentadores de 10 kV, en la SET de Ventanilla.
- Reforma en la red de distribución de seis (6) alimentadores de 10 kV, en la SET de Ancón.

-Puesta en servicio de dos (2) alimentadores de 10 kV, en la nueva SET de Jicamarca.

-Reformas en la red de distribución de 10 kV, en la SET de Pershing.

-Reformas en la red de distribución de 10 kV, en la SET de Sta. Marina.

2.3.3 Desarrollo del Sistema de Transmisión.

Un Sistema de Transmisión en general tiene por finalidad permitir el transporte de la energía desde las Centrales de Generación a los Centros de Transformación, a los centros de consumo y el intercambio de energía entre subsistemas.

Según su función, las instalaciones de transmisión pueden estar asociadas a los proyectos de generación, por lo tanto formar parte de ellos, o a los planes de integración de cargas, dependiendo su construcción del programa correspondiente, o finalmente, ser requerida para reforzar el sistema de interconexión entre subsistemas como es en nuestro caso.

En EDELNOR, las líneas de transmisión cumplen su función desde los Centros de Transformación de 220/60 kV (SET Chavarría y SET Barsi) a los Centros de Consumo, y estas nos permiten la interconexión entre subsistemas, por ejemplo entre las SET's de Chavarría 220/60 kV y Sta Rosa Nueva 220/60 kV.

Las principales líneas de transmisión para el periodo 1995 - 2000 son:

-Línea de 60 kV de la SET Zapallal a la SET Ancón.

-Línea de 60 kV de la SET Zapallal a la SET Puente Piedra.

-Línea de 60 kV de la SET Sta. Rosa Nueva a la SET Jicamarca.

-Línea de 60 kV de la SET Sta. Rosa Nueva a la SET Canto Grande (reforma).

2.3.4 Programa de Acciones a Corto Plazo.

A fin de superar los problemas que se nos presentaron luego del proceso de privatización, se tomaron las siguientes acciones inmediatas desde el punto de vista de implementación del Centro de Control, así como del punto de vista eléctrico del sistema:

- Elaborar los estudios de factibilidad y definitivos del Centro de Control.
- Adecuar el estudio definitivo a la necesidad prioritaria.
- Implementar el propio Centro de Control de EDELNOR.
- Independización de los puntos de telecontrol tanto en las SET's de Chavarría, Sta. Rosa Antigua y Sta. Rosa Nueva.
- Reconocimiento de los circuitos eléctricos pertenecientes a EDELNOR.
- Aumento de la capacidad instalada en los centros de transformación con sobrecarga considerable (SET's: Chavarría 60/10 kV, Ancón 30/10 kV, Puente Piedra 30/10 kV).
- Puesta en servicio de nueva línea de 60 kV (SET Tomas Valle - SET Oquendo).

2.3.5 Programa de estudios.

Estudios elaborados desde el punto de vista de implementación del Centro de Control:

- Estudio funcionamiento de un Centro de Control.
- Estudio para la creación de despliegues dinámicos.
- Estudio para la creación de puntos con telecontrol.
- Estudio de mantenimiento de un Centro de Control.

-Estudio para la adquisición de UTR's de acuerdo a la cantidad de puntos que se desea controlar.

-Asistencia a seminarios sobre implementaciones de Centros de Control.

-Estudios para el equipamiento del Centro de Control.

En las figuras (N° 8 y N° 9), mostramos el Diagrama de Conexión de Equipos del Centro de Control y su Esquema Unifilar del Sistema de Alimentación de los mismos. Estas dos figuras nos amplían el panorama del Centro de Control.

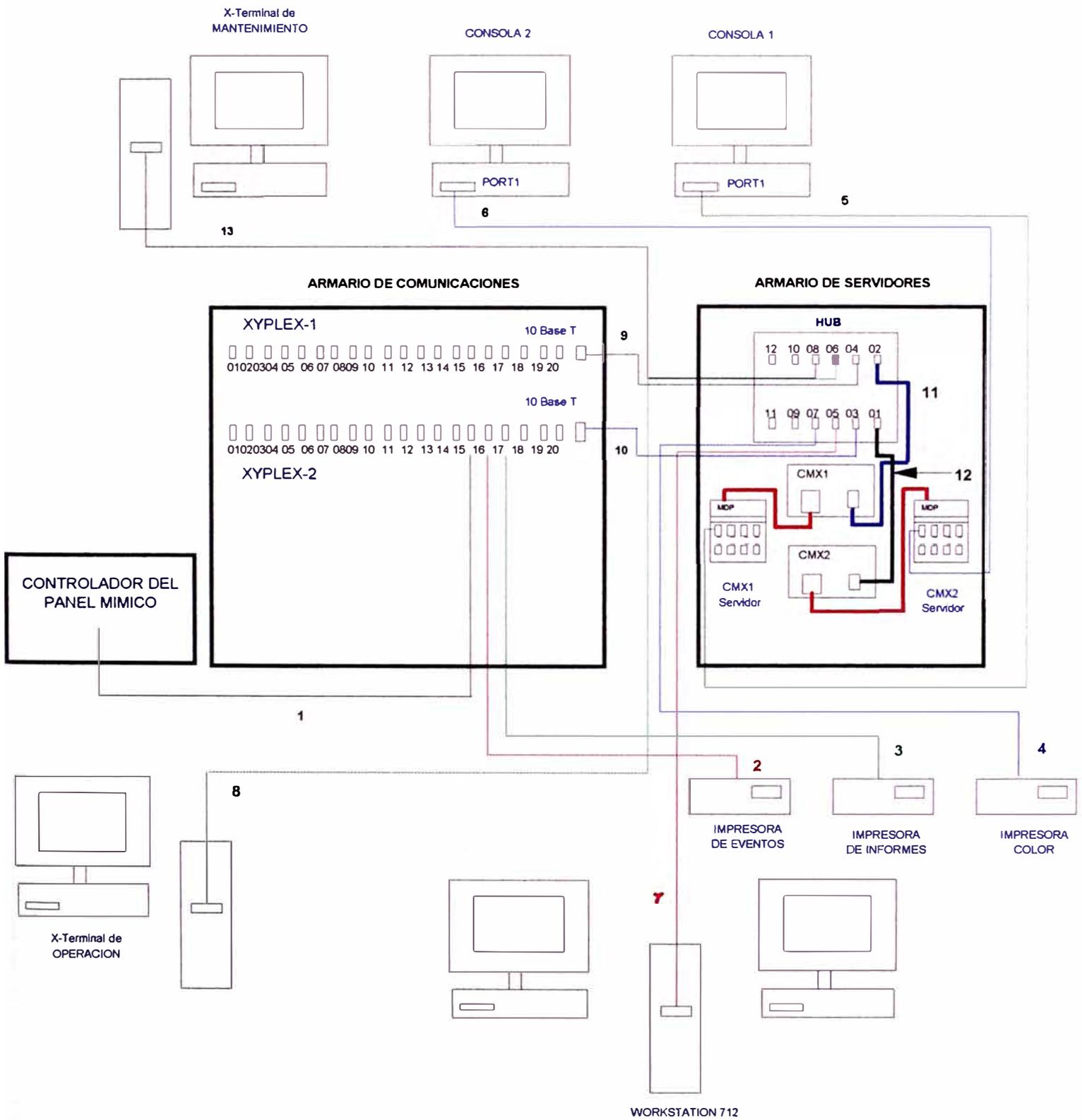


Fig N° 8: Diagrama de conexión de equipos del Centro de Control

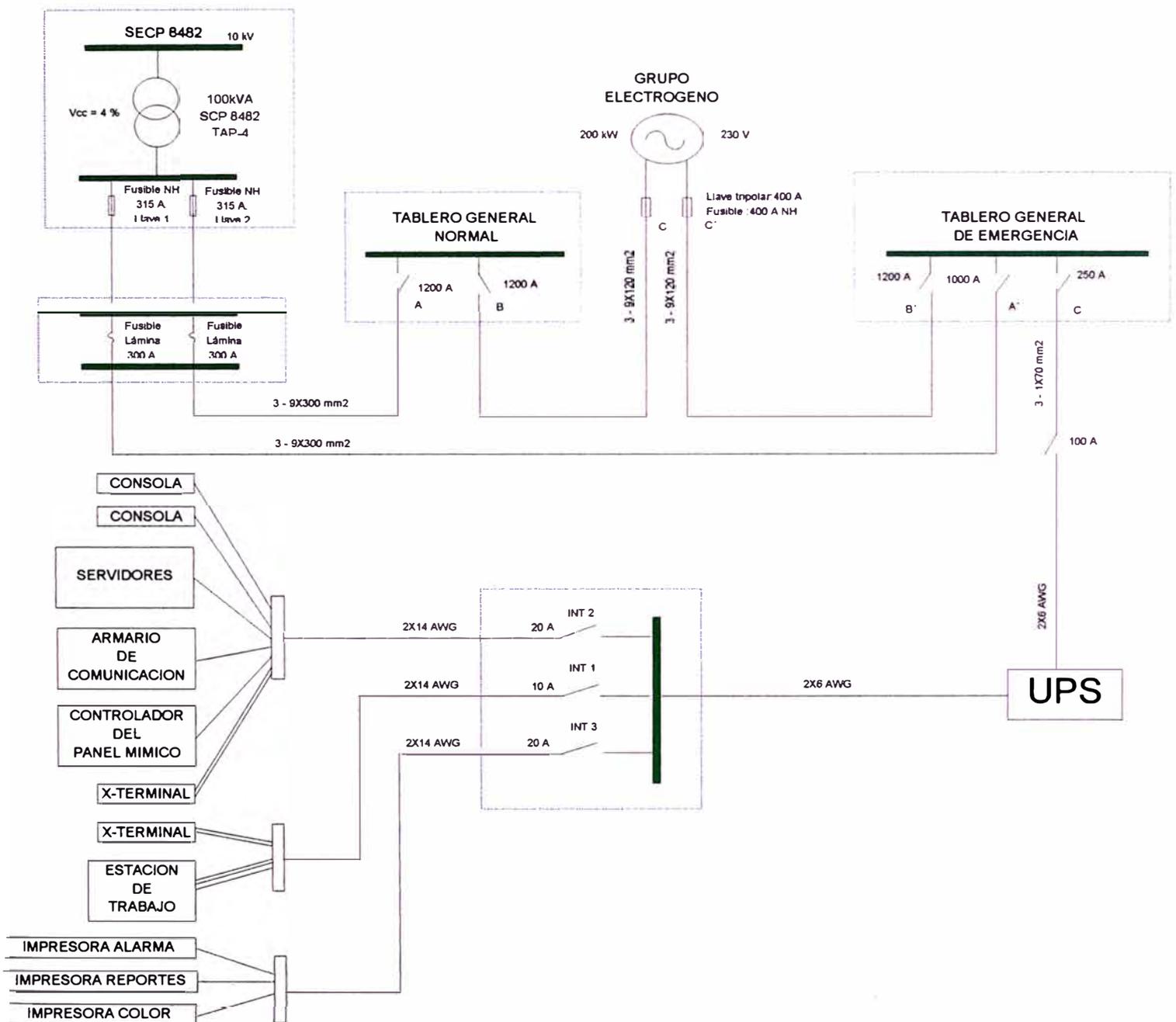


Fig. N° 9: Diagrama Unifilar del Sistema de Alimentación de Equipos del Centro de Control

2.4 Especificaciones técnicas de Equipos.

2.4.1 Equipos principales a corto y mediano plazo.

Inicialmente, luego de la división de la Ex-empresa Electrolima S.A. en las de hoy empresas EDEGEL, Luz del Sur y Edelnor S.A. teníamos que implementar nuestro “Propio Centro de Control”. Para llevar a cabo esto, como primera etapa de independización, previamente realizamos un estudio de los equipos con que se contaban en ese entonces y de los equipos que en un corto plazo se tendrían que adquirir. Puesto que la división física entre estas tres empresas trajo obviamente el “reparto” de equipos del Centro de Control.

En la diferentes SET’s de 60/10 kV, no hubo un problema significativo, pues las RTU’s que existían en cada una de éstas, luego de la división, permanecerían cada RTU en su SET correspondiente. El problema básicamente se encontraba en los equipos que constituyen un propio Centro de Control.

Así, en una primera etapa consideramos principales los siguientes equipos:

1.-Un Armario de Servidores de SCADA, conteniendo:

1.1-Servidor de Proceso Hewlett Packard 9000/800 Modelo E55.

- CPU PA-RISC de 96 MHz.
- Disco interno de 2 Gb.
- 128 Mb. de memoria RAM.
- 1 Conexión Ethernet a LAN.
- Controlador SCSI-II.
- Unidad de almacenamiento en cinta DAT.
- Sistema Operativo HP-UX.

- Software de TCP/IP, WINDOWS-MOTIF y utilidades de HP-UX.

1.2-Unidad HP-6000 SCSI/SE Modelo C3660RM-STD.

- con 4 disco de 1 GB cada uno.

1.3-Hub plus Ether Twist de 12 puertos RJ45.

2.-X-terminal:

- CPU PA-RISC de 80 MHz.
- 1 monitor a color de 19”.
- 1 teclado en castellano.
- 1 mouse.

3.-Una impresora matricial EPSON LQ-1170, ModeloP641:

- Cables de alimentación.
- Accesorios en general.

Como podemos observar, inicialmente nuestro Centro de Control quedaría implementado con el mínimo número de equipos. En resumen solo contábamos con un X-terminal (Pantalla), una impresora, teclado y ratón para la ejecución de telemandos. Solo el servidor de SCADA fue potencializado pensando en cubrir necesidades futuras.

2.4.2 Equipos para la Implementación de un Centro de Control.

Al implementar nuestro Centro de Control como uno definitivo, e incluso instalado en una nueva área física, se tuvieron que analizar varios factores, así entendemos que, los beneficios que aporta hoy en día una tecnología avanzada deben de estar acompañados por la fiabilidad y el servicio a largo plazo. Es por ello que decidimos por optar la adquisición de un sistema SCADA. Esto por la fiabilidad y el

rendimiento mostrado en diversos Sistema Eléctricos de otros países, logrando de esta manera dar soluciones más modernas existentes en el mercado.

Al momento de tomar decisiones, nos preguntábamos ¿Cuál sería la Topología de nuestro sistema a implementar?. Obviamente, no teníamos una respuesta en forma precisa; hasta que finalmente, optamos por tomar el modelo de un sistema de tamaño mediano. Etonces, ésta etapa, consistiría en implementar el telecontrol de las nuevas Subestaciones de Transformación y nuevos circuitos incorporados a nuestro Sistema. Principalmente, por el crecimiento de su demanda y la incorporación de nuevos clientes. Así, en esta etapa consideramos los siguientes equipos:

1.-Armario de Servidores de SCADA, conteniendo.

1.1-Servidor de Proceso Hewlett Packard 9000/800 Modelo E55.

- CPU PA-RISC de 96 MHz.
- Disco interno de 2 Gb.
- 128 Mb. de memoria RAM.
- 1 Conexión Ethernet a LAN.
- Controlador SCSI-II.
- Unidad de almacenamiento en cinta DAT.
- Sistema Operativo HP-UX con licencia para los dos (2) usuarios precargado, licenciado y preconfigurado.
- Software de TCP/IP, WINDOWS-MOTIF y utilidades de HP-UX.
- Software de OASyS completo (CMX, XOS y XIS), precargado, configurado y licenciado.

- Multiplexor para terminales RS-232 MDP

1.2-Unidad HP-6000 SCSI/SE. Modelo C3660RM-STD con cuatro discos de 1 GB de capacidad cada uno. Documentación original del equipo suministrada por H.P.

1.3-Hub Plus Ether Twist de 12 puestos RJ45. Documentación original del equipo suministrada por H.P.

1.4-Unidad de aireación.

2.-Armario de comunicaciones, conteniendo:

2.1-Servidor de comunicaciones XYPLEX Modelo MX-1620-004.

2.2-Servidor de comunicaciones XYPLEX Modelo MX-1620-004.

2.3-24 Modem VAYRIS modelo PP-312, montados en chasis con fuente de alimentación AC/DC.

2.4-Unidad de aireación.

2.5-Conjunto de elementos mecánicos y eléctricos para montaje y conexionado de los equipos en el armario. Documentación de equipos y montaje en armario.

3.-Terminal de mantenimiento alfanumérico.

- Cables de conexiones a red.

4.-Terminal de mantenimiento alfanumérico.

- Cables de conexiones a red.

5.-Estación de Trabajo HP 9000/700 Modelo 712/80, equipada con:

- CPU PA- RISC de 80 Mhz.

- 2 Gb en disco interno.

- 96 Mb. de memoria RAM.

- 1 conexión LAN.
- Sistema Operativo HP-UX con licencia para dos (2) usuarios precargado, licenciado y preconfigurado.
- Software de TCP/IP, WINDOWS-MOTIF y utilidades de HP-UX.
- Software de OASyS, XOS, precargado, configurado y licenciado.
- Teclado castellano..
- Ratón..
- Cables de alimentación.

6.-Monitor color.

- Teclado castellano..
- Ratón.
- Cable alimentación.
- Cable RGB.

7.-Monitor color.

- Teclado castellano..
- Ratón..
- Cable alimentación.
- Cable RGB.

8.-Impresora matricial EPSON LQ-1170, Modelo P641A.

- Cable alimentación
- Accesorios.

9.-Impresora matricial EPSON LQ-1170, Modelo P641A.

- Cable alimentación

- Accesorios.

10.-CONTROLADOR DE MIMICO, equipado con:

- CPU MVME 105.
- 2 tarjetas de 64 salidas digitales para control de circuitos a lámparas del Mímico
- Chasis, fuentes de alimentación y elementos eléctricos y mecánicos para su montaje.
- Cables tipo Par Trenzado (4pares) clase 5 para conexión a red LAN.
- Cable para conexión RS-232 a impresoras.
- Cable RS-232 para conexión consola Servidor de Terminales.

En la actualidad (setiembre de 1997) nos encontramos en los trabajos de la independización total de nuestro sistema, esto es en lo que se refiere al telecontrol propio de las SET's de Chavarría y Sta. Rosa específicamente.

2.4.3 Función de los equipos del Centro de Control.

Como función en conjunto, los principales son:

-Armario de Servidores de SCADA, lugar donde se encuentra la Unidad Central de Proceso, la Unidad de Almacenamiento en cinta, etc. Es decir, es aquí donde internamente interactúan los Componentes Principales del Sistema de Arquitectura Abierta (CMX, XIS, XOS, XAP, OMS).

-Armario de comunicaciones, lugar donde se efectúan el proceso de recepción y emisión de datos en tiempo real a través de las líneas de comunicaciones. Es decir, aquí se interactúa directamente con las RTUs instaladas en las SET's.

-Terminal de mantenimiento alfanumérico, compuesta de una pantalla, un teclado y un ratón. Nos permite interactuar con el sistema, por ejemplo realizar el proceso de arranque y parada del sistema.

-Estación de Trabajo, nos permite ejecutar acciones en tiempo real. Es decir, no permite por ejemplo: accionar los telemandos y en general nos permite tener el control del sistema para el cual fue implementado este Centro de Control.

-Controlador del Panel Mímico, compuesta de tarjetas para el control de los indicadores (LEDs) del Panel. Nos permite tener una visión panorámica completa acerca del estado de nuestro sistema, comportamiento del sistema de Alta y Media Tensión 220 kV y 60 kV (trafos de 220/60 kV, trafos de 60/10 kV, líneas de 220 kV y líneas de 60 kV), a través de diferentes señalizaciones intermitentes de los indicadores (LEDs).

2.4.4 Estaciones de trabajos.

Una Estación de Trabajo, normalmente está compuesta por una pantalla, la CPU, un teclado y un ratón. Este conjunto, nos permite interactuar con el sistema, ejecutar acciones, ejecutar mandos a distancia (telemandos), recolectar datos en tiempo real, registrar eventos en tiempo real, etc. y todas las acciones descritas en los capítulos anteriores y posteriores.

Nuestro sistema, fue implementado con un agregado (una estación de trabajo con dos pantallas). Es decir, nuestra estación de trabajo está compuesta de *dos pantallas, una CPU, un ratón y un teclado* (ver figura N° 10).

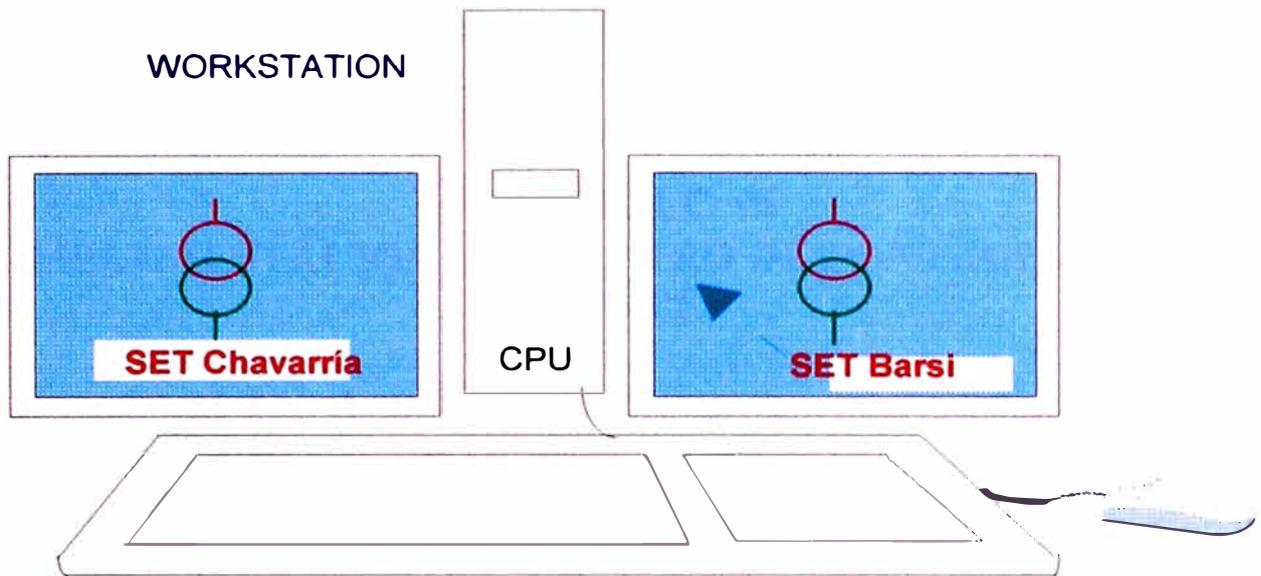


Fig. N° 10: Estación de Trabajo del Centro de Control de Edelnor

Observación: El contar con dos pantallas y un solo mouse nos permite obtener por ejemplo, el despliegue simultáneo de dos (2) Subestaciones de Transformación diferentes. Por ejemplo, a la salida y a la llegada de una línea. También nos permite ver en una misma Subestación de Transformación, un despliegue de Alta Tensión y otro de Baja Tensión, etc. Esta ventaja es muy necesario para el tipo de trabajo que se realiza en el Centro de Control en tiempo real. Por ejemplo, cuando se efectúan la reposición de los circuitos post-falla (recuperación de la demanda), se reduce considerablemente el tiempo de reposición de un circuito como veremos más adelante.

CAPITULO III

IMPLEMENTACION DEL CENTRO DE CONTROL DE LIMA-NORTE

3.1 Generalidades.

Nuestro Sistema a implementar es de arquitectura abierta “OASyS”, esto pues constituye una solución avanzada, tanto en la supervisión, control así como en la gestión de la información en tiempo-real.

Al implementar este Centro de Control, entendemos que, los beneficios que aporta una tecnología avanzada deben de estar acompañados por la fiabilidad y el servicio a largo plazo. Es por ello, que decidimos por optar la adquisición de un sistema SCADA. Esto por la fiabilidad y el rendimiento mostrado en diversos Sistemas Eléctricos de otros países que también han renovado sus propios Centros de Control a lo largo de un período de 25 años, logrando de esta manera dar soluciones más modernas existentes en el mercado.

El desarrollo del sistema **OASyS** comenzó en 1989. En reconocimiento del inicio de una tendencia hacia arquitecturas basadas en estándares abiertos, la estrategia llevada a cabo fué la de combinar el desarrollo de una plataforma de **SCADA** avanzada, con los productos emergentes de *software* de altas prestaciones elaborados por algunos de los principales fabricantes. El sistema **OASyS** se convertiría así en la primera plataforma **SCADA** “abierta” del mundo.

Nuestro sistema **OASyS**, dispone así de la máxima flexibilidad, en términos de diseño, para la integración de información, con datos obtenidos del sistema propio de la empresa como procedentes de sistemas externos a ella. El objetivo es de usar esta nueva tecnología, para ayudar a entenderla su uso como elemento clave en la evolución de las redes de gestión de información de la empresa.

La elección del sistema operativo **UNIX** y de una arquitectura abierta para el sistema **OASyS** garantiza su futura compatibilidad con la más extensa gama de opciones *hardware* y *software*, con vistas al momento en el cual los sistemas actuales llegan inevitablemente a la hora de ser expandidos y/o modificados. La completa distribución de cada uno de los elementos que componen el sistema **SCADA** permite la modificación en los restantes componentes del sistema.

Nuestro sistema **OASyS**, opera sobre plataformas múltiples y es aplicable a conceptos “abiertos”. **OASyS** la usaremos en nuestro Sistema de Gestión de Base de Datos Relacionales de nuestra Interfase Hombre-Máquina y en la creación de redes de comunicaciones.

Nuestras estaciones de trabajo, terminales y servidores de terminales constituyen los principales componentes del *hardware*. En nuestro caso, contaremos con 2 ordenadores personales (**Pcs**) adecuadamente equipados que formarán parte de la configuración de nuestro sistema **OASyS**.

Nota: El tema que elegí como estudio, consta de una descripción general de la estructura y funcionalidad del sistema desde el punto de vista del usuario. Un “usuario” puede ser cualquier gerente, supervisor, ingeniero, programador, operador o simple observador. Un “responsable del sistema” puede ser cualquiera de estas

personas que tenga responsabilidad añadidas con respecto a la configuración y gestión del sistema.

En la figura N° 11, ilustramos los principales componentes de una configuración típica del sistema **OASyS**. Es importante destacar el hecho de que la estructura de **OASyS** no refleja la tradicional relación maestro-esclavo existente entre el/los ordenador(es) principal(es), estaciones sub-maestras y estaciones remotas. Por el contrario todos o cualquiera de los elementos de *software* de la arquitectura **OASyS** pueden coexistir en una estación de trabajo bajo el mando de un sólo procesador, o bien estar ampliamente distribuidos entre múltiples equipos y procesadores conectados entre sí por medio de redes compatibles. Del mismo modo, se les puede asignar a los equipos remotos funciones de nodo inteligente con un grado de sofisticación comparable al de una estación maestra.

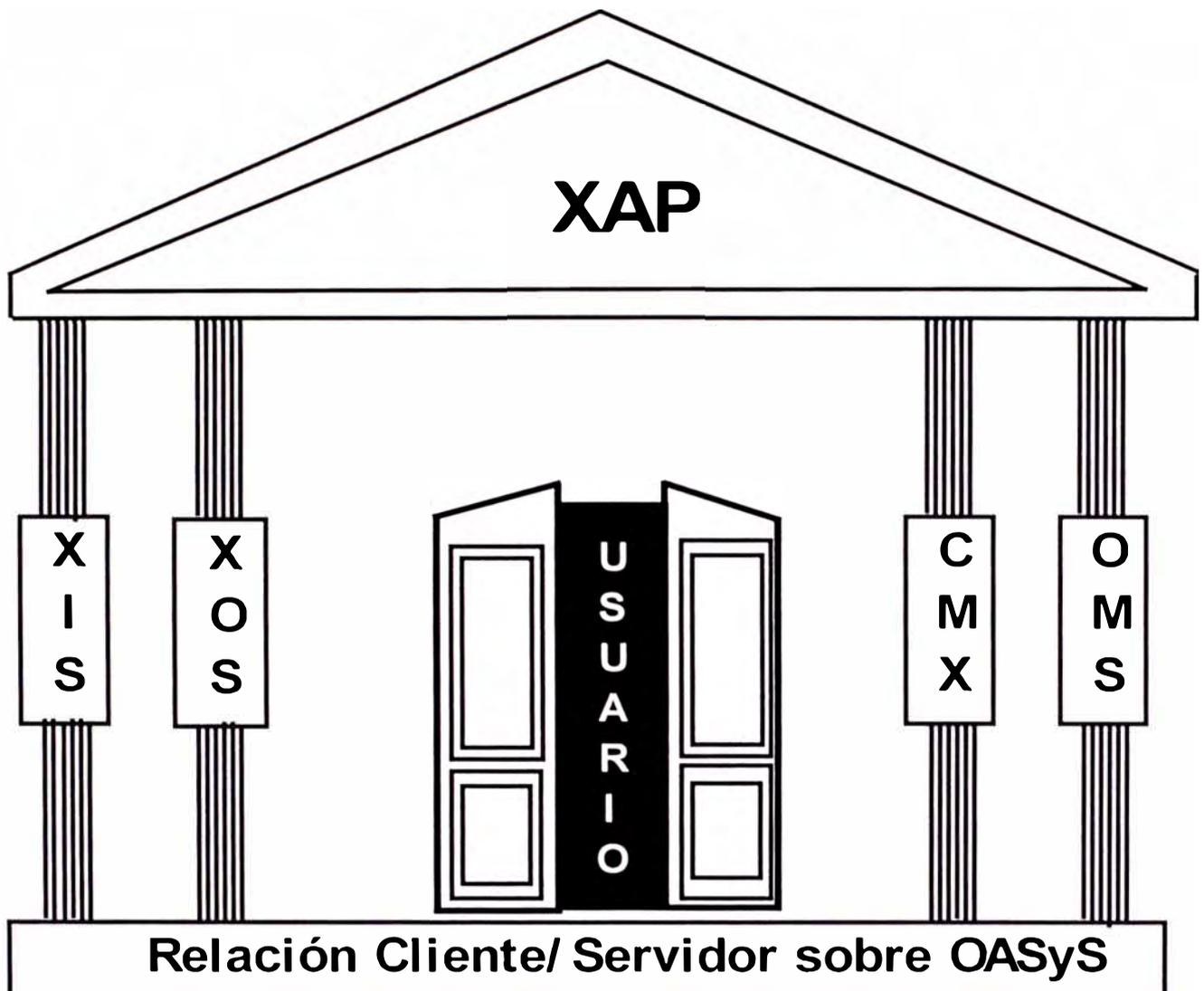


Fig. N° 11: Componentes Software de OASyS

La interoperabilidad entre los elementos del sistema constituye el principal objetivo de la filosofía “cliente/servidor” que se aplica, de manera universal, a todas las transacciones que se llevan a cabo entre los bloques modulares y funcionales del sistema OASyS.

El concepto “cliente/servidor” permite la interrelación de numerosas fuentes de datos entre ellos, incluyendo el conjunto de *software* de OASyS que actualmente se compone de los siguientes cinco elementos: CMX, XOS, XIS, XAP y OMS; las cuales detallaremos en el siguiente acápite.

3.2 Terminología.

OASyS "Open Aquitecture System" . Es el Sistema de Arquitectura Abierta.

SCADA "Supervisory Control and Data Acquisiti3n" . Es el Sistema de Control y Supervisi3n.

CMX "Control y Measurement eXecutive" . Es la gesti3n de la base de datos en tiempo real, el control de la misma y la generaci3n de transacciones tambi3n en tiempo real. Este es el N3cleo SCADA en tiempo real para la monitorizaci3n de procesos.

XOS "X-Windows Operator Station " . La Interfase Hombre-M3quina para las presentaciones gr3ficas din3micas y el control de dispositivos por parte del operador del Centro de Control.

XIS "eXtended Information System ". Nos relaciona con la base de datos hist3rica. Este es una plataforma para aplicaciones empresariales en tiempo real y la interconexi3n con el sistema corporativo.

XAP "eXternal Application Procesor ". Mediante la consola de desarrollo XAP se pueden realizar aplicaciones espec3ficas externas al sistema OASyS, estas pueden ser creadas y distribuidas a cualquier nodo de la red. Las aplicaciones creadas bajo este entorno pueden leer y escribir datos a la base de datos de CMX y XIS, asi como generar alarmas, eventos y participar en suma de una perfecta integraci3n en el entorno OASyS.

OMS "OASyS Management Station". Componente del sistema OASyS que suministran las herramientas para la administraci3n, monitorizaci3n y configuraci3n del sistema. A trav3s del OMS se tiene el punto de entrada para las monitorizaci3n de

las CPUs, redes y subsistemas; así como para la adición de usuarios y nodos, centralización de datos y administración de informes y gráficos.

3.3 Introducción.

Al momento de tomar decisiones, nos preguntábamos ¿Cuál sería la Topología de nuestro sistema a implementar?. Obviamente, no nos podíamos contestar en forma precisa, pero contábamos con modelos de Centros de Controles implementados en otros países; finalmente, optamos luego de un análisis minucioso por tomar el modelo de un sistema de tamaño medio y lo dividimos todo nuestro proyecto en tres etapas:

La primera etapa, básicamente comprendía en reconocer todo nuestro sistema con lo disponible hasta ese entonces, vale decir las RTU's existentes propias de EDELNOR S.A., y las RTU's existentes compartidas con las ahora Empresas Luz del Sur y EDEGEL.

La segunda etapa, consistiría en implementar el telecontrol de las nuevas Subestaciones y nuevos circuitos incorporados a nuestro Sistema. Principalmente por el crecimiento de su demanda y la incorporación de clientes.

Y, **la tercera etapa**, consiste hasta la actualidad en la independización total de nuestro sistema, esto en lo que se refiere al telecontrol y telecomando de las SET's Chavarría y Sta. Rosa.

Consideraciones

Configuración del Sistema:

-Verificamos que la configuración hardware y software cumplen los requerimientos impuestos por EDELNOR, así como la verificación del correcto funcionamiento tanto del hardware como del software externo al SCADA (Sistema Operativo, etc.).

-El SAINCO nos suministrará el hardware y software para nuestro Centro de Control a implementar.

-Existen un conjunto de pruebas que se usan para comprobar las diferentes funciones con que consta el Sistema.

-Obviamente, al implementar este Centro de Control partimos de lo que ya tenemos, incorporando a éste nuevas tecnologías compatibles con las anteriores.

-Para las pruebas fueron necesarios equipos para realizar simulaciones de las señales de campo y testeo de las distintas funciones del sistema, estos son algunos.

a) Fuente de Intensidad variable para la simulación de valores analógicos (telemedida).

b) Analizador de comunicaciones serie.

c) Equipo de simulación de entradas digitales en la RTU.

d) Equipo de simulación de contadores.

Adicionalmente usamos para las pruebas:

-PC para simulación de RTU con protocolo HARRIS, cargado con el software de simulación y conectado a una línea de comunicaciones.

-Chasis configurado con CPU y placas de entrada salida para simulación de RTU TT-2000 de SAINCO, con protocolo SAP 20.

a) *Fuente de Intensidad Variable*, este equipo se utiliza para la simulación de una entrada analógica de campo en la RTU. Consiste en una fuente de intensidad que

suministra valores entre 0 y 9.99 mA. La selección del valor de salida se realiza mediante pulsadores de incremento y decremento en unidades décimas y centésimas de mA. El equipo dispone de 2 cables de salida que se conectan en las bornas correspondientes al positivo y negativo de una entrada analógica, en la RTU.

b) *Analizador de comunicaciones*, Para la comprobación del correcto flujo de mensajes entre la Estación Maestra y las RTU's. Dicho analizador se interconecta en la línea de comunicaciones que parte del Front-End y va a la RTU.

c) *Equipo de Puebas de contadores*, Este equipo es autómatas que permite comprobar el correcto funcionamiento de una entrada de contadores en la RTU. Permite ser configurado para simular el cierre del contacto, pudiéndose configurar el tiempo de cierre y el número de cierres por tiempo. Este equipo dispone de dos cables que se conectan en las bornas de campo de la entrada del contador a la RTU.

3.4 Topología de un Sistema.

Nuestro sistema OASyS ofrece un elevado grado de configurabilidad.

Topología del Sistema:

En todo sistema SCADA luego de la instalación inicial, muy a menudo, en algunos meses o hasta incluso en semanas son realizados cambios, expansiones y puestas al día. Es decir los sistemas SCADA nunca son estáticos. El Objetivo de este sistema es el de suministrar el más amplio rango de posibilidades para la configuración inicial del sistema y la mayor flexibilidad para el momento en que se deseen realizar modificaciones en el sistema.

A pesar de que no nunca existen dos sistemas idénticos, este sistema posee un conjunto común de bloques. Las diferencias entre los sistemas se encuentran

fundamentalmente en la distribución del hardware y del software entre los distintos componentes.

Las Estaciones de trabajo, servidores y periféricos que mostramos en los siguientes tres (3) esquemas (Figuras N° 12, 13 y 14), están siendo constantemente mejorados por los fabricantes. A medida que se realizan avances en el rendimiento de las máquinas, cae el precio de estas.

Nota: Con el propósito de adecuarnos a las mejoras calidad/precio, este sistema del Centro de Control de Lima-Norte no se vió en la necesidad de realizar inversiones en las necesidades futuras, sino más bien adquirimos la mínima cantidad de hardware que satisfagan los requerimientos existentes en la actualidad con una proyección a un corto plazo.

En un entorno donde los cambios tecnológicos son continuos, la compatibilidad de este sistema con las nuevas generaciones hardware y sistemas operativos, tales como HP-UX y AIX de IBM, es obviamente de principal importancia. Este sistema adoptará las líneas maestras de desarrollo impuestas por los líderes de la industria. Por último, para asegurar que nuestro sistema esté construido sobre una plataforma estandarizada y ampliamente aceptada en el mercado, solamente son utilizadas llamadas que sigan la norma bajo sistema operativo UNIX.

3.4.1 Topología hardware típica.

El objetivo existente en el diseño de nuestro Sistema con Arquitectura Abierta (**OASyS**), es acoplar nuestro Sistema de Control y Adquisición de datos (**SCADA**) y la ejecución de aplicaciones software sobre plataformas de múltiples vendedores. Esto es de particular significancia para nosotros, para nuestra gestión de información los cuales seleccionamos hardware procedentes de un único vendedor.

Se convierte en muy importante cuando se requiere portabilidad de datos entre las fronteras tradicionales de los sistemas **SCADA** para dar soporte a tareas de organización, logística y producción o administración de información.

Los siguientes esquemas ilustran desde pequeños a grandes sistemas. El hardware puede ser originario de SUN, DEC, IBM o HP y pueden incluso estar mezclados dentro de un mismo sistema, a pesar de que por economía, instrucción de operadores y razones de mantenimiento, raramente se mezclan equipos de diferentes vendedores en un único proyecto.

Nota: en el siguiente acápite 3.4.2, describimos la configuración más pequeña disponible para **OASyS** (Figura N° 12). En realidad existen pocos sistemas como éste. Una configuración ligeramente mayor, más práctica y con posibilidad de redundancia se muestra en el ítem 3.4.3 (Figura N° 13), finalmente en el siguiente ítem 3.4.4, mostramos la configuración típica para un sistema de gran tamaño (Figura N° 14). El software y la funcionalidad de **OASyS** es independiente del tamaño del sistema.

Cuando al pasar el tiempo nuestro sistema se expandan, realizaremos el paso a sistemas mayores sin ningún inconveniente. Y lo que es más importante, estamos seguros de que cuando lo hagamos el hardware existente en nuestro sistema será utilizable como hasta entonces.

Observación: es importante hacer notar que en una misma escala de sistemas se pueden acomodar diferentes configuraciones. Por ejemplo, se puede utilizar una estación de trabajo más pequeña y menos costosa siempre que los requerimientos exigidos por la empresa lo permitan. Para un tamaño de sistema medio o grande, es

posible realizar reducciones en el número de puertos de comunicaciones o consolas de operación.

3.4.2 Organización y administración de un sistema de pequeña escala.

En su forma más simple, el sistema OASyS consiste en:

- **Un procesador principal**, las especificaciones necesarias para dicho procesador varían ampliamente y dependen en general del número de puntos teledidos, el período en el cual deben ser tratados, el número de **XOS** necesarios y el número de aplicaciones que deban comunicar con **OASyS**.
- **Un monitor a color**, el monitor que normalmente es suministrado con cada estación de trabajo, ofrece al operador gráficos de alta resolución.
- **Una impresora**, Esta impresora puede ser utilizada para imprimir imágenes, informes, eventos, etc. Puede ser matricial o láser. Si pretende ser utilizada para imprimir imágenes deberá ser compatible con *postscript*.
- **Un servidor de terminales**, cada servidor de terminales posee 16 puertos que pueden ser utilizados para conectar dispositivos serie, tales como impresoras, modems o terminales orientados a caracteres.
- **Una red local Ethernet**, esta red local (**LAN**) conecta los componentes anteriores. El formato utilizado para la red Ethernet puede ser *thin wire*, *thick wire*, par trenzado o fibra óptica. Cada uno de ellos posee sus ventajas y desventajas.
 - ° El par trenzado se puede utilizar si se quiere aprovechar la red de telefonía existente en un edificio.
 - ° El formato *thick wire* aporta un elevado ancho de banda.

° La fibra óptica puede utilizarse en casos donde la red LAN debe alcanzar dos edificios con diferentes potenciales de referencia o donde existan ambientes con elevados ruidos eléctricos.

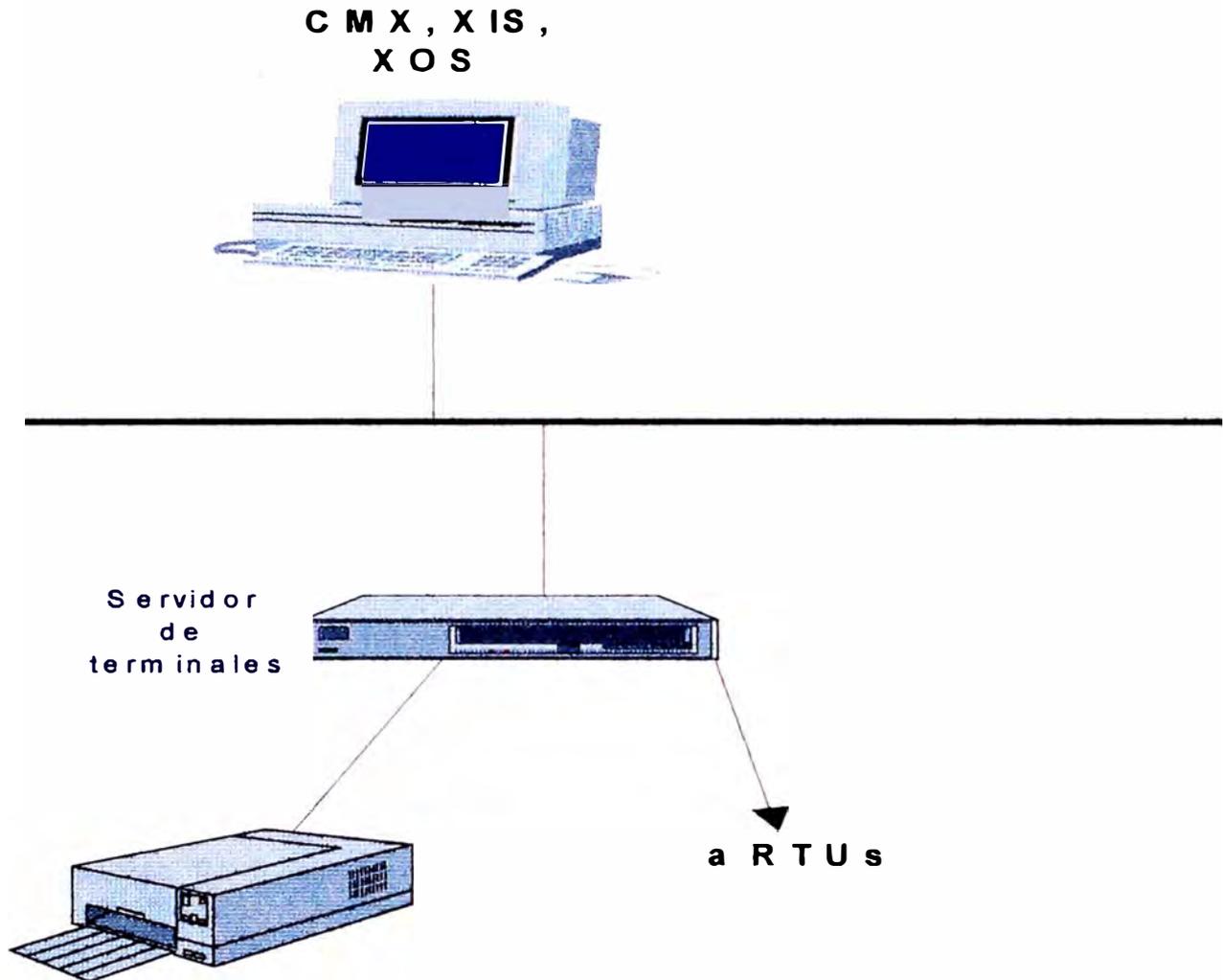


Fig. N° 12: Sistema OASyS de Pequeña Escala

3.4.3 Organización y administración de un sistema de tamaño medio.

Aquí utilizamos dos procesadores principales para asegurar la redundancia del sistema. En esta configuración se utiliza un procesamiento ON-LINE/BACKUP. Es decir que si ocurriese un fallo en la CPU o la red LAN el sistema conmutaría automáticamente, pasando el control desde la CPU activa a la reserva. Estas conmutaciones pueden ser inducidas por operadores con los debidos niveles de privilegio para realizar la operación.

A continuación mostramos una configuración dual. Esta configuración incrementa la disponibilidad de pantallas para la operación. También se pueden conectar hasta cuatro pantallas a una misma CPU. Dos conmutadores digitales permiten a los servidores de terminales de soportar la configuración redundante. Una estación de trabajo permite, fuera del sistema en tiempo real, el desarrollo y distribución de los gráficos, así como la configuración de la base de datos sin necesidad de interrumpir las operaciones de SCADA.

Se utilizan dos procesadores independientes para XIS, lo cual permite descargar al procesador de CMX. Cada nodo XIS está conectado entre sí mediante un bus CSSI para compartir discos. Los discos son dispuestos de tal manera que el XIS activo pueda escribir sobre ambos discos a la vez, manteniendo los discos la misma información. En el caso de una conmutación de XIS, el XIS de reserva será capaz de leer del disco secundario sin que ocurra ninguna pérdida de datos.

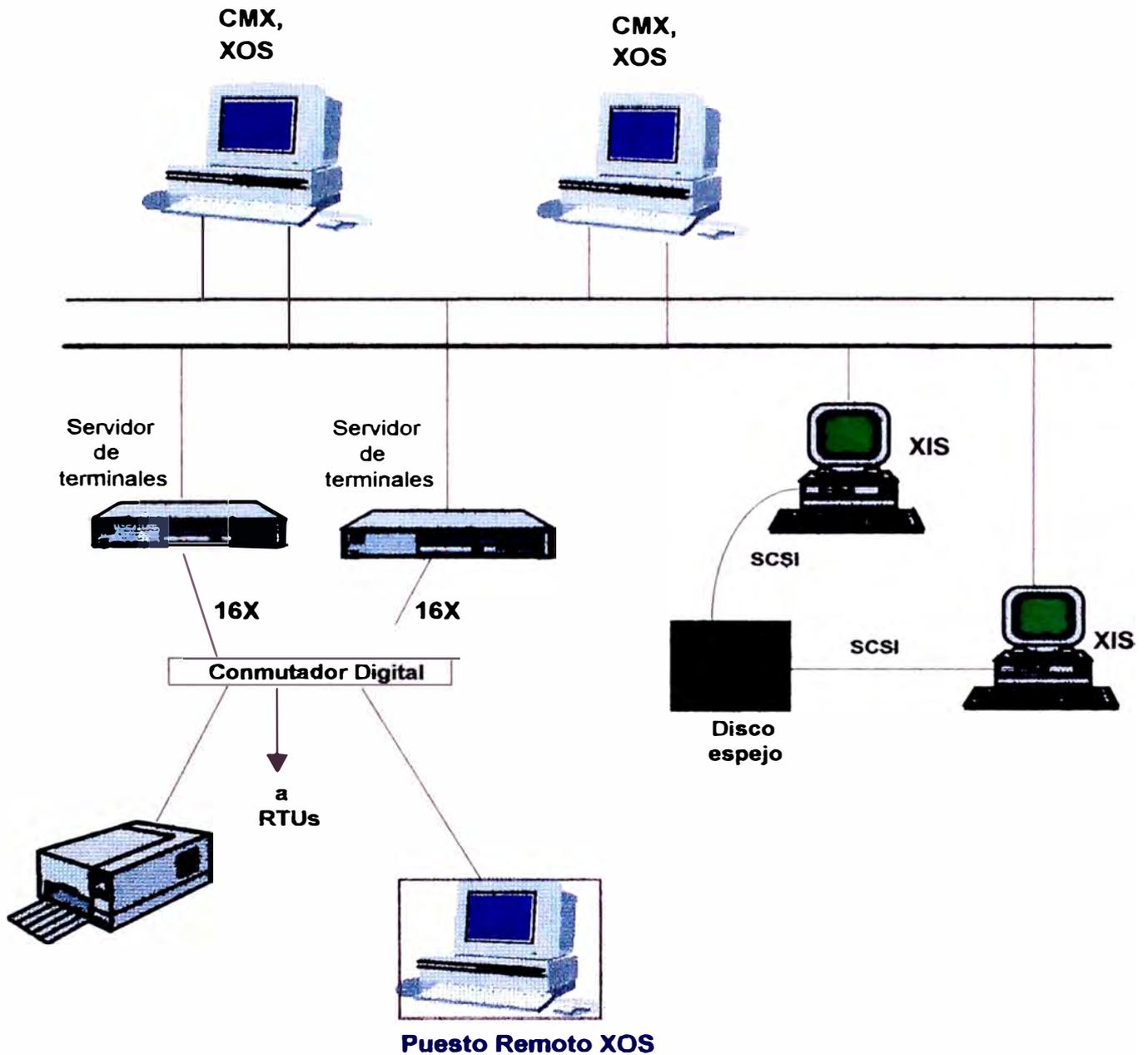


Fig. N° 13: Sistema OASyS - Configuración Media

3.4.4 Organización y administración de un sistema de gran tamaño.

Para los sistemas de gran tamaño, se añaden los siguientes elementos:

- Estaciones de trabajo con hasta cuatro monitores. Esta disposición logra una gran cantidad de espacio disponible en pantalla, ya que los cuatro monitores actúan como

uno solo de gran tamaño, esto permite la visualización simultánea de varias imágenes.

- Disco óptico. OASyS soporta varios tipos de discos ópticos.

- Servidor de impresoras. Consiste en un servidor de terminales conectado únicamente a impresoras.

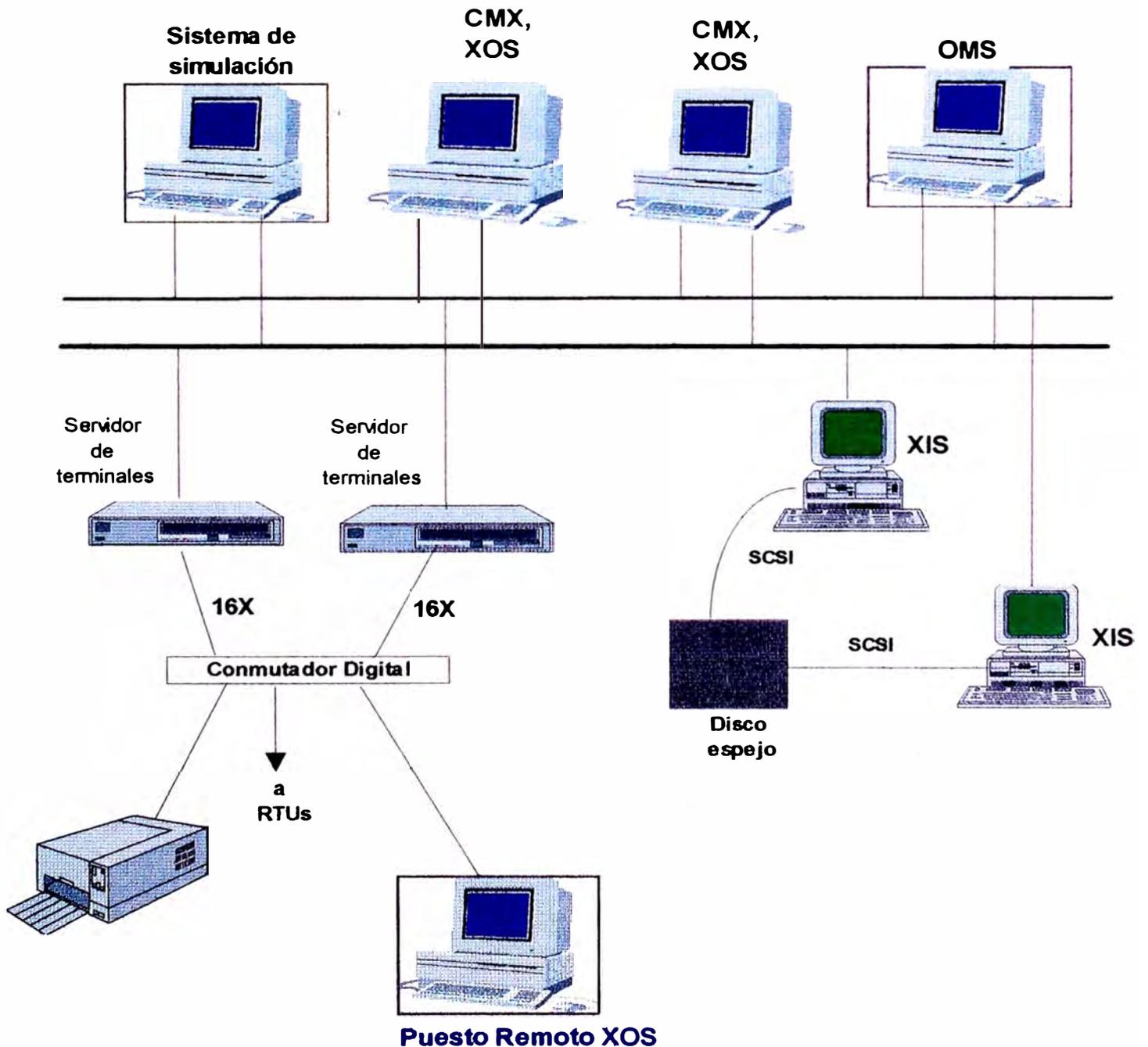


Fig. N° 14: Sistema OASyS de GranTamaño

3.5 Distribución del Software para la Organización y Administración del Sistema.

COMO UTILIZAR EL SISTEMA OASYS

En el siguiente ítem detallaremos respecto al entorno operativo del sistema OASYS, describiendo y detallando el acceso y seguridad del sistema, las responsabilidades de los usuarios (Operadores, personal de mantenimiento del sistema, supervisores, programadores, etc.), y en general los diferentes niveles de acceso que posee nuestro sistema y facilitando una relación de los paquetes de software más comunes que se encuentran en el mercado.

3.6 Acceso y Seguridad del Sistema.

En nuestro sistema, el elevado índice de seguridad en el acceso al mismo es un requisito indispensable. En estos casos y antes de que el operador solicite el acceso, la estación de trabajo exhibe *El Panel de Control de Acceso*, el cual solicita al usuario su nombre y una clave válida al principio de una sesión o turno de trabajo. Esta operación le permitirá al operador el acceso a un área predeterminado del sistema, en relación a la cual se le haya asignado responsabilidad al personal.

El control de seguridad lo implementamos de las siguientes maneras:

-Limitamos el acceso a determinados sectores del sistema, denominados "Áreas de Responsabilidad" (AoRs), definidos en nuestra base de datos **CMX**.

-Asignamos "Niveles de Privilegio" individuales en el interfase Hombre - Máquina **XOS**.

-El conjunto de gráficos y funciones de control, accesibles por el usuario, lo configuramos de manera específica en **XOS**.

-Asignamos un nivel de privilegio a un nodo concreto de la configuración.

Al momento de acceder a nuestro sistema (la secuencia más básica de la operación sobre **OASYS**) ponemos en funcionamiento todos los elementos del software del sistema. La propia pantalla de visualización queda bajo la administración de **XOS**, que interpreta además las entradas del teclado, del ratón y gestiona el control de claves de acceso y la seguridad del sistema. La operatividad funcional del sistema **SCADA** dentro del AORs queda bajo el mando del núcleo de **SCADA, CMX**. Así mismo, al acceder al sistema, el usuario obtiene acceso controlado a la base de datos histórico que opera bajo sistema **XIS**.

Los eventos de acceso y salida del sistema, así como los relativos a las AORs, se registran y los podemos imprimir en la impresora de sucesos. Las estaciones de trabajo que no hayan sido accedidas por ningún operador, mantienen todas sus capacidades bloqueadas. La inactividad en una estación de trabajo durante un periodo de tiempo provocará la desconexión *o logout* del operador.

Asignamos a los operadores un área de responsabilidad personal por defecto, la cual es seleccionada automáticamente al momento de acceder al sistema, y permite además recuperar una configuración específica dentro del sistema. Pueden seleccionarse otras AORs en cualquier momento, siempre que el operador este autorizado para acceder a ellas.

Determinadas ventanas pueden no ser accesibles al operador, incluso en aquellas AORs en las que generalmente se les permite el acceso.

Alternativamente, permitimos el *acceso de solo visualización*, con control deshabilitado. El sistema **OASYS** muestra los datos y las alarmas relativas a todo el

sistema, a grupos de remotas, o a Areas de responsabilidad según la definición realizada sobre la base de datos CMX.

Un operador solo puede recuperar ventanas (como por ejemplo el panel de control utilizado para la gestión de dispositivos de campo) si posee el nivel de privilegio apropiado. Tanto el acceso a otras Areas, como al sistema XIS, pueden estar igualmente sujetos a protección mediante claves de acceso.

Los gráficos pueden ser editados con el sistema ON-LINE, en función así mismo del nivel de privilegio del usuario.

Nota: Solo los usuarios debidamente designados pueden abandonar el sistema OASyS para volver al entorno del sistema operativo UNIX.

3.6.1 Otros Niveles de Acceso.

El usuario cuyo nivel de privilegio sea inferior al del operador (por ejemplo, un observador) está sujeto a una limitación más rigurosa sobre su acceso al sistema. Por el contrario, para niveles más elevados de jerarquía (responsables del sistema, supervisores y programadores), *las limitaciones se eliminan progresivamente hasta llegar al punto de acceso ilimitado del sistema.*

3.7 Ventanas típicas del Sistema.

Prácticamente todo nuestro sistema está configurado alrededor de un conjunto de mapas de sistema/subsistema y esquemas lineales que incorporan representaciones dinámicas de las actividades del Sistema. Estos elementos están apoyados por un grupo de detallados resúmenes tabulares de la configuración, del estado actual y de los datos históricos del sistema.

Se guarda en CMX una base de datos que abarca todas las condiciones de alarma más destacables.

Creamos sobre XOS resúmenes, partes y detalles de informaciones a partir de la información contenida en esta base de datos.

Ventanas típicas para la visualización de la información del sistema son, Página de Alarmas, Página de Alarmas Filtradas, Página de Alarmas Desactivadas, Página de Acontecimientos y Página de Comunicaciones.

Informes, los informes pueden generarse a petición del usuario o pueden programarse para una posterior impresión automática. Aunque los datos suelen provenir de las aplicaciones en tiempo real o de la base de datos histórica, los informes pueden estar compuestos por tablas de valores de operación, resultados de operaciones matemáticas programadas, valores cronológicos o datos calculados, tales como sumas y medias u otros cálculos definidos por el usuario.

Impresión, existen registradores de sucesos que plasman los acontecimientos, en copias sobre papel, a medida que éstos se producen. Pueden emplearse impresoras independientes, cada una dedicada a una función determinada. Por ejemplo, una impresora para partes programados y espontáneos junto con una impresora en color para la impresión de gráficos de pantalla. En centros de control más grandes, cada puesto de operación puede contar con su propia impresora de sucesos. Para impresoras láser, los datos son almacenados y enviados página a página.

Nota: desde el XOS podemos imprimir una imagen gráfica de una ventana o de una pantalla completa en cualquier impresora en color o blanco y negro.

3.8 Prestaciones especiales del Sistema.

Los paquetes de software relacionados con operaciones específicas del cliente y con los estándares del sector suelen recibir la denominación genérica de "Aplicaciones".

Numerosos usuarios han desarrollado, con elevadas inversiones de tiempo y dinero, sus propias aplicaciones personalizadas, demasiado valiosas para ser desechadas. Estas aplicaciones por tanto pueden integrarse en nuestro sistema OASyS. A menudo se exige que los sistemas OASyS consoliden las funciones de varios sistemas existentes de generaciones anteriores. Para lograr este propósito, se han desarrollado protocolos que integran y atienden las instalaciones existentes para telemedida y/o comunicaciones.

3.9 El Núcleo SCADA (CMX)

CMX es a la vez el nombre de la base de datos en tiempo real y del núcleo SCADA que se encarga de adquirir los datos, comprobar las condiciones de alarma, escalar valores y controlar los dispositivos. El núcleo SCADA esta compuesto de procesos. Todos los procesos CMX comparten los datos contenidos en la base de datos CMX, la cual representa todos los puntos de entrada/salida del sistema de control.

3.9.1 Funcionalidad del SCADA.

Nuestro sistema OASyS y el paquete CMX comparten con todos los sistemas SCADA modernos las siguientes funciones genéricas.

-Muestreos cíclicos de RTUs o recepción de incidencias por excepción. Puntos digitales, analógicos acumuladores de pulso.

- Cálculos de tendencias, escalado de valores y detección de alarmas.
- Comunicaciones con otros elementos del sistema y unidades remotas.
- Programación de tareas configurables por el usuario.
- Envío de datos a ventanas o informes estándares.
- Envío de datos a ventanas o informes configurables por el usuario.
- Adquisición y muestra de gráficos de tendencia de datos muestreados en cortos períodos de tiempo o de datos del histórico.
- Envío de datos de una aplicación SCADA a la base de datos histórica, XIS.
- Transferencia y conmutación de datos del procesador principal al secundario.
- Control de seguridad del acceso al sistema para la codificación de la base de datos de CMX.

En la siguiente figura N° 15, muestro la arquitectura básica de CMX e ilustro su estructura modular, mediante un esquema simplificado del flujo de datos interno y las interacciones existentes.

- Transferencia y conmutación de datos del procesador principal al secundario.
- Control de seguridad del acceso al sistema para la codificación de la base de datos de CMX.

En la siguiente figura N° 15, muestro la arquitectura básica de CMX e ilustro su estructura modular, mediante un esquema simplificado del flujo de datos interno y las interacciones existentes.

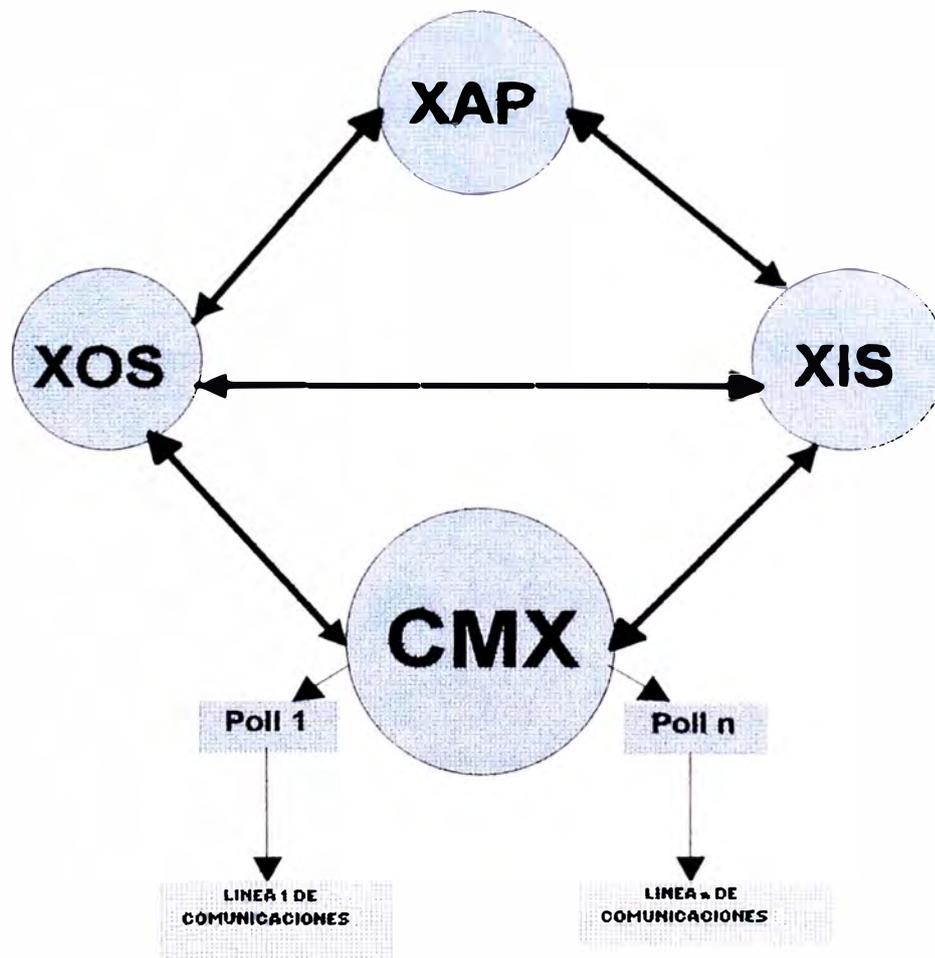


Fig. N° 15: Arquitectura Básica de CMX y estructura modular

Nota: Cada línea de comunicaciones con RTUs está atendida por un proceso denominado *poll*, el cual es responsable de la adquisición de datos y del envío de comandos a la remota. una interfase SQL (no mostrada en la figura) sumistra el acceso a CMX a través de la arquitectura abierta de clientes/servidores, sobre el cual está construido OASyS.

3.9.2 Acceso a la Base de Datos de CMX.

El diseño de CMX está basado sobre principios RDBUS y orientado a objetos para permitir la definición de modelos de comportamiento en tiempo real. Está compuesta por tablas modulares de similar estructura que simplifican la definición de los datos de aplicaciones.

En el corazón del CMX, se encuentran las tablas de la base de datos CMX que definen y modelan cada uno de los elementos funcionales del sistema SCADA. Sus nombres, en la mayoría de los casos, explican su cometido: **ESTADO, ANALÓGICO, APLICACIÓN, ÁREAS** (...de responsabilidad), etc.

TABLAS DEL CMX

Analog.- Información analógica de entrada/salida

Application.- Permite funcionar a los cálculos de DataBASIC sin estar asociados a ningún punto.

Area.- Permite la asociación de varios puntos en una localización geográfica.

Collect.- Especifica los puntos que serán recolectados por XIS para informes y su frecuencia de captación.

Commline.- Define las líneas de comunicaciones conectadas al sistema. Permite el control de sus parámetros: velocidad, tiempo de muestreo, etc.

Device.- Especifica los dispositivos existente en la red, indicando su nombre, condiciones para provocar conmutación, etc.

Group.- Permite asociar puntos con impresoras particulares.

JSH.- Permite definir la frecuencia a la que deben ocurrir diferentes tareas del sistema. Se puede utilizar para temporizar rutinas de DataBASIC o de UNIX.

Message.- Define los mensajes asociados con las condiciones de alarmas de los puntos y el color en que aparecerán en XOS.

Rate.- Mantiene la información de los contadores del sistema

Remote.- Define las RTUs existentes, su protocolo, nombre, número y resto de parámetros necesarios para comunicarse con ellas.

Services.- Especifica la localización de los distintos nodos CMX y XIS dentro de la red.

Spooler.- Describe los parámetros de las distintas impresoras. Las salidas pueden ser direccionadas a ficheros.

Status.- Información digital de entrada/salida.

Sysusers.- Contiene la información de los usuarios de XOS, nombre de usuario, clave, nivel de privilegio, tiempo de inactividad, etc.

TCB.- Contiene la descripción de la rutinas de DataBASIC existentes, sus parámetros, cuando se ejecutan, etc. A pesar de que aparecen en las tablas analog,status y rate, pertenecen en realidad a esta tabla.

Terminal server.- Especifica los parámetros de los servidores de terminales unidos a la LAN perteneciente a OASyS.

xap.- Describe la localización de la distintas aplicaciones creadas por los usuarios dentro de la red local.

xosalmattr.- Cada uno de los registros existentes en rate, status, y analog definen el nivel de alarma para esos puntos. Esta tabla define la forma en que aparecen estas alarmas.

xoscontrol.- Define las áreas en las cuales pueden trabajar los distintos operadores. Pueden definir las ventanas iniciales que aparecerán cuando el operador acceda al sistema.

xosdisplay.- Describe las estaciones de trabajo de XOS: nombres de nodos, servidores, si se permite la edición de gráficos, etc.

Observación, todas las tablas mostradas anteriormente (líneas arriba), se configuran por medio de pantallas donde se van rellenando los espacios en blanco. Cada tabla de la base de datos CMX está interrelacionada con un proceso en tiempo real para la recolección de datos y la comunicación en tiempo real con estaciones remotas y otras plataformas del sistema OASyS.

La potencia y flexibilidad de CMX reside en el conjunto de programas de utilidades para la base de datos. Este paquete de herramientas permite a los usuarios crear, borrar o modificar cualquier registro de cualquier tabla de la base datos.

3.9.3 Funciones del Administrador del Sistema.

El papel del administrador de es de gran importancia en la gestión diaria del sistema. Las funciones básicas de CMX, por lo general son SÓLO accesibles para el Responsable del Sistema (nivel del supervisor y superior).

Estas funciones básicas son las siguientes:

- Operaciones con UNIX,
- Adición de usuarios,
- Adición de niveles de privilegio y
- Acceso a la base de datos de CMX.

3.9.3.1 Operaciones sobre UNIX.

El Responsable del sistema posee privilegios necesarios para realizar las siguientes operaciones sobre el sistema operativo.

- Arranque de UNIX

- Arranque de OASyS
- Parada de OASyS
- Backup de OASyS
- Restauración de OASyS

3.9.3.2 Adición de usuarios.

El responsable del sistema está normalmente encargado de añadir las distintas cuentas de usuario, las cuales pueden ser de los siguientes tipos.

- Observador
- Operador
- Supervisor
- Programador
- Responsable del sistema

3.9.3.3 Adición de niveles de privilegio.

Cada cuenta de usuario sobre **XOS** posee un vector de 32 bits asociado con ella. Cada uno de estos bits representa un privilegio. Estos privilegios incluyen accesos de lectura/escritura a las distintas áreas. Muchos de estos bits son utilizados por el sistema, sin embargo existen algunos de ellos que pueden ser adaptados a las necesidades concretas de cada proyecto.

3.9.3.4 Acceso a la base de datos de CMX.

El programa **MENÚ** (interfase de CMX para acceder a la base de datos) puede iniciarse desde el *prompt*, inmediatamente después del arranque de UNIX. Los usuarios pueden crear, modificar y borrar archivos y pueden, además, acceder a **Data Basic** para la programación personalizada de secuencias y cálculos, sin necesidad de

a acudir a un especialista. Por ejemplo: para cambiar un archivo de la tabla *remote* se selecciona del MENÚ el comando "Editar Registro." Esta acción conduce a una sesión de preguntas y respuestas, seguida por la presentación de la pantalla correspondiente al registro de *remota* que se haya solicitado. No es necesario más que rellenar los espacios en blanco para modificar cualquier valor que se desee.

En la siguiente tabla N° 8, mostramos un ejemplo de registro perteneciente a la tabla *status* que describe las características físicas del contacto de entrada o salida y el texto/color de la alarma que se asociará a dicho punto. El registro está constituido por varias pantallas denominadas páginas (en este caso 4). Cada página contiene un conjunto diferente de parámetros que definen un único punto. La que mostramos a continuación es la página 1 del registro, este contiene los parámetros necesarios para identificar el punto.

Tabla N° 8: Configuración de Estados (Pág 1 de 4)

Registro 1	E S T A D O		Página 1 de 4
Nombre:		Interruptor 1	
Descripción:		Int. TRF-1	
Punto Calculado:		No	
Remota:		dvo2	
Grupo:		dv02gl	
Ventana asociada:		stn02cntl	
Gravedad de alarmas:		alta	
Mensaje base estado de alarma:		interruptor	
Punto con secuencia de eventos:		No	

En la página 2 contiene la información necesaria para describir el origen del punto y los parámetros de generación de alarmas. Los campos correspondientes a una salida digital se encuentran en la segunda columna de esta página.

Tabla N° 9: Configuración de Estados (Pág 2 de 4)

Registro 1			Página 2 de 4
Entrada:	Si	Salida:	Sí
Numero de bits:	1	Salida estado 0:	0
Bit 1:		Salida estado1:	2
Palabra de estado	No	Salida estado 2:	2
Número de canal:	1	Salida estado 3:	0
Número de bit:	0	Timeout fallos.	10
Normal en abierto.	No	Inform. de mandos:	Sí
Bit 2:			
Palabra de estado:	No		
Número de canal:	0		
Número de bit:	0		
Normal en abierto:	No		
Tiempo de funcionamiento	No		
Inhibiciones:			
Inhibición de alarmas de cambios espontáneos:			No
Inhibición de información de cambios espontáneos:			No

La página 3 siguiente permite al usuario asociar este punto con otros puntos analógicos o digitales.

Tabla N° 10: Configuración de Estados (Pág 3 de 4)

Registro 1		Página 3 de 4
Dispositivos asociados para alarmas dependientes:		
Base de datos	Punto	Timeout (seg)
1.		
2.		
3.		
4.		
Estados anormales:		
<u>Mensaje</u>		<u>Estado anormal</u>
Cerrado		No
Abierto		Sí

La última página (4) permite asociar cálculos con el punto. Los cálculos pueden ser iniciados por un cambio de estado, una condición de alarma o por comandos iniciados por el operador, también pueden ser ejecutados periódicamente.

Tabla N° 11: Configuración de Estados (Pág 4 de 4)

Registro 1	Página 4 de 4
Bloque ejecución BASIC:	
Rutina BASIC:	
Prioridad de ejecución:	
Parámetro	P1:
	P2:
	P3:
	P4:
	P5:
	P6:
	P7:
	P8:
	P9:
	P10:
Ejecutar cuando:	
Ejecución periódica:	
Iniciadores de ejecución:	
	T1:
	T2:
	T3:
Rearrancar después de error:	
Desactivar:	

Nota: De forma similar a la anterior se rellena la plantilla para los registros **analógicos**.

Un registro de esta tabla describe la ubicación y el formato de los datos analógicos de entrada / salida, el factor de conversión para las unidades de ingeniería y los parámetros límites de alarmas.

La página 1 contiene los parámetros necesarios para identificar al punto, tanto en el Sistema como dentro de la RTU.

Tabla N° 12: Configuración de Analógicos (Pág 1 de 4)

Registro 1		Página 1 de 4	
ANALOGICO			
Nombre:	analógico 1		
Descripción:	Tensión en línea		
Punto calculado:	No		
Remota:	dvo2		
Grupo:	dvo2g2		
Ventana asociada:	stn02junc		
Gravedad alarmas:	mediana		
Mensaje base:	analógico	Salida:	No
Unidades de ing. :	KV	Código de Comando:	0
Cáculo de medias:	Sí	offset de salida:	2
Entrada:	Sí	Distancia salida:	4
Tipo:	flotante	Consigna inferior	-9
Canal:	0	Consigna superior:	35
Offset:	0.0	Timeout de comando:	60
Distancia:	21000.0	Tolerancia consigna:	10
Banda muerta:	10	Información de exito:	Sí

La página 2 contiene los parámetros que definen la generación de alarmas.

Tabla N° 13: Configuración de Analógicos (Pág 2 de 4)

Registro 1		Página 2 de 4	
Apilcar filtro lineal:	No		
Constante del filtro:	0.0		
Chequeo fallo:	Sí		
Cheque límites alarma:	Sí	Inhibición alarma:	No
Banda muerta:	1620.0	Estado normal:	No
Lím. inferior:	7875.0	Estado anormal:	No
Lím. superior:	17062.0	Inhibición eventos:	No
Chequeo lím. Extremos:	Sí	Estado normal:	No
Lím extremo inferior:	5250	Estado anormal	No
Lím. extremo superior:	19687.0		
Alarma nivel de cambio:	No		
Lím. nivel de cambio:	0.0		
Detección de desviación:	No		
Lím. Desviación	0.0		

La página 3 permite asociar dispositivos dependientes del valor analógico.

Tabla N° 14: Configuración de Analógicos (Pág 3 de 4)

Registro 1		Página 3 de 4
Dispositivos asociados para alarmas dependientes:		
<u>Base de datos</u>	<u>Nombre</u>	<u>Retraso (seg.)</u>
1. estado	estado1	30
2. analógico	analógico2	30
3:		
4.		

La última página (4), permite asociar una rutina de DataBASIC para cálculos relacionados con el punto. Los eventos disponibles para iniciar su ejecución son los mismos que los existentes para los estados.

Tabla N° 15: Configuración de Analógicos (Pág 4 de 4)

Registro 1		Página 4 de 4
Bloque ejecución BASIC:		
Rutina BASIC:		
Prioridad de ejecución:		
Parámetro	P1:	
	P2:	
	P3:	
	P4:	
	P5:	
	P6:	
	P7:	
	P8:	
	P9:	
	P10:	
Ejecutar cuando:		
Ejecución periódica:		
Iniciadores de ejecución:		
	T1:	
	T2:	
Rearrancar después de error:		
Desactivar:		

3.9.4 Utilidades de CMX.

Hay numerosas utilidades OASyS y UNIX a disposición del Responsable del Sistema. Los mas comunes tenemos:

- Editor de textos,
- Utilidad de listar/cargar de CMX,
- Listado de bases de datos,
- Creación y modificación de ventanas.

A continuación se comentarán las mismas que de alguna forma son de usos más frecuentes.

3.9.4.1 Editor de textos.

El editor **vi** está disponible bajo **UNIX** para visualizar y modificar ficheros de textos.

3.9.4.2 Utilidad de listar/cargar de CMX.

Esta utilidad le permite al ingeniero de sistema cargar una base de datos **CMX** desde una fuente **ASCII**, o transferir el contenido de una base de datos **CMX** a un fichero **ASCII** de forma que pueda ser leida por programas como Excel, Lotus, etc. Esto permite una gran facilidad en la edición de la base de datos y en la transferencia de datos a un programa realizado bajo lenguaje de 4ta Generación. Los ficheros obtenidos pueden tener formato de lista o de table. A la base de datos **CMX** también se les puede dar salida en formato plano; es decir, en formato apropiado para la transferencia de datos a una hoja de cálculo externa.

3.9.4.3 Listado de base de datos.

Es un informe o relación disponible dentro de la utilidad **MENÚ**, contiene una línea de información estadística para cada tabla de base de datos, seguida por varias líneas de sumas relativas al estado global de **CMX**. Cada columna contiene los siguientes campos:

Name.- Nombre de la base de datos.

Points.- Número de registros en la base de datos que contienen datos definidos por el usuario.

Data.- Número total de bytes utilizados por los registros mostrados en el campo anterior.

Overhead.- Este campo contiene el espacio extra utilizado por la base de datos.

%Data.- Indica la relación entre el número de datos y la cantidad de espacio requerido para almacenarlos en la base de datos.

$$\text{Data}$$

$$\%Data =$$

$$\text{Data} + \text{Overhead}$$

Dimensión.- Indica el número total de registros almacenados en la base de datos.

3.9.4.4 Creación y modificación de ventanas.

Todas las ventanas se crean mediante el Editor de formatos de XOS (**FRED**), el cual incluye herramientas de dibujo y una biblioteca de símbolos. También soporta la posibilidad de crear fondos de pantallas basados en otros ficheros gráficos.

Las fuentes de datos que se requieren para soportar ventanas en XOS son CMX, XIS y otras plataformas no SCADA. Estas fuentes se definen por medio de las plantillas del Editor de Formatos de XOS.

3.10 Interfase Hombre-Máquina (XOS)

La filosofía que se tiene en el diseño de la interfase Hombre-Máquina de OASyS es la de facilitar a todos los usuarios, tanto operadores como responsables del sistema, un conjunto lógico de herramientas gráficas e interactivas que permitan el manejo del sistema sin necesidad de asistencia especializada.

3.10.1 Organización y Manejo del Interfase Hombre-Máquina.

En el pasado, la interfase de un usuario de un SCADA era un subsistema bastante específico y a menudo totalmente propietario; por el contrario, la interfase usuario de OASyS se basa en plataformas estándares caracterizadas por la sencillez de manejo que actualmente existe en todos los sistemas informáticos de propósito general.

3.10.1.1 Monitor, teclado y ratón.

Un monitor, un teclado y el ratón son los medios físicos a través de los cuales el sistema es supervisado y controlado. Un puesto de operación normalmente incorporará un teclado, un ratón y monitores (hasta un máximo de 15).

Nota: El control del cursor, a través del ratón, es continuo entre múltiples monitores (no es necesario seleccionar la pantalla activa para que el cursor cambie de monitor). Las ventanas pueden estar situadas sobre cualquiera de las pantallas asociadas a un puesto de operación.

3.10.1.2 Ventanas.

XOS utiliza, y simplifica, tres estándares ampliamente extendidos para crear una interfase de usuario de SCADA:

1. El sistema X-Window fué originalmente desarrollado en el Instituto de Tecnología de Massachusetts y es actualmente un estándar aceptado internacionalmente. Es un entorno de procesamiento de información en el cual el dato puede ser presentado en ventanas con capacidad de movimiento y manipulados a través de instrumentos de posicionamiento del cursor, como puede ser un ratón o una bola trazadora.

2. **Graphical User Interface (GUI)** es un término genérico para describir la interfase software que define la presentación de gráficos y símbolos sobre pantalla. Dos GUIs ampliamente aceptados son Motif y Open Look. La elección de uno de ellos depende de la elección del hardware. Para el usuario final no hay diferencia entre uno y otro, siendo soportados ambos por OASyS.

3. La tarea de “ la interfase de usuario” es la creación de representaciones gráficas familiares al operador, activación de áreas en la pantalla para la presentación dinámicas de las imágenes del SCADA, y la animación de los papeles de control y curvas de tendencia.

Nota: Resumiendo, XOS suministra a OASyS, dentro de un entorno de ventanas y con un sencillo manejo, la funcionalidad de control del sistema con las características antes expuestas. Por ejemplo, cuando el usuario selecciona una nueva imagen la ventana presente desaparece automáticamente y la nueva selección es presentada. En muchas ocasiones, la selección de una imagen se hará a través de un “Panel de Control “ y la imagen aparecerá reflejada dentro de una nueva ventana. Hay tres diferentes clases de ventanas: “Principales”, ”pop-up” y “permanentes”.

3.10.1.3 Distribución de la pantalla y operación del sistema.

Mediante las herramientas software que se suministran con el sistema, se tiene total flexibilidad para definir la distribución de la pantalla y el diseño de imágenes dentro de ella. También se incorpora una distribución estándar, fruto de la experiencia.

Una distribución típica para la pantalla se muestra en el anexo N° 21. La pantalla por defecto para el operador se encuentra dividida en seis "regiones". Las regiones de la pantalla "Panel de Acceso", "Ventana de Alarmas Prioritarias más Recientes" y "Ventana de información del estado del Sistema" aparecen constantemente y sus datos y botones software son usados frecuentemente. El resto de regiones ("Vista Principal", "Sub-Vista" y "Panel de Control") son para ventanas que muestran información variable del sistema.

Las ventanas en la región "Vista Principal" pueden ser cambiadas de posición, redimensionadas o desplazadas a la "Sub-Vista".

Ventanas "Pop-up" pueden ser mostradas dentro de una ventana ya presente en la "Vista Principal" o en una zona designada dentro de la "Sub-Vista".

La distribución de la pantalla y los niveles de acceso a los datos dependerán de la categoría del usuario y de la estación de trabajo, y será determinada a través de su código de acceso. Hay que hacer notar que OASyS también se incorpora todas las herramientas necesarias para crear una configuración propia de acceso al sistema y de jerarquía de imágenes que hace a cada sistema único y diferente de los demás. Se requieren varios botones software del Panel de Acceso para incorporar todas las funciones del sistema, pero en todos los casos los paneles que se muestran automáticamente corresponden al nivel de acceso del operador o al área de trabajo seleccionada. Además, ciertas ventanas de pop-up pueden contener imágenes de botones dinámicos dependiendo de su función específica. Determinadas ventanas, cuando son seleccionadas, llevan asociadas un Panel de Control que se representa en la zona de la Pantalla denominada "Panel de Control".

Para operar sobre un gráfico se sitúa el cursor con el ratón sobre un botón o un selector y se pulsa su tecla.

Una operación sobre un selector se podrá traducir en un cambio dinámico de color y/o un movimiento animado del botón, simulando que ha sido pulsado. Motif y ●Open Look aseguran que esta animación se asemeja bastante a la realidad.

Nota: el realismo y la claridad de la acción sobre la pantalla ayuda al aprendizaje del sistema al hacerlo "intuitivo".

Existen numerosas representaciones dinámicas y animadas sobre la pantalla: valores alfanuméricos, analógicos y cambios de estados binarios. Estos ocurren como respuesta a las operaciones de selección/control o a entradas de valores provenientes de los equipos remotos.

El responsable del sistema es libre de definir y configurar el color, forma y funcionamiento de todos los símbolos representados: medidores, gráficos de tendencias, etiquetas, botones, selectores, diagramas de líneas y tablas, etc. Los usuarios con talento artístico pueden crear ilustraciones bastante realistas de su proceso y sus instalaciones a través de la librería de símbolos estándar que suministra OASyS.

Las ventanas son seleccionadas y manipuladas a través de los botones "ventana previa", etc. que hay en el panel situado en el extremo derecho inferior de la "Vista Principal". Haciendo una selección en el "Panel de Acceso" normalmente se borra la ventana presente y se sustituye por la nueva seleccionada. Existe la opción de "Fijar" las ventanas presentes para preservarlas ante nuevas situaciones. La selección de imagen según su jerarquía (página posterior, página siguiente, etc.), la superposición

de figuras, etc.; se realizan fácilmente a través de movimiento del ratón sobre la “Vista Principal”.

NOTA: Los procesos hasta ahora descritos han sido referidos a manipulaciones a través del ratón. El uso del teclado sólo se requiere cuando sea necesario introducir algún dato alfanumérico.

3.10.1.4 Imágenes.

En nuestro sistema existen variedad de imágenes. El acceso rápido a cualquier imagen solo se consigue mediante una correcta metodología. Se utiliza una estructura jerárquica para organizar las imágenes según criterios de prioridad. Por ejemplo, pulsando el ratón sobre el botón de una SET's, luego seleccionando un interruptor de esa Subestación se podrá acceder a una ilustración de ese elemento y a la ventana “pop-up” de operación.

OASyS nos suministró las herramientas necesarias para construir el sistema jerárquico de imágenes apropiado para cada instalación. Algunos sistemas se configuran de manera vertical, con una imagen general y una estructura piramidal de imágenes. Otros siguen un criterio más lateral, segmentado y creando subsistemas en base a regiones o distritos. En ambos casos, se tiene la flexibilidad para poder seleccionar racionalmente la estructura que permita un análisis y una respuesta rápida por parte del operador.

3.10.2 Imágenes mas comunes.

Las Imágenes más comunes son:

- Curvas de tendencias,
- Página de alarmas del sistema,
- Página de alarmas filtradas,

- Registro cronológico,
- Página de comunicaciones y
- Estado del sistema.

A continuación damos una breve explicación de cada una:

3.10.2.1 Curvas de Tendencias.

Las curvas de tendencias, pueden aparecer en cualquier ventana, dependiendo de la función realizada por el Responsable del Sistema. Los usuarios autorizados podrán añadir o eliminar curvas de tendencia que estén asociadas a un dispositivo de campo determinado y seleccionar opciones de tendencia desde un menú. Se pueden trazar hasta cuatro curvas simultáneas dentro de una única ventana de tendencias (Ver anexo N° 22).

3.10.2.2 Páginas de Alarmas del Sistema

Esta ventana muestra todas las alarmas reconocidas y no reconocidas pertenecientes al Área de Responsabilidad actual. Las alarmas son listadas y agrupadas por niveles de prioridad, con la alarma más reciente en la primera posición. Se suelen emplear atributos de color y de parpadeo para identificar los niveles de prioridad y para indicar si las alarmas están reconocidas o no (Ver anexo N° 23).

3.10.2.3 Páginas de Alarmas Filtradas.

La Página de Alarmas Filtradas se compone de entradas de una sola línea que muestran un listado abreviado de las alarmas más significativas. Estas alarmas pueden ser filtradas para conseguir un subconjunto de incidencias tales como: reconocidas/no reconocidas, activas/no activas, con la alarma más reciente en la

primera posición (“orden cronológico inverso”). Por ejemplo: el usuario puede mostrar las alarmas activas y no reconocidas pulsando el botón de No Reconocidas y Activas dentro del menú asociado a esta función (Ver anexo N° 24).

3.10.2.4 Registro Cronológico.

Cuando se configura el sistema **OASyS** por primera vez, el Responsable del Sistema decide cuáles son los acontecimientos que tienen suficiente relevancia para justificar su impresión. A todas las alarmas, los acontecimientos y los controles del operador que hayan sido *designados* se les dará salida a través de impresora. A los acontecimientos tales como “Retorno a estado normal” se les puede considerar como “Alarmas Reiterativas” y por tanto son inhibidos.

Todas las actividades del sistema quedan registradas en el Histórico de Eventos de XIS. Puede imprimirse un Registro Cronológico en una o más impresoras de cronológico. Se pueden crear pantallas de Registros Cronológicos sobre XOS, clasificadas de acuerdo con los criterios que se elijan, para la visualización del Historico de Eventos.

3.10.2.5 Página de Comunicaciones.

CMX mantiene un completo archivo histórico de las actividades de comunicaciones producidas en el sistema. Los datos estadísticos relativos a éxitos y fallos en las comunicaciones con **RUTs**, así como la causa de los fallos existentes, se almacenan por número de registro **RTU** (Ver anexo N° 25).

Nota: Se pueden crear ventanas en **XOS** para clasificar y almacenar esta información.

3.10.2.6 Estado del Sistema.

La ventana de Estado del Sistema permanece siempre presente en pantalla para mostrar el Área de Responsabilidad actual, el nombre de la **RTU** seleccionada por el operador y el estado actual del ordenador principal (“hot”) y de reserva (“standby”).

3.10.3 Respuesta del usuario a las alarmas y tipos de alarmas.

XOS dispone de la capacidad de avisar acústicamente de la llegada de alarmas y mostrarlas a través de la Página de Alarmas. Los mensajes de alarmas mostrados son textos que aparecen en la Página de Alarmas y que pueden ser reconocidos individualmente o por páginas. Las alarmas son reconocidas mediante el correspondiente botón localizado en el Panel de Control. El reconocimiento se representa gráficamente con el cambio del parpadeo a texto fijo.

Desde el interfase de usuario **XOS**, las alarmas pueden ser habilitadas/deshabilitadas y fijar los límites, histéresis y secuencia. Los elementos de campo pueden ser configurados para el tratamiento de alarmas por límites alto/bajo, alto-alto/bajo-bajo, límite por derivada, en tránsito, abierto/cerrado, fallo de comando, fallo en el sensor, etc. El criterio estándar existente da al Responsable del Sistema la capacidad de deshabilitar alarmas o cambiar límites.

El botón **SILENCIO**, situado a la derecha de la Ventana de Alarmas Prioritarias más Recientes, apaga el sonido de la alarma y el botón de Próxima Alarma, localizado debajo del anterior, presenta automáticamente la imagen gráfica conteniendo la siguiente alarma según criterios de prioridad definidos en la base de datos **XOS**.

3.10.4 Control del usuario sobre el sistema.

OASyS suministra a sus usuarios una metodología intuitiva y lógica de control. Para ello presenta por cada elemento seleccionado su panel de control. Por ejemplo, si el operador selecciona con el ratón un símbolo correspondiente a un interruptor en un diagrama de proceso, aparecen los Paneles de Control (Ver anexo N° 26) donde se identifican lo siguiente:

- Nombre en la base de datos del interruptor seleccionado.
- Descripción del mismo.
- Descripción de la línea de comando a ejecutar.
- Botón de apertura de interruptor.
- Botón de cierre de interruptor.
- Botón de confirmación (Ejecutar) de apertura o cierre de interruptor.

La selección de Reemplazo Manual dejará al elemento sin control automático en tiempo real.

La selección de Abrir/Cerrar, seguido por Ejecutar, empezará la acción deseada. La selección de Inhibición deshabilita temporalmente comandos y alarmas (propio del mantenimiento).

Alguna selección puede llamar automáticamente a otros Paneles de Acción de Control, como por ejemplo el botón de Límites de Alarmas.

3.10.5 Ventanas.

3.10.5.1 Creación y modificación de ventanas.

Cualquier estación de trabajo o PC con su correspondiente autorización, conectado en red vía LAN o WAN al sistema OASyS, puede ser utilizada para crear

imágenes. Todas las ventanas son creadas a través del editor de Formatos de XOS (**FRED**), que incluyen herramientas de dibujo y una librería de símbolos.

El Editor de Formatos dispone de un menú construido y estructurado específicamente para aplicaciones **SCADA**.

Durante una sesión de edición, al usuario se le presenta un conjunto de herramientas de dibujo. La representación de datos de proceso se hará mediante DFDs (Dynamic Field Descriptions).

La ventana de “Descripción de Acceso a los Datos” permite al usuario determinar donde (dentro de la base de datos CMX) XOS debe de buscar para la presentación del dato. Para obtener el valor apropiado se pueden utilizar tanto la dirección del dato como una sentencia SQL.

3.10.5.2 Creación de ventanas

Cuando se está creando una ventana es necesario indicar las coordenadas de su posición y su tamaño. El tamaño de una ventana depende de la resolución y dimensiones de la pantalla, la cual variará si es una estación de trabajo o PCs. Antes de que una ventana pueda ser añadida al sistema deberá tener un formato que defina todas las características señaladas.

El editor de formatos es la herramienta utilizada para definir objetos como elementos de proceso, imágenes de fondo y campos dinámicos conteniendo los objetos y las imágenes. Un **DFD** define todos los aspectos del campo dinámico incluyendo tamaño, color, posición, datos de entrada y función. La definición de un **DFD** es el núcleo dentro de la filosofía de representación de **OASyS**.

La función de cada campo dinámico es controlada por su tipo de representación. Un tipo de representación es un efecto visual dinámico predefinido que cada usuario puede construir según sus necesidades. Por ejemplo, si se selecciona el tipo de representación “medidor” para un campo dinámico, el Editor de Formatos del **XOS** hará que el campo dinámico parezca y funcione como un aparato de medida. Todo lo que hay que hacer es definir el color, límites, etiquetas, y otros atributos físicos del aparato de medida (sin tener que realizar ningún dibujo). Botones, curvas, tendencias, gráfico de barras, etc., tienen programado su propio tipo de presentación.

Teniendo definido las características gráficas de la ventana, sólo queda por relacionar cada campo dinámico con su fuente de datos (**CMX**; **XIS** o base de datos de aplicación). **XOS** incluye una interfase de Programación de Aplicaciones (API), incorporando un conjunto de funciones estándar para el manejo de información entre la interfase de usuario **XOS** y los procesos remotos que tienen los datos.

3.10.5.3 Incorporación de campos dinámicos.

La función principal del **XOS** es crear las relaciones entre **CMX**; **XIS** y puntos de otras bases de datos con las imágenes gráficas y las representaciones alfanuméricas del **SCADA** y demás procesos existentes, así como atender las entradas del operador. Después de crear un nuevo formato de ventana, o cambiar uno ya existente, el usuario puede añadir o cambiar los **DFDs** que definen las acciones dinámicas dentro de la ventana. Esta acción dinámica puede ser el movimiento de un medidor de aguja, o el cambio de símbolo para representar un nuevo estado. Por último, el **DFD** (y el formato recientemente creado) debe ser salvado a disco.

Nota: OASyS incluye procedimientos de ayuda para crear numerosos **DFDs** del mismo tipo sin tener que repetir laboriosamente el trabajo. El Panel de Comandos de **FRED** presenta una pantalla de definición para identificar los servidores de datos requeridos, definir los atributos de los datos y los comandos de funciones.

3.10.5.4 Ventanas XOS estándar.

Además de las ventanas definidas por el cliente, OASyS suministra las siguientes ventanas estándares:

Panel de Acceso al Sistema, esta imagen contiene los botones software que deben de ser utilizados para acceder a otras imágenes.

Ventana de Alarmas Prioritarias más Recientes, esta ventana muestra las cuatro últimas alarmas.

Panel de Información del Estado del Sistema, esta ventana nos muestra los identificativos de los nodos **CMX** y **XIS** que están controlando el sistema.

Panel de Control de Dispositivos, esta ventana contiene los botones necesarios para realizar operaciones sobre un dispositivo, controlado por una salida digital, desde la interfase del usuario **XOS**.

Páginas de Base de Datos, OASyS suministra imágenes de pantalla con información relativa a la Base de Datos de Analógicas, Contadores, Digitales y Estaciones Remotas.

Panel de Control para Regulación, esta ventana contiene los botones necesarios para realizar operaciones sobre una salida analógica, o modificar puntos de consigna, desde la interfase de usuario **XOS**.

Panel de Control de Remotas, esta ventana contiene los botones software **HABILITAR/DESHABILITAR MUESTREO, PREGUNTAR A LA REMOTA**.

Panel de Límite de Alarmas, estas ventanas permiten al usuario la modificación de los límites de alarma para las entradas analógicas y contadores.

Panel de Inhibición, estas ventanas permiten al usuario la habilitación/deshabilitación del tratamiento de alarmas para distintos tipos de señales. Cada tipo de punto tiene su propio panel.

Panel de Simulación, esta ventana debe de ser utilizada para la simulación (mediante la entrada manual de un valor) de señales asociadas a dispositivos de campo.

Página de Alarmas del Sistema, esta imagen contiene la lista actual de alarmas que existen dentro del área de usuario.

Página de Alarmas Filtradas del Sistema, esta imagen contiene la lista actual de alarmas filtradas que existen dentro del área de usuario.

Panel de Configuración de la Página de Alarmas Filtradas, esta imagen permite al usuario definir el criterio de filtro para la Página de Alarmas Filtradas del Sistema.

Página de Comunicaciones, esta ventana presenta el estado actual de las comunicaciones con cada RTU del sistema. La ventana nos indica si la RTU está siendo muestreada, el modo de pregunta (por ejemplo, siendo muestreada cada ciclo), el porcentaje actual y el de la hora anterior de mensajes buenos, un número de teléfono opcional (para comunicación a través de Red Telefónica Commutada), y el estado de las líneas de comunicación (no responde, normal, etc).

Página de Eventos, esta ventana muestra los eventos más recientes para el área de usuario seleccionada.

Página de Inhibiciones, estas ventanas muestran todos los señales de un tipo de base de datos mantienen inhibido su tratamiento de alarmas. Existen imágenes distintas para las bases de datos de digitales, contadores y analógicas.

Página de Simulaciones, estas ventanas muestran todas las señales de un tipo de base de datos que han sido simuladas manualmente. Existe una imagen para la base de datos de digitales, contadores y analógicas.

Panel de Selección de Área, esta panel permite al usuario seleccionar un área de las definidas en la base de datos, aparece un menú sobre la pantalla con todas las áreas existentes a las cuales puede acceder el usuario.

Panel de Selección de RTU, este panel permite al usuario seleccionar una remota de las definidas en base de datos. La selección efectuada en el Panel de Selección de Área nos determinará la lista de remotas que debe aparecer en este menú.

Panel de Impresión de Ventanas

Este panel permite al usuario seleccionar el método de impresión de la ventana (color o blanco y negro) y si se desea capturar toda la pantalla o sólo una ventana.

Páginas de Mensaje

Todos los usuarios de **OASyS** tienen la capacidad de crear páginas de información que puedan ser enviadas a otros usuarios (funciona de manera similar a un correo electrónico). Una ventana contiene una lista con todos los mensajes enviados. Otra ventana permite la definición o el borrado de un mensaje

3.10.5.5 Ventanas específicas de cliente.

Los siguientes formatos son usualmente definidos por el cliente. **OASyS** suministra ejemplos como guía para el desarrollo particular:

- Paneles de Supervisión de Áreas.
- Ventanas con gráficos específicos de la aplicación.
- Ventanas con informes específicos de la aplicación.
- Ventanas con curvas específicas de la aplicación.

3.10.5.6 Ventanas de selección.

Las siguientes ventanas de selección se encuentran accesibles para ser llamadas desde cualquier imagen:

- Analógicas
- Dispositivos
- Muestreo
- Contadores
- Señales con archivos de tendencias

3.10.6 PCXOS.

La función de **PCXOS** es la de facilitar el acceso a un entorno **OASyS** desde un puesto equipado por un ordenador personal con sistema operativo **DOS**. Esto permite una opción más económica para un Centro de Control, puestos remotos y usuarios casuales. **PCXOS** es también un camino fácil de obtener un doble acceso a **OASyS** y a programas elaborados sobre datos **SCADA** elaborado en **DOS** en el cual el usuario puede haber invertido considerable esfuerzo y tiempo, o a aplicaciones software que no tienen porque estar relacionadas con **SCADA**.

El **PC** funciona como un terminal, corriendo un software de emulación de **X-Window** bajo **MS-DOS** o Microsoft Windows, y es servido por una plataforma XOS cualquiera dentro de la red LAN o WAN de OASyS.

Para un **PC** remoto conectado por una línea serie, **PCXOS** puede ser enlazado con un protocolo X-Remote. Este X-Remote incrementará significativamente el rendimiento sobre una línea serie. **PCXOS** puede también conectarse a través de una tarjeta Etehernet a la red del **SCADA** para proporcionar un mayor rendimiento.

3.11 El Núcleo Histórico:XIS.

El sistema **XIS (X-Windows Information System)** es una plataforma de diseño vanguardista, basada en estándares, que almacena datos de tiempo real mediante un paquete de base de datos relacional.

Se pueden generar informes y manipular los datos mediante comandos de **SQL**.

La generación de informes y su gestión, que dependen de la recolección de datos de tiempo real y de la base de datos histórica, pueden ser desarrollados por el propio usuario gracias a las herramientas que se proporcionan con el sistema. La integridad de la base de datos histórica queda asegurada por su arquitectura redundante.

3.11.1 Interacción del usuario con XIS.

El sistema **XIS** es un servidor transparente de datos históricos para los *displays* e informes necesarios como elementos de soporte en el proceso de toma de decisiones. Los datos en tiempo real procedentes del paquete **CMX** y de otras fuentes quedan resumidas en el sistema **XIS** por periodos de tiempo que pueden variar entre una hora y un año o incluso más. Los datos más antiguos se archivan automáticamente en dispositivos de almacenamiento de largo plazo, pudiendo ser recuperados a instancias

del usuario si éste los necesitara. Los datos del sistema **XIS** pueden servir como fuente de información para la generación de gráficos de tendencia y de informes de gestión relativos, por ejemplo, para un detallado análisis a largo plazo de situaciones anómalas.

En el núcleo del sistema **XIS** se encuentra la **RDMS** de Sybase. Como cabría esperar de un producto elaborado por uno de los principales fabricantes del sector, la **RDMS** de Sybase incluye un completo conjunto de utilidades con el cual los usuarios de nivel superior de un sistema **SCADA** (es decir: los responsables del sistema, ingenieros y programadores) pueden personalizar las tablas de la base de datos del sistema **XIS** para adaptarlas a sus necesidades específicas.

Aunque en circunstancias normales el sistema **XIS** es transparente para los operadores, los usuarios de nivel superior pueden acceder y visualizar el contenido de cualquier tabla (previa introducción de las claves de acceso correspondientes), introduciendo un comando **SQL** por medio del lenguaje **ISQL** (*Interactive Structured Query Language*) o de la utilidad **DWB** (*Data Work-Bench*). Esto permite que las aplicaciones de clientes desarrolladas bajo programas como Lotus y Excel puedan acceder a datos del sistema **XIS** por medio de interfaces **SQL** suministradas por terceros.

3.11.2 Estructura de XIS.

En la figura N° 16, se ilustra de una manera simplificada, la interacción de los componentes de recopilación, resumen, archivo y recuperación de ficheros del sistema de datos históricos **XIS**. Para entender mejor este diagrama daremos un adelanto del funcionamiento del proceso de recolección de datos, así mismo de como

se almacena en el dispositivo correspondiente de almacenamiento de datos, al mismo tiempo que indicaremos en que momento se limpia los archivos recolectados antes de ser almacenados; para así, no saturar la capacidad del disco y de esta manera almacenar solo archivos “validos” en nuestra cinta.

Se inicia el proceso de recuperación al seleccionar la utilidad **Recuperar** de la ventana de configuración de **XIS** del **MENÚ**. El proceso se basa en la respuesta a las cuestiones planteadas en las pantallas típicos del sistema **OASyS**, para la definición de la fuente y el destino de los datos deseados. Si son necesarias las intervenciones por parte del usuario (por ejemplo, para la colocación de un disco o una cinta) unos mensajes desplegados describirán las acciones que se deben de llevar a cabo.

Por ejemplo podemos observar que el archivado de un archivo es un proceso que se compone de múltiples pasos como veremos más adelante; pero, en esta figura solo observamos de una forma simplificada solo con la intención de hacer notar que los datos son obtenidos del servidor, de la base de datos de Sybase mediante un SQL. Mas adelante detallaremos que en primer lugar, los datos se extraen y se colocan en una tabla provisional. Luego, esta tabla se copia al disco. El fichero provisional se transfiere a un archivo sobre el dispositivo de almacenamiento de destino, de acuerdo con la configuración existente en la tabla *schedule archive*. Por último se introduce un registro relativo al archivo en la tabla *catalog* y se almacena la fecha de creación del archivo en la tabla *schedule*. En la figura solo observamos la entrada y salida, como entrada tenemos la obtención de los datos del servidor y estos van a ser almacenados en un dispositivo cinta tal como hemos indicado.

El proceso de creación de archivos se inicia la base de datos en tiempo real existente, o sea lo que hemos denominado el **CMX**, siempre al inicio de cada día, con antelación a la ejecución diaria de la utilidad de la opción para limpiar (opción *cleanup*), tal como veremos y detallaremos mas adelante.

Los datos archivados quedan a disposición (previa selección) de la utilidad *cleanup* cuando su tiempo de almacenamiento supera una fecha tope predeterminada. Mediante este proceso se asegura un espacio suficiente en el medio de almacenamiento para acomodar datos más recientes y obviamente se aumenta la capacidad de almacenamiento de nuestro disco haciéndolo al mismo tiempo mas rápido y confiable (Ver Fig. N° 16).

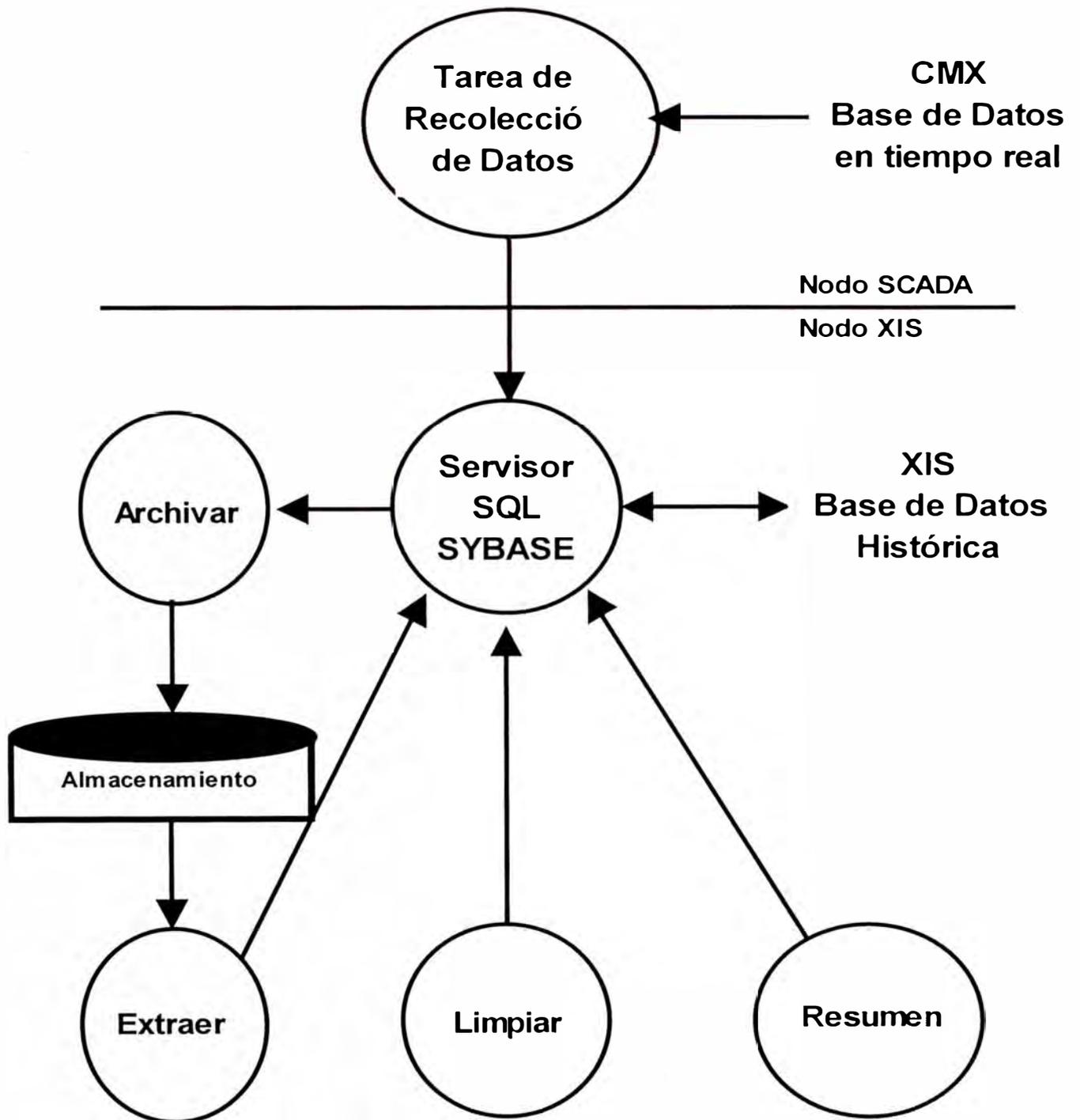


Fig. N° 16: XIS - Diagrama funcional Básico

El proceso encargado de extraer datos de **CMX** es *time Collect*.

Estos datos son almacenados en la base de datos histórica.

Los datos son periódicamente almacenados (usando el fichero de comandos *archive*) y resumidos (usando el fichero *summary*). Cada cierto tiempo se borran los registros que han sido archivados en algún dispositivo externo.

Tabla de Sybase:

Collect.- Contiene los datos instantáneos procedentes de **CMX**. Cada registro representa el valor de un punto de **CMX** en un determinado momento.

Hour.- Contiene el resumen horario de los datos existentes en la tabla anterior.

Day.- Contiene el resumen diario de la tabla *collect*.

Month.- Contiene el resumen mensual de la tabla *collect*.

Year.- Contiene el resumen anual de los datos existentes en *collect*.

La figura N° 17, amplía la información del primer diagrama para ilustrar el modo de recopilación de los usuarios. Es decir de los sucesos instantáneos destinados al almacenamiento cronológico sin otro tipo de tratamiento.

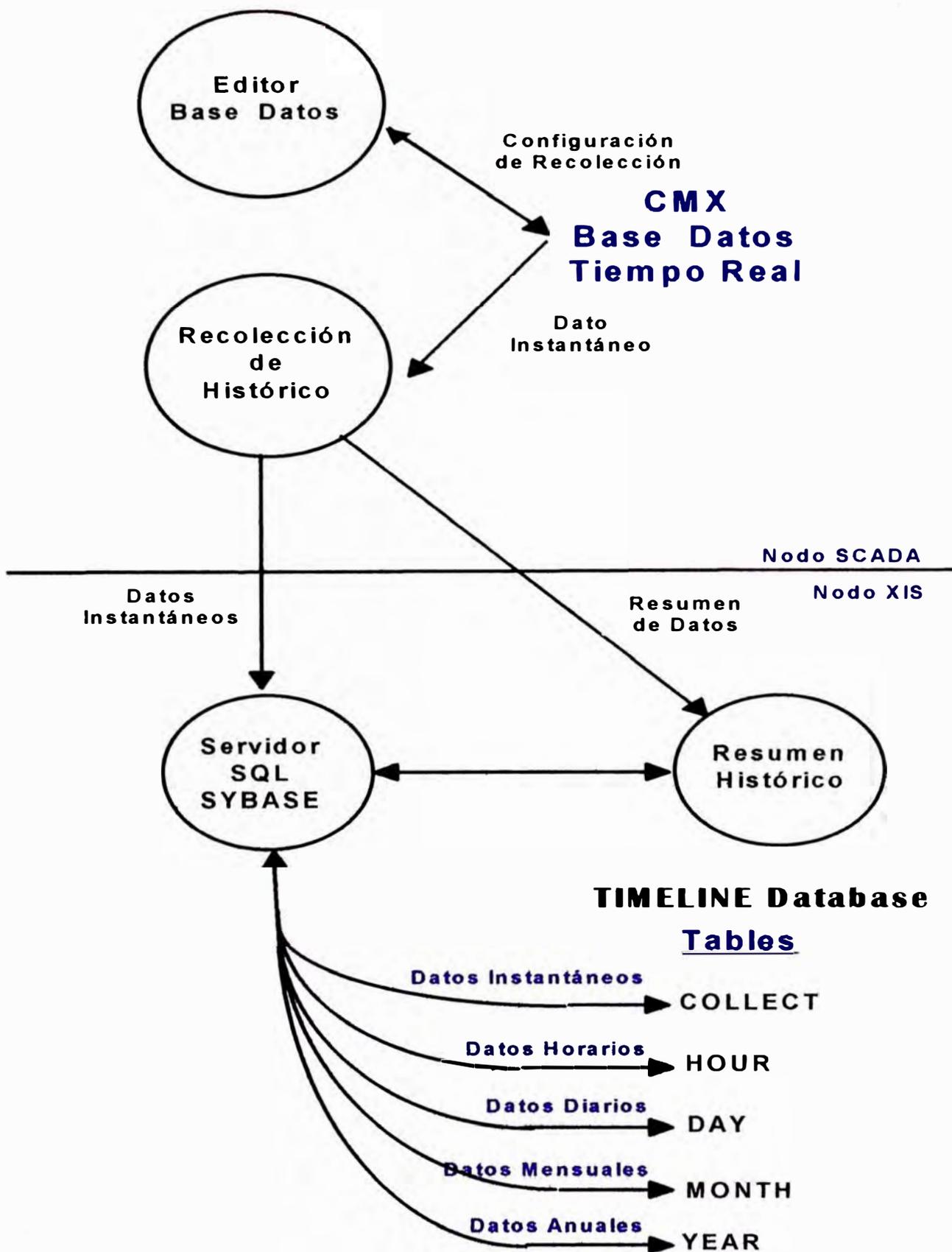


Fig. N° 17: XIS - Diagrama funcional de Recolección de datos

3.11.3 Construcción de la base de datos *Timeline de XIS*.

El proceso *timelineCollect* recopila los datos históricos a intervalos periódicos o por excepción (lo cual ahorra espacio en disco). Los datos contenidos en *timelineCollect* (y el resto en tablas) pueden visualizarse en formato de tabla simple, o de “pseudo-tabla”, mediante la invocación de comandos **ISQL** .

Timelinecollect envía datos directamente al servidor **SQL** de Sybase para que los registre en la tabla *Collect* del sistema **XIS**. Como ya se ha comentado, el servidor **SQL** generalmente reside en un modo independiente de *timelineCollect*. Está último ejecuta *timelinesummary* a intervalos de una hora para cada uno de los períodos de resumen.

Los períodos de resumen incluyen intervalos de horas, días, meses y años. *TimelineSummary* resume los datos instantáneos contenidos en la tabla *collect* de la base de datos *timeline* mediante la extracción del valor registrado al final de cada hora, de los mínimos y máximos obtenidos en el transcurso de la hora (con su referencia horaria correspondiente) y su procedencia. *TimelineSummary* completará los datos que falte por interpolación y los señalará con calidad de “introducido manualmente”.

El resumen de datos de cada período horario queda archivado en la tabla *hour* de la base de datos *timeline*. Al completarse el resumen de datos horarios, *TimelineSummary* procesa estos datos para rellenar la tabla *day*. Se llevan a cabo procesos similares para transferir los datos diarios a la tabla *week*, los datos semanales a la tabla *month* y los datos mensuales a la tabla *year*. Cualquiera de estos

puede ser visualizado por medio de los gráficos de tendencia o gráficos tabulares disponibles en **XOS**.

3.11.4 Construcción de históricos de medida sobre XIS.

Los datos históricos de medida se adquieren y se procesan por medio del programa *processTabla* (véase la siguiente figura N° 18). La función que se ejecuta dentro de este programa se denomina *meter Collect*.

MeterCollect suele operar en el nodo del sistema **XIS**, generalmente en la misma estación de trabajo en la que esté funcionando el servidor **SQL**. *MeterCollect* obtiene datos de medida directamente de la base de datos **CMX** activa efectuando llamadas de “lecturas de campo” al servidor de **SQL** sobre **CMX**.

La definición, o la configuración, de los datos **CMX** que se desean recopilar se almacenan en la tabla *metercollect* de la base de datos *acumm* del sistema **RDMS de Sybase**. Estas definiciones pueden ser editadas y visualizadas por medio de menús y herramientas que se suministran con el sistema.

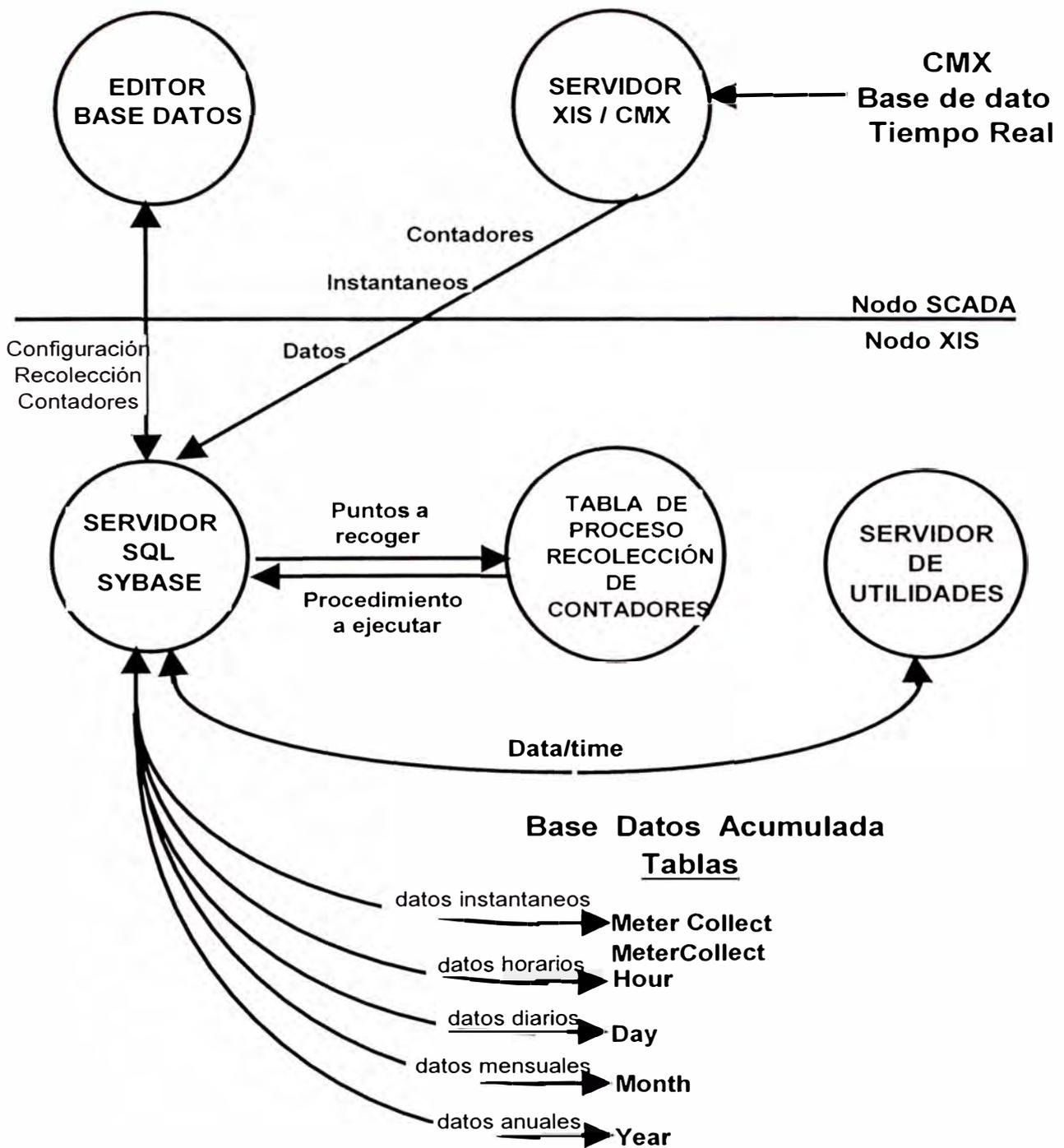


Fig. N° 18: Recolección de datos históricos de Medida

3.11.5 Mantenimiento de la base de datos.

Las funciones *archive* y *cleanup* facilitan el mantenimiento de la base de datos del sistema XIS. *Archive* permite salvar datos históricos en dispositivos de

almacenamiento a largo plazo para su posterior recuperación. Con *cleanup* se pueden borrar antiguos archivos históricos, liberando espacio para datos más recientes.

Nota: *Archive* y *cleanup* hacen uso de las tablas de *schedule*, *device* y *catalog*. Se facilita el acceso por parte del usuario a las tablas, para su configuración y recuperación, mediante una cómoda interfase accionada por pantallas.

3.11.5.1 Tabla de previsiones.

La tabla *schedule* indica cuales son los datos que deben ser archivados, así como donde y cuándo deben ser almacenados. También indica el momento en el cual los datos deben de ser eliminados. La función *archive* accede a esta tabla para determinar que datos archivar y como archivarlos. *Cleanup* accede esta tabla para determinar qué datos eliminar.

3.11.5.2 Tabla de dispositivos.

Esta tabla contiene descripciones de cada dispositivo de almacenamiento de archivos. También se mantiene al corriente de cuáles son las etiquetas de archivo actuales para cada dispositivo. Esta etiqueta es un identificador único que se graba en los dispositivos de almacenamiento de largo plazo para poder identificar los datos que contiene. Si se desea utilizar un dispositivo de almacenamiento para archivar, deberá efectuarse una entrada apropiada en la tabla *device*. Pueden especificarse muchos tipos de dispositivos diferentes, incluyendo discos fijos y removibles y distintos tipos de cintas magnéticas.

3.11.5.3 Tabla de catálogo.

Esta tabla registra la identidad de los datos archivados. Cada vez que se almacenan datos, se añade un registro a la tabla *catalog*. Cuando se va a proceder a la

recuperación de datos, el proceso de recuperación de ficheros accede a esta tabla para identificar tanto el medio de almacenamiento como la ubicación de los datos.

3.11.6 Archivado, Eliminación y Recuperación de datos históricos.

ARCHIVADO DE DATOS HISTÓRICOS

El archivado es un proceso que se compone de múltiples pasos. En primer lugar, los datos se extraen y se colocan en una tabla provisional. Luego, esta tabla se copia al disco. El fichero provisional se transfiere a un archivo sobre el dispositivo de almacenamiento de destino, de acuerdo con la configuración existente en la tabla *schedule archive*. Por último se introduce un registro relativo al archivo en la tabla *catalog* y se almacena la fecha de creación del archivo en la tabla *schedule*.

El proceso de creación de archivos lo inicia el proceso *job scheduler* existente en CMX, al inicio de cada día, con antelación a la ejecución diaria de la utilidad *cleanup*.

ELIMINACIÓN DE DATOS HISTÓRICOS

Los datos archivados quedan a disposición (previa selección) de la utilidad *cleanup* cuando su tiempo de almacenamiento supera una fecha tope predeterminada. Mediante este proceso se asegura un espacio suficiente en el medio de almacenamiento para acomodar datos más recientes.

RECUPERACIÓN DE DATOS HISTÓRICOS

Se inicia el proceso de recuperación al seleccionar la utilidad **Recuperar** de la ventana de configuración de **XIS** del **MENÚ**. El proceso se basa en la respuesta a las cuestiones planteadas en las pantallas típicos del sistema **OASyS**, para la definición

de la fuente y el destino de los datos deseados. Si son necesarias las intervenciones por parte del usuario (por ejemplo, para la colocación de un disco o una cinta) unos mensajes desplegados describirán las acciones que se deben de llevar a cabo.

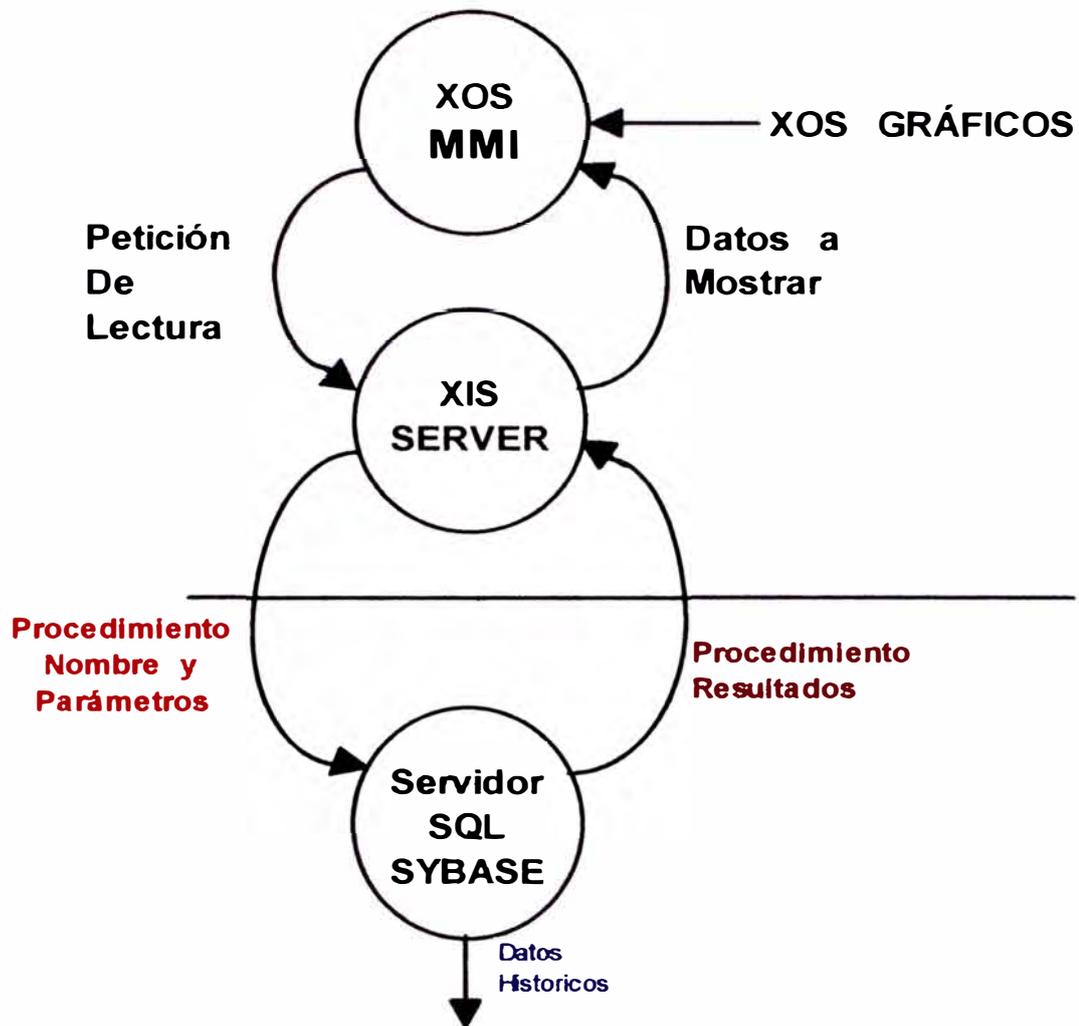
3.11.7 Visualización e informes de datos históricos.

3.11.7.1 Visualización.

Una ventana **XOS** solicita datos del sistema **XIS** de forma automática. Los **DFDs** del **XOS** (descriptores de los linkages existentes en los gráficos), invocados para posibilitar la visualización de datos sobre **XOS**, contienen el nombre de los procedimientos **XIS** que deben de ejecutarse.

Cuando se visualiza un gráfico, el **Interfase Hombre-Maquina XOS** transmite una solicitud o solicitudes, de lectura al sistema **XIS**. En base a ello, **XIS** ejecuta el procedimiento establecido y envía los resultados, en forma de filas de datos, al **XOS**.

Las filas de datos **SQL** son transferidas a los conjuntos de datos de los **DFDs** del **XOS**, y posteriormente enviadas al Interfase Hombre-Máquina para su visualización por parte del operador. En la siguiente figura se describe este proceso.



XIS Base Datos Histórica

Fig. N° 19: Presentación de datos de XIS sobre XOS

3.11.7.2 Informes.

Se emplean los formatos **XOS** para la visualización y/o la impresión de informes de la base de datos de **XIS**. Se define un tecla o una celda de texto para ejecutar la generación de informes. Se puede configurar un formato genérico de ventana de informe utilizando las herramientas **DFD** del **XOS**.

3.11.8 Tendencias sobre datos históricos.

Se emplean los formatos **XOS** para la visualización de gráficos de tendencias de datos históricos. Se recuperan los datos que contienen los parámetros de la (s) tendencia(s) por medio de la ejecución de un procedimiento de tendencias en una base de datos.

El sistema **OASyS** incluye procedimientos de determinación de tendencias para la base de datos *timeline* y *acumm*. **Cualquier** dato contenido en el sistema puede ser sometido a este proceso utilizando los procedimientos por defecto del sistema **OASyS** o los procedimientos especiales que pueden ser desarrollados con las herramientas suministradas.

3.11.9 Recopilación de acontecimientos históricos.

Las alarmas, los acontecimientos de sistemas y las maniobras de control del operador generan mensajes que se imprimen en la impresora de sucesos y se registran en la base de datos del sistema **XIS**. El proceso *spooler* gestiona la impresión, la transferencia de datos al sistema **XIS** y el almacenamiento intermedio de datos en casos de que el sistema **XIS** no esté disponible provisionalmente.

Los sucesos, generalmente filtrados por área, por **RTU** y por referencia horaria, se recuperan de la base de datos del sistema **XIS** por medio del procedimiento *eventSummary* y se presentan al **XOS** para su posterior visualización. Se pueden personalizar los procedimientos de resumen para adaptarse a las necesidades específicas de cada proyecto.

3.12 Despliegues para los terminales y Estaciones de Trabajos

3.12.1 Despliegues de la Base de Datos.

La que se muestra en el anexo N° 27.

3.12.2 Despliegues de 220 y 60 kV en los terminales.

Las que muestro en los anexos N°s 03, 11 y 17.

3.12.3 Despliegues de salidas de redes de 10 kV en los terminales.

Las que muestro en los anexos N°s 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19 y 20.

3.12.4 Despliegues de Alarmas en tiempo real.

La que muestro en el anexo N° 23.

3.12.5 Despliegues de Reportes Históricos.

La que muestro en el anexo N° 28.

3.12.6 Despliegues de Diagramas en Tiempo-Real.

Las que muestro en los anexos del N° 03 al N° 20.

3.12.7 Despliegues de Eventos Históricos.

La que muestro en el anexo N° 29.

**3.12.8 Despliegues del Panel Dinámico del Sistema de alta y Media Tensión
(220 y 60 kV).**

La que muestro en el anexo N° 02.

CAPITULO IV

APLICACIONES DEL SISTEMA IMPLEMENTADO

4.1 Generalidades.

Responsabilidad sobre la Operación del Sistema Eléctrico.

La Operación del Sistema Eléctrico es el manejo dinámico de los equipos en servicio y disponibles, de tal modo que permitan el flujo permanente y óptimo de la energía eléctrica hacia los puntos de consumo o venta y en las condiciones que técnica y reglamentariamente han sido fijadas. **Dicha conducción es de responsabilidad del Centro de Control (llamado también Centro de Operación).** En consecuencia, todo equipo que esté en servicio o se encuentre en condiciones de uso en el Sistema Eléctrico comprendido como:

- Líneas de Alta Tensión
- Subestaciones de Transformación
- Red de Distribución primaria

están bajo el control del Centro de Control en lo que se refiere a la Operación del Sistema y por lo tanto, **toda maniobra debe ser exclusivamente dirigida por el personal autorizado del Centro de Control.**

Responsabilidad sobre los equipos y/o instalaciones.

Para que el Sistema Eléctrico sea explotado manteniendo la calidad y continuidad comportamiento de ellos del servicio en óptimas condiciones es necesarios que las diferentes secciones de la empresa, responsables de los equipos e instalaciones,

ejerzan supervisión sobre el, ejecuten el mantenimiento preventivo y correctivo, aporten al Centro de Control toda la información técnica necesaria para su operación y efectúen los análisis y estudios de funcionamiento que correspondan.

Todas las secciones de una empresa tienen deber de mantener los equipos que les han sido asignados dentro de sus rangos de rendimientos técnica y económicamente aceptables. Así mismo, nadie puede intervenir en el Sistema Eléctrico o en la cercanías de sus elementos constitutivos, en algún equipo, parte de él o en los componentes que se utilicen para el control y maniobras de operación, sin haber obtenido del **Centro de Control** una autorización necesaria para ello.

4.2 Perturbaciones Imprevistas en el actual Sistema Eléctrico - Influencia en la Red de Distribución - Acciones en Tiempo Real del Centro de Control.

Antes de entrar a explicar en detalle las funciones como una aplicación de nuestro sistema implementado, es necesario recordar algunas definiciones, así como también definir otras nuevas, para un mayor entendimiento de este capítulo.

DEFINICIONES:

-Alta Tensión (A.T.), término genérico para especificar voltajes iguales o superiores a *60.000 voltios*.

-Media Tensión (M.T.), término genérico para especificar voltajes mayores que *220 voltios* y menores que *60.000 voltios*.

-Baja Tensión (B.T.), término genérico para especificar voltajes inferiores que *220 voltios*.

-Caida total del servicio, es la interrupción total del suministro eléctrico.

-Caida parcial del servicio, es la interrupción parcial, pero masiva, del suministro eléctrico en una zona de concesión.

-Cartel “HOMBRES TRABAJANDO” y “CIRCUITO EN TRABAJO”, son los carteles que el responsable del trabajo, coloca en el lugar correspondiente en el pupitre de mando o en la columna de mando del equipo o circuito que se encuentra fuera de servicio.

-Cartel “TENSION DE RETORNO”, es el cartel que los operadores colocan en los puntos próximos o adyacentes a circuitos liberados que quedan con tensión.

-Centro de Control (Centro de Operación), es la dependencia que coordina, autoriza y controla las maniobras en las redes de alta tensión y media tensión de EDELNOR S.A., apoyados por el Sistema de Supervisión y Control.

-Circuito Eléctrico, es el conjunto de elementos que sirven para generar, transmitir, transformar y distribuir la energía eléctrica y que dispone de dispositivos para su conexión o desconexión del servicio. Cada circuito está identificado en forma precisa y única.

-Circuito energizado, es un circuito que esta conectado y con tensión.

-Circuito desenergizado, es un circuito que esta desconectado y sin tensión.

-Circuito libre, es un circuito sin ningún tipo de permisos vigentes, con sus tierras de trabajos retiradas y que por lo tanto, esta en condiciones de ser energizado.

-Conexión a tierra, es la operación de conectar a tierra un circuito o equipo desenergizado, con el objeto de proteger a las personas que trabajan en él.

-Conexión, es la acción de energizar un circuito o equipo eléctrico, actuando sobre sus dispositivos de operación.

-Desconexión, es la acción de dejar fuera de servicio un circuito o equipo eléctrico, abriendo los dispositivos de operación correspondientes para aislarlo.

-Falla, es la condición que impide continuar con la operación de uno o más componentes de un sistema eléctrico y que requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.

-Maniobras, son todas las actividades operativas relacionadas con la conexión, desconexión y pruebas de los equipos de protección y maniobra; tanto en las situaciones previstas como imprevistas.

-Parte de Maniobras, es el documento en el cual el Operador de turno del Centro de Operación deberá anotar todas las operaciones ejecutadas y ocurridas en el Sistema Eléctrico. Asimismo también deberá de anotar todas las novedades ocurridas durante su turno y que afecten a la explotación del sistema Eléctrico.

-Normalización, es el conjunto de operaciones que permiten volver a un circuito a su esquema eléctrico normal de trabajo.

-Operación, es el conjunto de maniobras ejecutadas por medio de dispositivos destinados a desconectar o poner en servicio cualquier equipo o circuito.

-Operación automática (O.A.), es la apertura o cierre de un equipo de operación (interruptor, reconectador, seccionalizador, desconectador, etc.) accionado por sus protecciones y/o esquemas de control asociados.

-Operador de campo, es el funcionario que ejecuta las operaciones.

-Orden, es una instrucción emitida por el Operador del Centro de Operación y que origina la ejecución de una acción de operación.

-Puesta en servicio, es la acción de conectar por primera vez un circuito y/o equipo eléctrico para incorporarlo al Sistema.

-Tajeta de Liberación, es la autorización que otorga el Operador de Campo Autorizado a la persona a cargo de un trabajo, en un circuito o equipo que esta desenergizado, quién lo conservará en su poder por el tiempo que demore el trabajo.

-Recuperar el servicio (Recuperación de la Demanda), son las acciones de restablecer para alcanzar las condiciones normales de suministro de energía, dirigidas y controladas por el Centro de Control.

-Red de Distribución Primaria, conjunto de componentes eléctricos en media tensión destinados al transporte de la energía eléctrica disponible en las Subestaciones receptoras del sistema. Se denominan de “Distribución Primaria” debido a que energizan el lado primario de los transformadores de distribución y/o particulares que bajan el voltaje a su nivel de utilización.

-Red de Distribución Secundaria, conjunto de componentes eléctricos destinados al transporte final hasta los consumidores en Baja Tensión, de la energía eléctrica disponible en los transformadores de distribución. Se denominan de “Distribución Secundaria” debido a que se energizan desde el lado secundario de dichos transformadores.

-Responsable del trabajo (encargado, supervisor), es el trabajador de mayor jerarquía de un grupo, designado para dirigir un trabajo. Su nombre figura en la solicitud de maniobra y en la “TARJETA DE LIBERACION”.

-Responsable de la maniobra, son los operadores de las redes o las personas autorizadas para ejecutar maniobras.

-Sistema Eléctrico, es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas, redes y subestaciones de transmisión en alta tensión a 60 kV y 220 kV; en media tensión a 2.3 kV, 10 kV y 30 kV.

-Sistema de Supervisión y Control (SS y C), es el conjunto de equipos y programas computacionales, que permiten en forma remota, monitorear y operar el Sistema Eléctrico de EDELNOR S.A.

-Solicitud de Maniobras, es el documento escrito, que el jefe de una dependencia envía al Centro de Operación, solicitando una maniobra, para dejar fuera de servicio un determinado equipo o circuito, durante un tiempo definido.

-Subestación de Transmisión (SET), es la parte del sistema eléctrico, que recepciona la energía eléctrica en 220 kV, 60 kV y 30 kV, la transforma y distribuye a las subestaciones de distribución.

-Subestación de distribución (SED), es la unidad conectada a la red de media tensión, que distribuye la energía eléctrica a los usuarios en media y/o baja tensión.

-Tarjeta de No Operar, es una tarjeta de acrílico de color amarillo, numerada y con la palabra **No Operar** en su parte superior que se coloca en el comando de equipo protegido. Esta tarjeta deberá mantenerse en el comando del equipo hasta la cancelación de la Tarjeta de Liberación.

-Tarjeta de Liberación, es el parte que el operador entrega al responsable del trabajo o deja sobre el equipo de mando del circuito, anotando en ella el nombre del responsable del trabajo y el N° de clave del circuito o equipo fuera de servicio

-Tarjeta de Maniobras, documento del Coordinador responsable que contiene las operaciones que permiten cumplir con las condiciones solicitadas para ejecutar un

trabajo en equipo o circuito desconectado y su posterior normalización, con observaciones que ayuden a tener una visión clara de las condiciones en que se encuentran dichas componente .

-Tensión de retorno, es la tensión a que queda sometido un circuito, después de haberse desconectado su (o sus) fuentes de alimentación normal por efecto de una energización programada o accidental

-Zona de Trabajo, es aquella parte del Sistema Eléctrico claramente demarcada, en el que se interviene con una Tarjeta de Liberación otorgado por el Operador de Campo con el objeto de ejecutar modificaciones, reparaciones, mantenimiento, etc.

-Tierra de Trabajo, la conexión física a tierra de un equipo eléctrico hecha por el poseedor de una tarjeta de liberación.

4.2.1 Racionamiento Imprevisto de Energía Eléctrica - Causas:

4.2.1.1 Indisponibilidad en Unidades de Generación.

Una de las causas que trae como consecuencia una perturbación, una oscilación o en el peor de los casos una interrupción imprevista en nuestro sistema (EDELNOR), es la salida fuera de servicio de unidades generadoras, ya sea de la Central Hidroeléctrica del Mantaro, de EDEGEL o la Térmica de Ventanilla.

Si observamos, el diagrama unifilar del Sistema Interconectado Centro Norte SICN (Anexo 1.1), podremos observar que EDELNOR recibe directamente la energía como sigue:

-A través de la Línea-221 (Hayucachi-Zapallal) 220 kV. Huayucachi se interconecta con la C. H. del Mantaro y Restitución, a través de la Línea-220 (C.H.Mantaro-Huayucachi) 220 kV.

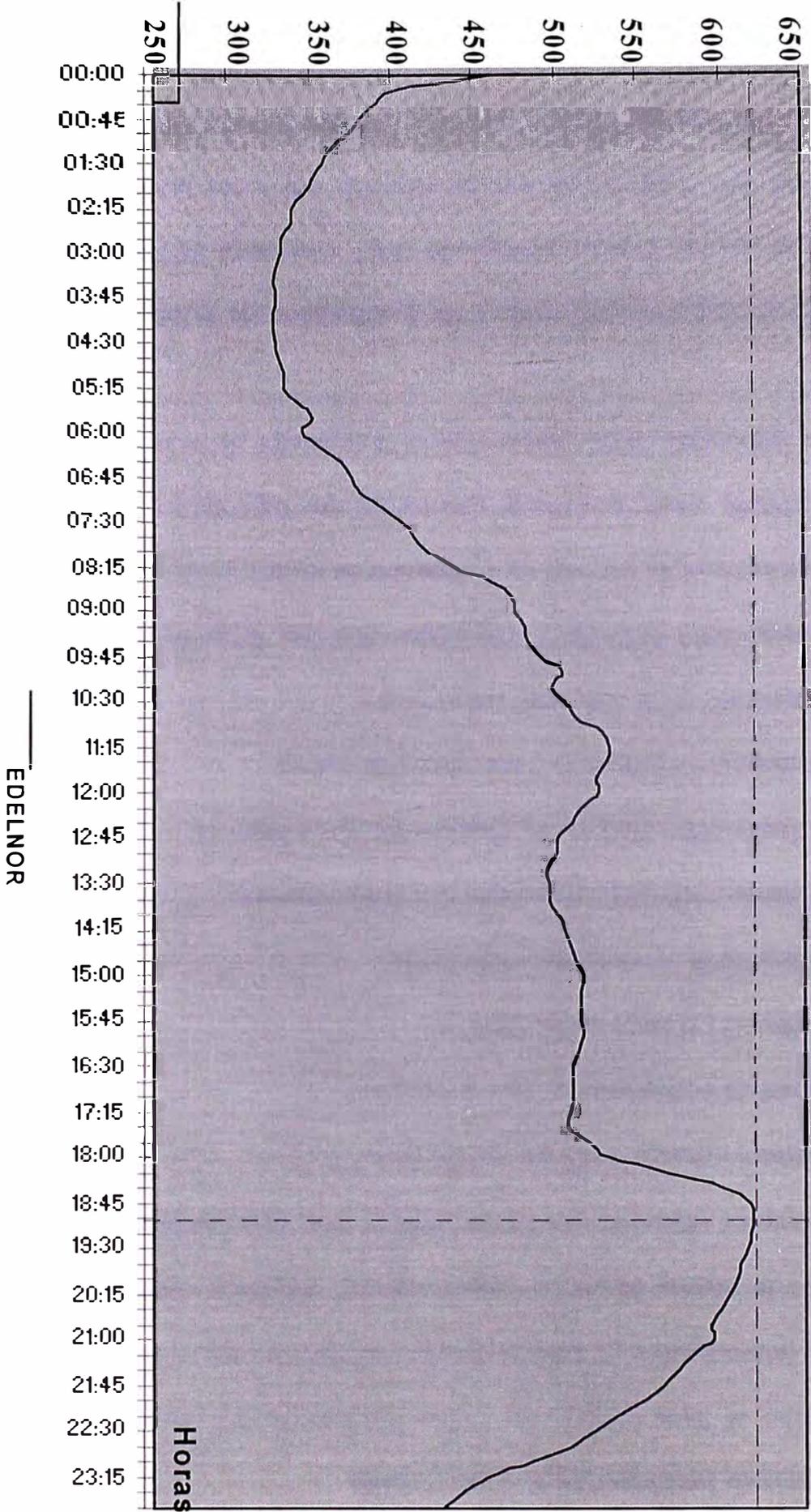
- A través de la Línea-213 (Paramonga Nueva-Zapallal) 220 kV.
- A través de las Líneas-2008 (C.H. Callahuanca-Chavarría) 220 kV.
- A través de las Líneas-2009-2015 (C.H. Matucna, Callahuanca, Huampani-Chavarría) 220 kV.
- A través de las Líneas-601-602 (C.H. Moyopampa-Sta. Rosa Antigua) 60 kV.
- A través de las Líneas-2001-2002 (C.H. Huinco-Sta. Rosa Nueva) 220 kV.
- A través de las Líneas-242 (C.T. Ventanilla-Zapallal) y
- A través de las Líneas-244-245 (C.T. Ventanilla-Chavarría) 220 kV.

Por lo tanto, la avería de unidades generadoras de cualquiera de estas mencionadas líneas arriba, repercute en nuestro sistema, ya sea con una baja de tensión o con un rechazo de carga imprevisto, obviamente esto va a depender de la magnitud de la avería.

Debemos de tener en cuenta, que la demanda típica de EDELNOR es la indicada en el diagrama de carga siguiente.

DIAGRAMA DE CARGA TIPICO

MW



4.2.1.2 **Deficiencias en los Sistemas de Transmisión**

En forma similar al ítem 4.2.1.1, las Líneas de transmisión cumplen principal importancia en la interconexión de subsistemas con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). De la misma forma, si observamos el diagrama unifilar del SICN (Anexo 1.1), podremos observar que EDELNOR recibe directamente la energía a través de las siguientes principales líneas en 220 kV:

- A través de la Línea-213 (Paramonga Nueva-Zapallal).
- A través de la Línea-221 (Huayucachi-Zapallal).
- A través de la Línea-2008 (Callahuanca-Chavarría).
- A través de las Líneas-2010-2011 (San Juan-Sta. Rosa Nueva).
- A través de las Líneas-2001-2002 (C.H. Huinco-Sta. Rosa Nueva).
- A través de las Líneas-244-245 (C.T. Ventanilla-Chavarría).
- A través de la Línea-242 (C.T. Ventanilla-Zapallal) y
- A través de las Líneas-2003-2004 (SET Chavarría - SET Sta. Rosa Nueva).

Por lo tanto, la salida fuera de servicio de cualquiera de estas Líneas, trasciende en el sistema de EDELNOR, desde una fuerte oscilación, una baja de tensión o con un rechazo de carga imprevisto, obviamente esto va a depender de la magnitud de la avería.

Si observamos el Esquema del Sistema de Transmisión de Edelnor (Anexo 1), podremos observar que las Ternas -2005-2006 (SET Chavarría-SET Barsi) en 220 kV, son de mucha importancia para nuestro sistema, por tanto la salida fuera de servicio de estas dos ternas, significa pérdidas considerables a EDELNOR como analizaremos más adelante.

4.2.1.3 El ¿Por qué? del problema de la Mínima Frecuencia en el Sistema actual.

En nuestro sistema actual de EDELNOR, el problema de la mínima frecuencia, básicamente se presenta debido a contingencias imprevistas en la red de Alta Tensión (220 kV). Pero, no propias de la red nuestra; sino, debido ya sea a un déficit intempestivo en la generación o por la salida fuera de servicio de alguna línea importante en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

Nuestro Sistema, recibe el despacho de carga de las cinco centrales de generación hidráulica de EDEGEL. Estas son: C.H. de Huinco, Moyopampa, Huampani, Matucana y Callahuanca. Obviamente nuestro sistema, recibe también energía eléctrica del SICN, la cual tiene como principal fuente de generación, la Central Hidroeléctrica del Mantaro y Restitución. Cabe señalar también que se recibe energía de la Central térmica de Ventanilla.

Históricamente, las contingencias registradas en nuestro sistema, que trajo como consecuencia un Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, es debido a la salida fuera de servicio intempestivo de Grupos de Generación en la Central H. del Mantaro. Más no es consecuencia de Mínima Frecuencia, cuando ocurren salidas fuera de servicio de cualquiera de las cinco centrales de EDEGEL, las cuales mencionamos líneas arriba.

En el ítem (4.2.2.4), detallaremos con un caso real, la acción y forma de rechazo de carga por mínima frecuencia imprevista.

4.2.1.4 El ¿Por qué? del problema de Baja Tensión en el sistema actual.

Como hemos visto en los ítem 4.2.1.1 y 4.2.1.2, un déficit en la generación o una salida fuera de servicio de líneas principales de 220 kV del SICN, trae como

consecuencia la caída de tensión en nuestro sistema; obviamente un problema de esta naturaleza no es muy frecuente.

Existen otros ‘Problemas’, propios del sistema de EDELNOR que trae como consecuencia la caída o baja de la tensión, estas son:

-Salida fuera de servicio de las siguientes líneas de 60 kV (Ver anexo N° 1)

°Línea 626 (SET Chavarría - SET Infantas), (Ver flujo de carga N° 1).

°Línea 625 (SET Chavarría - SET Zapallal-SET Caudivilla), (Ver flujo de carga N° 2).

°Línea 617 (SET Chavarría - SET T. Valle), (Ver flujo de carga N° 3).

°Línea 618 (SET Chavarría - SET Oquendo), (Ver flujo de carga N° 4) y

°Línea 614 (SET Sta. Rosa Nueva - SET Tacna), (Ver flujo de carga N° 5).

La salida fuera de servicio de estas líneas en días típicos (lunes a viernes), trae como consecuencia una inevitable caída en la tensión hasta hoy en día. Por tal motivo al programar la ejecución de los Mantenimientos Preventivos de estas líneas, se procura realizarlos solo en días domingos o feriados (días de baja carga en el sistema), tal como analizaremos más adelante.

Nota: las demás ternas, por su configuración y por la menor cantidad de MW que transportan, no originan ninguna caída de tensión en el sistema, motivo por el cual se ejecutan sus mantenimiento respectivos en días típicos normales (lunes a viernes).

4.2.1.5 Fuera de Servicio Imprevistos de Líneas en Alta y Media Tensión.

Si observamos los Anexos N° 1, N° 1.2 y la Tabla del acápite 1.2.1 de la Capacidad de las Líneas en Amp., podemos observar que las zonas más críticas de nuestro sistema se presentan en las Líneas de 60 kV que alimentan a las SET's:

°Mirones (L-621, 622),

°Infantas-Zapallal-Caudivilla (L-625, 626),

°Oquendo-Tomás Valle (L-617, 618) y

°Canto Grande (L-667).

Obviamente es también de importancia analizar a las ternas en 220 kV (L-2005-2006) cuyo flujo de potencia es de la SET Chavarría a la SET Barsi.

De salir fuera de servicio una de las ternas que alimentan a la SET Mirones (Líneas 621 ó 622), esto traería como consecuencia una sobrecarga en la otra línea. Obviamente, el porcentaje de sobrecarga va a depender de la hora en que ocurra esta perturbación. Pudiendo sobrecargarse la otra línea hasta un 20% por dos horas, tiempo en que el Centro de Control tomaría medidas de emergencia, como son: realizar los traslados de carga necesarios, logrando de esta manera disminuir este porcentaje de sobrecarga y dar un mayor tiempo para superar esta contingencia. En cuanto a las líneas 625 y 626, de salir fuera de servicio una de estas ternas, la consecuencia va a depender del estado en que se encuentre el acoplamiento de 60 kV en Zapallal. Es decir, si el acoplamiento esta cerrado (peor de los casos), la otra línea apertura en forma inmediata por sobrecarga. Y, si el acoplamiento esta abierto, obviamente quedará fuera de servicio solo las zonas a las cuales estas líneas alimentan independientemente, cabe señalar que es por este motivo que normalmente la configuración en la SET de Zapallal es “Acoplamiento abierto” en las barras de 60 kV. Con respecto a las línea 617 y 618, el comportamiento es similar al de las ternas 621 y 622. Finalmente, si el problema es con las líneas de 220 kV (Líneas 2005-2006), no se presentaría problema de sobrecarga en ningún momento. Pero,

obviamente por la importancia de estas dos ternas, nos encontraríamos frente a un problema de confiabilidad.

4.2.1.6 Fuera de Servicio Imprevistos de Trafos en Alta y Media Tensión.

La salida fuera de servicio de trafos de alta y media tensión, mucho va a depender de la configuración que se tenga en determinada Sub-Estación de Transformación (SET). Solo podemos afirmar lo siguiente: si la interrupción sucede un día domingo o feriado, el/los otro(s) trafa(s) asumirían sin ningún problema con la carga total. A diferencia que si la interrupción es un día típico (lunes a viernes), los resultados van a depender de la configuración que se tenga en las barras de 60 kV y 10 kV a las que están conectados estos trafos.

4.2.1.7 Perturbaciones en la SET's en Alta y Media Tensión.

Muchas de las perturbaciones que se originan dentro de una SET, son originados por errores de operación. Por mencionar algunas:

- Deficiencia en la comunicación, entre el Centro de Control y el Operador de la SET.
- Negligencia o equivocación del Operador de la SET al ejecutar una determinada maniobra. Por ejemplo, poner a tierra un circuito energizado, por equivocación o por un exceso de confianza del mismo operador.
- Negligencia o equivocación del Operador del Centro de Control, al dirigir la ejecución de una determinada maniobra.
- Incumplimiento de los Procesos y Normas de Seguridad en la liberación de los circuitos, etc.

Nota: Si el origen es por error o equivocación de la persona, en la mayoría de los casos trae consecuencias indeseables; desde un accidente, hasta pérdidas humanas y obviamente pérdidas materiales.

4.2.1.8 Otros Problemas Imprevistos Actuales en los Sistema Eléctricos.

En los Sistemas Eléctricos actuales, existen otros problemas que en la mayoría de los casos escapan a una prevención de los mismos. Por mencionar algunas, estos son:

-Cola de cometas, que muy continuamente originan cortocircuitos en las líneas de transmisión.

-Cortocircuitos intencionales, originados por terceras personas con la finalidad de realizar hurtos (robos) en las líneas de distribución de 10 kV y baja tensión.

-Líneas de distribución de 10 kV caídas, por choque de vehículo con poste de distribución, etc.

4.2.2 Estratégias y acción del Centro de Control en el Racionamiento imprevisto.

4.2.2.1 Reprogramación de la operación en Tiempo Real.

Para llevar a cabo la reprogramación inmediata (en tiempo real) de un circuito luego de una interrupción imprevista, debemos de tener presente la función de cada Area o Sección de la empresa, su límites de responsabilidad y la coordinación con el Centro de Control. En los siguientes esquemas, resumimos las Secciones que coordinan con el Centro de Control en tiempo Real, las funciones de las mismas y sus respectivos radios de acción:

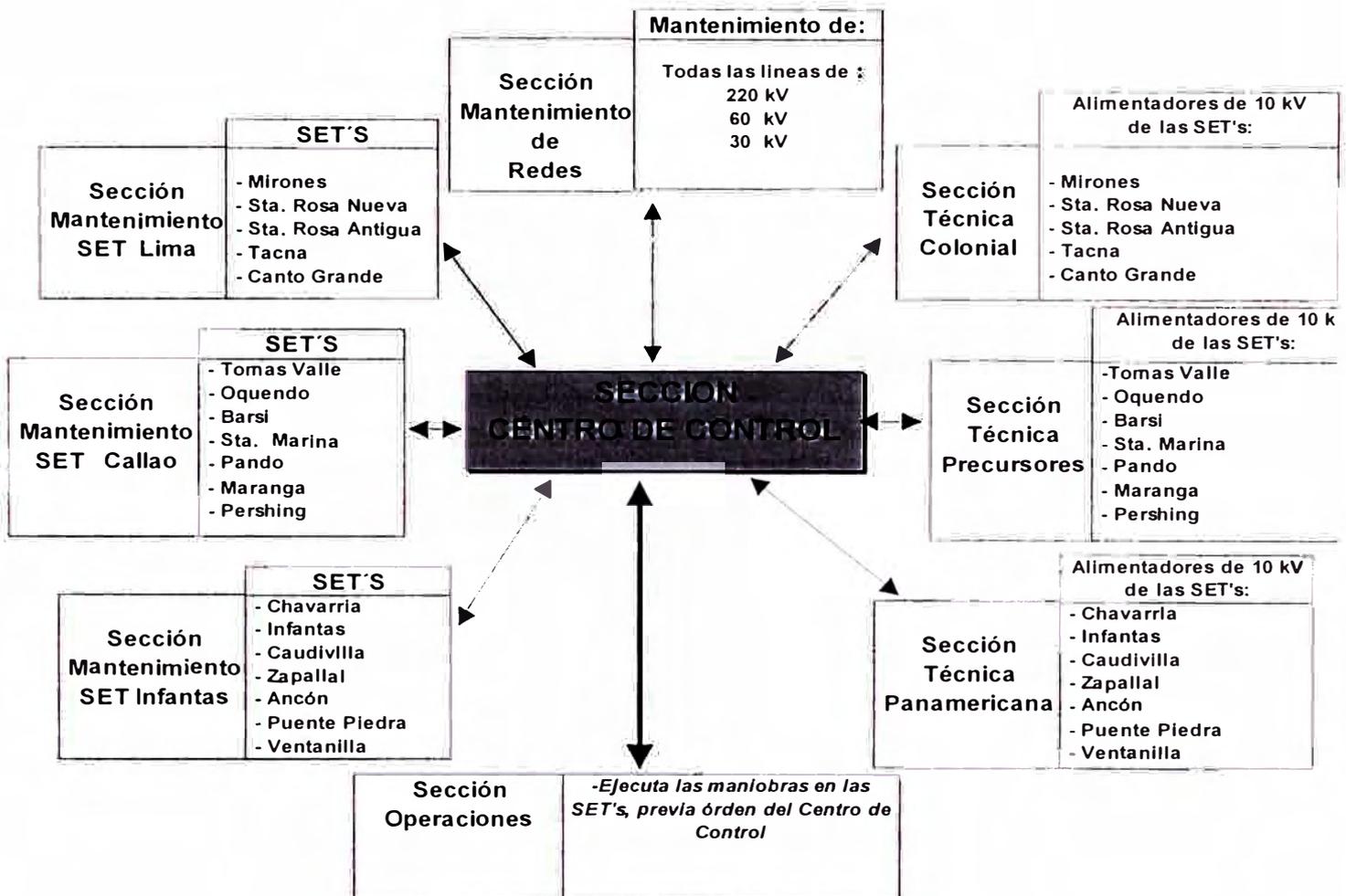


Fig. N° 21: Areas que Coordinan directamente con el Centro de Control

Ocurrida una contingencia, el Centro de Control determinará la estrategia a seguir. Dependiendo de la zona y de la parte del circuito interrumpido, el Centro de Control para efecto de *reprogramar la operación normal del sistema* ordenará a la Sección Operación la ejecución de determinadas maniobras a seguir.

4.2.2.2 Coordinación con el Sistema de Generación en Tiempo Real.

Presentada una contingencia de consideración, en la que para poder equilibrar el sistema sea necesario realizar, ya sea un rechazo de carga por baja tensión, por mínima frecuencia, o por déficit de generación. Normalmente estas coordinaciones son realizados con el Centro de Control de EDEGEL en tiempo real.

4.2.2.3 Coordinación con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) en Tiempo Real.

Coordinación de la Operación en Tiempo Real:

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

ELECTRO PERU S.A. Electricidad del Perú.

SICN: Sistema Interconectado Centro Norte.

EDEGEL S.A.: Empresa de Generación Eléctrica de Lima.

EGENOR S.A.: Empresa de Generación del Norte.

LUZ DEL SUR: Empresa de Eléctrica del Sur de Lima

ETECEN S.A.: Empresa de Transmisión Eléctrica del Centro Norte S.A.:

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), es el organismo técnico encargado de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. De ocurrir una contingencia en el SICN, en líneas de 220 kV, parada de unidades generadoras, etc., o cualquier circuito que afecte al Sistema Eléctrico; dependiendo del tipo de perturbación presentada, el COES dá los márgenes del nuevo despacho económico de emergencia a las empresas generadoras de ELECTROPERU, EDEGEL, EGENOR las cuales se sujetan a las disposiciones del COES. Este despacho y la coordinación respectiva se realizan en Tiempo Real ya sea por radio, o en la mayoría de los casos telefónicamente. Si es necesario, el COES dispondrá del despacho de Unidades Generadoras Térmicas, con la finalidad de cubrir la demanda existente en el sistema en ese instante.

Si la contingencia presentada es de consideración. Por ejemplo, la salida de varios grupos generadores de la Central Hidroeléctrica del Mantaro, o el registro de una Baja Tensión en el Sistema debido a problemas en la red por la salida de alguna/s línea/s de 220 kV, etc. El COES, si es necesario podrá solicitar a las Empresas Distribuidoras de LUZ DEL SUR y EDELNOR que procedan a realizar un racionamiento de carga en forma equitativa para ambas empresas, dando el COES la cantidad de MW necesarios a rechazar con la finalidad de superar esta contingencia.

Si la contingencia es debida a un rechazo de carga automático por mínima frecuencia, es el COES quien podrá confirmar la autorización para que se proceda a reestablecer la carga de las empresas LUZ DEL SUR y EDELNOR. Esta autorización la coordina el COES vía teléfono con las empresas generadoras y éstas a su vez lo coordinan con las empresas distribuidoras de LUZ DEL SUR y EDELNOR a través de sus Centro de Control respectivos.

4.2.2.4 Acción y formas de Rechazo de carga por Mínima Frecuencia.

Para poder comprender, la forma y secuencia de rechazo de carga por mínima frecuencia, observar el cuadro del ítem (4.2.4.5), en la cual se detalla la secuencia automática para este rechazo de carga. La forma de rechazo de carga por mínima frecuencia, lo explicaremos en este ítem a través del siguiente caso real:

Nuestro sistema está "Configurado" para que en situaciones de mínima frecuencia como la ocurrida el día Jueves 24 de abril de 1997 a las **17:43 horas**. Al presentarse un déficit de generación en la Central H. del Mantaro por la salida fuera de servicio imprevisto de 4 de sus grupos. En nuestro sistema ocasionó que actuaran los relés de

mínima frecuencia en las SET's: Chavarría, Barsi, Mirones, Sta. Rosa Nueva, Sta. Rosa Antigua, y Pershing.

Los relés de mínima frecuencia que actuaron fueron:

En la SET Chavarría 60 kV.

- Línea 621.
- Línea 622.
- Línea 625.
- Línea 626.
- Trafo N° 1 de 60/10 kV.

En la SET Barsi 60 kV.

- Línea 623.
- Línea 624.
- Línea 616.
- Trafo N° 1 de 60/10 kV (fuera de servicio el sistema blanco).

En la SET Mirones 60 kV.

- Acoplamiento de 60 kV.

En la SET Sta. Rosa Nueva 60 kV.

- Línea 667

En la SET Sta. Rosa Antigua 10 kV.

- Alimentadores P-1, 6, 7, 12, 13, 19, 21, 22, 23, 25, 28, 29, 31 y 33.

En la SET Pershing 60 kV.

- Línea 646
- Acoplamiento de 60 kV.

La acción de apertura de éstos relés, ocasionó que quedaran fuera de servicio en **forma total** las SET's: Maranga, Sta. Marina, Canto Grande, Mirones, Infantas, Caudivilla, Zapallal, Ancón, Puente Piedra, Ventanilla, Chancay y Huaral. Y en **forma parcial** las SET's de Pershing (Q-4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 14, 16, 18, 20, 21 y 23), Barsi (K-4, 5, 10, 11, 12, 15, 17, 20, 22, 23, 24) y Sta. Rosa Antigua (P-1, 6, 7, 12, 13, 19, 21, 22, 23, 25, 28, 29, 31 y 33). Donde Q-4, 5,... , K-4, ..., y P-1, 6.... son códigos de alimentadores.

Acción para el proceso de recuperación de carga.

La recuperación de carga normalmente se realiza a través del SCADA vía telemando, para esto se tienen en cuenta algunas consideraciones respecto a los circuitos de nuestro sistema, por ejemplo:

-Saber que zonas (circuitos), podemos poner en servicio a través de las mismas líneas en 60 kV. (por telemando).

-Que zonas debemos de abrir previamente los interruptores de salida de carga (transformadores, alimentadores), esto para poder recuperar la carga y entrar en servicio en forma paulatina, por ser cargas de consideración en lo que respecta a magnitud.

-Y, también considerar las zonas o circuitos que no contamos con telemando, entonces debemos de enviar a un operador para que pueda poner en servicio manualmente los circuitos afectados, lo cual implicará un tiempo mayor para su restablecimiento.

En el ítem 4.2.2.7, y siguiendo con este ejemplo real del rechazo de carga por mínima frecuencia ocurrido el 24 de Abril de 1997, detallaremos como es el proceso de recuperación de la demanda.

4.2.2.5 Acción y formas de Rechazo de carga por Baja Tensión.

Se realiza el rechazo de carga por baja tensión de dos formas: si la situación de baja tensión se está registrando en las SET's entonces se procede a rechazar carga abriendo los acoplamientos de 10 kV y solo se deja fuera de servicio el sistema blanco de 10 kV. ya que en este sistema se encuentran las cargas que son menos importantes, por llamarlos de alguna manera en comparación de las que se

encuentran ubicados en el sistema negro. Si la baja tensión se registra en los alimentadores de distribución de 10 kV., se procede a realizar cortes parciales en las comunmente llamadas colas de distribución, o en su defecto se realizan traslados de carga a otros alimentadores. En cualquiera de los dos casos, los cortes que sea realicen no deben de tener un periodo de duración mayor a 4 horas; de persistir la baja tensión, se procederá a racionar a otros alimentadores, poniendo en servicio a los primeros afectados.

4.2.2.6 Administración y modo de la Operación del Déficit de la Energía Eléctrica.

De presentarse un déficit de la energía eléctrica, se deben de tener ciertos criterios importantes para la administración de la energía disponible. Algunos de estos criterios son:

- Cuidar de no realizar cortes en las zonas industriales, esto con la finalidad de no perjudicar la producción de las mismas.
- No realizar cortes en los alimentadores donde se encuentran clientes importantes.

Algunos de estos en la siguiente tabla:

Tabla N 16: Clientes Importantes de Edelnor

CODIGO DE ALIMENTADOR	CLIENTES IMPORTANTES
Ch-12	Hospital Cayetano Heredia, UNI.
Ch-19	Servicios Auxiliares de la SET Chavarría
Cv-01	Hospital Collique
F-07	Hospital San Juan de Dios
I-10	Servicios Auxiliares de la SET Infantas
K-07	Hospital Naval, UNMSM
K-09	Faucett (aeropuerto)
M-23	Sucursal colonial de EDELNOR
O-09	Central Térmica de Ventnilla
P-14	Maternidad de Lima
P-15	Hospital 2 de Mayo
P-18	Hospital Hipólito Hunanue
PA-13	Hospital del Niño, canal 13
Q-15	Hospital Sta. Rosa, Clínica Etalla Maris
Q-17	Hospital Militar, Hospital de la Policia
T-01	Congreso de la República
T-02	Palacio de Gobierno
T-13	Complejo Chacra Rios (Centro de Control de EDEGEL)
T-13	Hospital Loaysa
T-15	Telefónica del Perú
T-16	El Comercio, La República
T-19	Ministerio de RREE

Aun en el peor de los casos, siempre debemos de tener presente, que no se debe de afectar a estos alimentadores, por su importancia y por que las consecuencias pueden ser fatales. Por ejemplo, de cortarse la energía eléctrica a un Hospital que no cuente con grupo electrógeno.

4.2.2.7 Cronología de recuperación del Sistema en Tiempo Real.

Nota: en el ítem 4.2.2.4, y siguiendo con este ejemplo real del rechazo de carga por mínima frecuencia ocurrido el 24 de Abril de 1997, detallaremos como es el proceso de recuperación de la demanda.

Luego de la actuación de los relés de mínima frecuencia, es de responsabilidad única del Centro de Control dar inicio a la recuperación de la carga, obviamente esto

se realiza inmediatamente superado el problema en el despacho de la Central Generadora.

Para la recuperación de la demanda, se realiza en coordinación en tiempo real con los Centros de Control de las empresas Luz del Sur y EDEGEL, y siempre bajo la supervisión del COES (Comité de Operación Económica del Sistema).

Secuencia de operaciones, horas y circuitos normalizados:

-Por telemando a las 18:15:00 horas, aperturamos los interruptores de las líneas 669 y 670, aislando las SET's de Chancay y Huaral, para luego entrar con las líneas 625 y 626 como indicamos a continuación.

-Por telemando a las 18:16:05 horas, cerramos los interruptores de las líneas 625 y 626, entrando en servicio las SET's de Infantas, Caudivilla, Zapallal, Ancón, Puente Piedra y Ventanilla.

-Por telemando a las 18:16:30 horas, cerramos los interruptores de las líneas 669 y 670, entrando en servicio las SET's de Chancay y Huaral.

-Para normalizar la SET Mirones, previamente "descargamos" algunos alimentadores en 10 kV. para poder entrar en servicio a través de las líneas 621 y 622.

-Por telemando a las 17:50:00 horas, aperturamos el interruptor del M-11.

-Por telemando a las 17:50:25 horas, aperturamos el interruptor del M-13.

-Por telemando a las 17:50:50 horas, aperturamos el interruptor del M-17.

-Por telemando a las 17:51:05 horas, aperturamos el interruptor del M-19.

-Por telemando a las 17:52:01 horas, aperturamos el interruptor del M-21.

-Por telemando a las 17:52:10 horas, aperturamos el interruptor del M-23.

-Por telemando a las 17:52:17 horas, aperturamos el interruptor del M-25.

- Por telemando a las 18:10:01 horas, cerramos los interruptores de las líneas 621 y 622, entrando en servicio parcialmente la SET Mirones. Luego:
- Por telemando a las 18:12:05 horas, cerramos el interruptor del M-19.
- Por telemando a las 18:12:01 horas, cerramos el interruptor del M-21.
- Por telemando a las 18:12:10 horas, cerramos el interruptor del M-23.
- Por telemando a las 18:12:15 horas, cerramos el interruptor del M-25.
- Por telemando a las 18:13:00 horas, cerramos el interruptor del M-11.
- Por telemando a las 18:13:02 horas, cerramos el interruptor del M-13.
- Por telemando a las 18:13:08 horas, cerramos el interruptor del M-17.
- Por telemando a las 17:55:05 horas, cerramos el interruptores de las líneas 623 y 624, entrando en servicio las SET's: Sta. Marina, Maranga y Clientes ENAPU y SIMA.
- Por telemando a las 17:57:02 horas, cerramos los interruptores del trafo N° 1 de 60/10 kV de la SET Barsi, entrando en servicio el sistema blanco de 10 kV.
- Por telemando a las 17:59:02 horas, cerramos los interruptores del trafo N° 2 de 60/10 kV de la SET Pershing, entrando en servicio el sistema blanco de 10 kV.
- Luego a las 18:17:02 entran en servicio los alimentadores Q-07, 08, 09 y 14.
- Por telemando a las 19:09:10 horas, cerramos la línea 667, entrando en servicio la SET de Canto Grande en forma total.
- Por telemando a las 18:26:05 horas, cerramos el interruptor del P-1, 7 y 33.
- Por telemando a las 18:27:01 horas, cerramos el interruptor del P-6 y 13.
- Por telemando a las 18:28:10 horas, cerramos el interruptor del P-12, 2 y 31.
- Por telemando a las 18:29:10 horas, cerramos el interruptor del P-22 y 29.

-Por telemando a las 18:30:00 horas, cerramos el interruptor del P-19.

-Por telemando a las 18:31:02 horas, cerramos el interruptor del P-25 y 28.

-Por telemando a las 18:34:08 horas, cerramos el interruptor del P-21.

Con lo cual se normaliza total los circuitos afectados.

Nota: luego de haber analizado este ejemplo real, presentado en los items 4.2.1.3, 4.2.2.4 y 4.2.2.7, estimaremos las pérdidas de energía para EDELNOR en este periodo de interrupción:

**PERDIDAS DE ENERGIA DEBIDO AL RECHAZO DE CARGA
POR MINIMA FRECUENCIA - OCURRIDO EL 24 DE ABRIL A LAS 17:43
HORAS**

SET's Infantas, Caudivilla, Zapallal, Ancón, P.Piedra, Ventanilla:

Horas	L-625 MW	L-626 MW	total MWh
17:43	23,2	40,3	18,0
18:00	25,6	44,5	17,5
18:15	32,0	50,6	1,4
18:16			

36,9

SET's Chancav, Huaral:

Horas	L-669 MW	L-670 MW	total MWh
17:43	5,3	3,9	2,6
18:00	5,6	4,2	2,4
18:15	5,6	4,3	0,2
18:16			

5,2

SET Mirones:

Horas	L-621 MW	L-622 MW	M-11 MW	M-13 MW	M-17 MW	M-19 MW	M-21 MW	M-23 MW	M-25 MW	total MWh
17:43	33,1	32,5								18,6
18:00	33,2	32,5								10,9
18:10			0,8	0,6	1,5	2,9	1,7	1,1	1,7	0,3
18:12			0,8	0,6	1,5					0,0
18:13										

29,9

SET's Sta. Marina (ENAPU, SIMA) y SET Maranga:

Horas	L-623 MW	L-624 MW	total MWh
17:43	23,4	27,3	10,1
17:55			

10,1

SET Barsi (sistema blanco)

Horas	TR 1 MW	total MWh
17:43	17,2	4,0
17:57		

4,0

SET Pershing (sistema blanco):

Horas	TR 2 MW	Q-07 MW	Q-08 MW	Q-09 MW	Q-14 MW	total MWh
17:43	16,9					4,5
17:59		2,6	1,7	2,8	3,7	0,2
18:00		2,6	1,8	2,9	3,9	2,8
18:15		2,6	1,8	2,9	3,9	0,4
18:17						

7,8

SET's Sta. Rosa N.

Horas	L-667 MW	total MWh
17:43	19,3	5,5
18:00	19,7	4,9
18:15	25,4	6,4
18:30	32,6	8,2
18:45	36,2	9,0
19:00	37,8	5,7
19:09		

39,6

SET's Sta. Rosa A.

Horas	P-1 MW	P-7 MW	P-33 MW	P-13 MW	P-06 MW	P-12 MW	P-31 MW	P-23 MW	P-22 MW	P-29 MW	P-19 MW	P-25 MW	P-28 MW	P-21 MW	total MWh
17:43	1,4	3,3	2,1	2,3	4,8	2,5	2,3	3,8	1,5	2,4	0,5	0,6	1,4	2,8	9,0
18:00	1,4	3,3	2,2	2,4	4,8	2,5	2,4	2,1	1,6	2,5	0,5	0,5	1,4	2,9	7,6
18:15	1,5	3,4	2,2	2,3	4,9	2,5	2,3	3,8	1,5	2,5	0,5	0,5	1,4	2,9	5,9
18:26				2,4	4,9	2,5	2,3	2,1	1,6	2,5	0,5	0,6	1,4	1,2	0,4
18:27						2,5	2,3	3,8	1,6	2,5	0,5	0,6	1,4	2,8	0,3
18:28									1,6	2,5	0,5	0,6	1,4	2,8	0,2
18:29											0,5	0,6	1,4	2,8	0,1
18:30												0,6	1,4	2,8	0,1
18:31														2,8	0,1
18:34															

23,6

Potencia interrumpida ==>	274,0 MW
Pérdida total de Energía ==>	157,3 MWh

4.2.2.8 Criterios de emergencia.

Los criterios de emergencia, al cual básicamente nos referiremos, es desde el punto de vista operativo. Al ocurrir una contingencia relevante en el sistema (Mínima frecuencia, etc.) existen innumerables criterios entre las cuales podemos indicar:

- Cuando se presenta un rechazo de carga imprevisto por mínima frecuencia. post-rechazo, entramos a ejecutar todo un cronograma de emergencia, en el cual debemos de realizar racionamientos de carga, traslados de carga de clientes importantes, etc. las cuales deben de realizarse inmediatamente y siempre regidos por el reglamento para ser equitativo el racionamiento.
- Cuando se presenta alarmas de sobretensión en algún trazo de potencia en la SET's, entramos también a un proceso de realizar traslados de carga en alimentadores de 10 kV. con la finalidad de disminuirle la carga al trazo.
- Cuando sale fuera de servicio una línea, o exista la posibilidad de que ello ocurra, entramos también en un período de emergencia similar al caso anterior. La situación se complica cuando la línea sale fuera de servicio imprevistamente. En algunos casos la otra terna paralela asumirá la carga total, pero solo por un corto tiempo. El mismo que el Centro de Control utilizará para realizar los traslados de carga respectivos y de esta manera no realizar la suspensión de la energía eléctrica a sus usuarios.

4.2.2.9 Criterios de seguridad.

Los criterios de seguridad al cual no referimos en este ítem está dirigido desde el punto de vista operativo de la red. Es decir por ejemplo, siempre se debe de tener presente el estado actual de la red: su configuración en tiempo real, las condiciones de sus líneas de 220 kV, 60 kV y 30 kV., la disposición física de las mismas y también es de mucha importancia conocer la ruta de estas líneas, las dificultades en su recorrido, etc. Para aclarar estos criterios, haremos mención de alguno de estas.

Por ejemplo en las líneas de 60 kV, debemos de tener presente lo siguiente:

-La línea 625 (SET Chavarría-SET Zapallal en T con SET Caudivilla), van montados en la misma torre con la línea 636 (SET Infantas-SET Zapallal). Por lo tanto, la salida fuera de servicio por Mantenimiento Programado de una de estas líneas, implica sacar fuera de servicio a la otra, por seguridad. Obviamente, esto es necesario cuando se interviene en el mantenimiento de la línea como red aérea. Si el mantenimiento de la línea se realiza en las SET's (mantenimiento del interruptor, seccionadores, etc), no será necesario sacar las dos líneas simultáneamente.

-De la misma forma las líneas 651 (SET Zapallal-Cliente La Pampilla) y la línea 650 (SET Zapallal-SET Ventanilla), en un gran tramo de su recorrido van montados sobre una misma estructura.

-La línea 310 (SET Zapallal-SET Ancón), en su recorrido, esta línea cruza un tramo con líneas de la red aérea de 10 kV.

Por lo tanto, como podemos darnos cuenta en la operación diaria, en tiempo real de nuestro sistema, tenemos que tener presente innumerables criterios como los que indicamos líneas arriba. Esto con la única finalidad de dar un 100 % de seguridad a

nuestro personal a la hora de ejecutar una maniobra y luego realizar el Mantenimiento Programado.

4.2.2.10 Criterios de optimización.

Desde el punto de vista operativo, el operador de turno del Centro de Control puede en determinado momento olvidarse de la situación real que presenta un circuito en determinado momento. Para evitar esto se tiene implementado un Gran Panel Estático el cual lo llamamos “El Ecran” (ver anexo N° 30), donde se simboliza el diagrama unifilar total de la red de distribución de 10 kV. indicando todas las subestaciones de 10 kV, así como también se tiene implementado un Panel Mímico Dinámico (ver anexo N° 2), el cual nos representa unifilarmente nuestro sistema de 220 kV, 60 kV y 30 kV. Cabe señalar también que este Panel Mímico Dinámico nos refleja el comportamiento del sistema en tiempo real. Es decir, que en ella podemos observar por medio de indicadores LED, las diferentes alarmas que se pudieran presentar en el sistema (alarmas previas a una apertura, apertura imprevista de interruptores, etc.).

También debemos de señalar que se cuenta obviamente con nuestro sistema SCADA en la cual como indicamos en los anteriores capítulos, por medio de ventanas, que no son otra cosa más que opciones que nos permiten ubicarnos en cualquier punto de nuestra red (Dentro y fuera de la SET: líneas, transformadores, sistema de barras, acoplamientos, etc., distribución y configuración general de cada punto de nuestra red).

4.2.2.11 Métodos auxiliares - acción del Centro de Control en Tiempo Real.

Luego de una contingencia relevante en el sistema, o prepararse para contrarrestar una emergencia, implica para el Centro de Control de Edelnor tomar ciertas acciones y estrategias en tiempo real. Estas entre otras pueden ser:

- Traslados de Carga en redes de distribución de 10 kV.
- Traslados de Carga con la conexión de “Puentes” en líneas de 60 kV.
- Conexión temporal de líneas de 220 kV para ser utilizadas como líneas de 60 kV.
- Racionamiento rotativo programado en alimentadores de 10 kV.
- Traslado de carga de clientes importantes en 10 kV.

Obviamente, la ejecución de cualquiera de éstas maniobras mencionadas mucho va a depender del tipo de contingencia presentada, del día, de la hora y de las condiciones que en ese momento presente nuestro sistema.

4.2.2.12 Operación del Centro de Control para el Traslado de Carga en 10 kV.

La Operación del Centro de Control para realizar el traslado de carga de circuitos en 10 kV., está íntimamente ligada a seguir una secuencia de maniobras estrictamente ordenadas, dirigidas por el Centro de Control y ejecutadas por el personal de Operadores de turno en distribución.

A continuación, detallaremos con un ejemplo la manera de ejecución de toda una secuencia de operaciones (maniobras) llevadas a cabo para realizar el Traslado de Carga alimentador por alimentador (ver unifilar del ítem 4.2.4.9), y con ello obtener el traslado de carga de toda la SET Maranga hacia otras SET's:

- 1.-El Centro de Control (C. C.) recibe una boleta de maniobra para liberar el transformador de la SET Maranga de 60/10 kV.

2.-El operador del C. C. sabe que este transformadores es único en esta SET y por tal se programa el mantenimiento para un domingo o un feriado (días de más baja carga), de 09:00 a 17:00 horas.

3.-Traslados de carga en 10 kV:

Estos se realizan con anticipación en horas de la madrugada de 02:00 a 08:00 horas, pues se toma tiempo en ejecutar las maniobras de las mismas.

El operador del C. C. ordena a los operadores de distribución uno por uno las maniobras a ejecutar (ver tabla N° 17), a continuación los operadores de distribución confirman la ejecución de cada maniobra indicada. Esto lo realizan vía radio portátil o por teléfono. Para la apertura del interruptor de los alimentadores en la SET, el operador del C.C. lo realiza por telemando.

Tabla N° 17: Secuencia de maniobras ordenadas por el Centro de Control

<u>Traslado de carga del alimentador MA-01:</u>	<u>Traslado de carga del alimentador MA-03:</u>
-Cerrar aux. SE 1175 a SE 295 (Q-09).	-Cerrar aux. SE 373 (F-04) a SE 1324.
-Abrir aux. SE 662 a SE 1175.	-Cerrar SE 1322 a SAB 2619.
-Cerrar aux. SE 662 a SE 430 (Q-07).	-Abrir SE 750 a SE 1322.
-Abrir MA-01.	-Cerrar aux. SE 1322 a SEC 5776 (k-25).
	-Abrir SE 1324 a SEC 6869.
<u>Traslado de carga del alimentador MA-04:</u>	-Abrir MA-03.
-Cerrar aux. SE 881(k-07) a SE 318.	
-Abrir SE 750 a SE 318.	<u>Traslado de carga del alimentador MA-06:</u>
-Cerrar aux. SE 748(k-01) a SE 750.	-Cerrar aux. SE 1360 a SEC 7179(PA-11).
-Abrir MA-04.	-Abrir SE 584 a SE 1360.
	-Cerrar aux. SE 1084 a SE 590(Q-18).
<u>Traslado de carga del alimentador MA-09:</u>	-Abrir SE 1717 a SE 1084.
-Cerrar aux. SE 428(Q-08) a SE 585.	-Cerrar aux. SE 1717 a SE 1715(Q-14).
-Abrir MA-09.	-Abrir MA-06.
<u>Traslado de carga del alimentador MA-10:</u>	<u>Traslado de carga del alimentador MA-16:</u>
-Cerrar aux. SE 1042 a SE 428(Q-08).	-Cerrar aux. SE 1296 a SE 720.
-Abrir SE 1146 a SE 1042.	-Abrir MA-16.
-Cerrar aux. SE 1285(F-19) a SE 1146.	
-Abrir MA-10.	

Como podemos observar, en ningún instante se realizan cortes de corriente a los usuarios.

Los alimentadores de las SET's que asumen la carga de Maranga son: Sta. Marina (F-04, 19), Barsi (K-01, 07, 25), Pershing (Q-07, 08, 09, 14, 18) y Pando (PA-11) (Ver unifilar del ítem 4.2.4.9).

Nota: La normalización de estos circuitos se realiza en forma similar a partir de las 17:00 horas, de manera tal que en ningún instante se realiza interrupción de la energía eléctrica en ninguno de los enlaces de la SET Maranga.

4.2.2.13 Operación del Centro de Control para el Traslado de Carga en Sistemas de 220 y 60 kV.

La Operación del Centro de Control para realizar el traslado de carga de circuitos de 220 kV y 60 kV., está íntimamente ligada a seguir una secuencia de maniobras estrictamente ordenadas, dirigidas por el Centro de Control y ejecutadas por el personal de la Sección de Operación.

A continuación, detallaremos con un ejemplo la manera de ejecución de toda una secuencia de operaciones (maniobras) llevadas a cabo para realizar la conexión de un "Puente" en líneas de 60 kV. y con ello realizar el traslado de carga de toda la SET Mirones hacia la SET Barsi (Ver esquema del ítem 4.2.4.10).

- 1.-El Centro de Control (C. C.) recibe una boleta de maniobra para liberar el circuito de la Línea-621, en ésta se indica fecha y hora de liberación.
- 2.-El operador del C. C. sabe que la línea-621 en su recorrido va paralelamente con la terna 622, por estar montados en la misma torre. Por lo tanto estas dos líneas deben de quedar fuera de servicio simultáneamente por seguridad.

3.-A las 08:00 horas, el operador del C. C. apertura por telemando los interruptores de la línea-622 y línea 662, tanto en las SET's Chavarría-Mirones, Barsi-Pando.

4.-Luego el C. C. ordena a los operadores de turno poner las tierras respectivas en los extremos de estas líneas. La comunicación es vía radio portátil.

5.-Después de poner las tierras respectivas, los operadores de turno comunican al C.C. la culminación de las mismas.

6.-Seguidamente, el C. C. ordena al personal de Mantenimiento de Redes poder proceder a la ejecución del "Puente" (Ver esquema del ítem 4.2.4.10). Una vez culminado la misma el personal de Mantenimiento de Redes comunica al C. C.

7.-Luego, el operador del C. C. comunica a los operadores de turno, como debe de quedar el Circuito. Es decir:

-Línea 622, abierto y a tierra en la SET Chavarría, cuello muerto abierto del "Puente" a Chavarría y retirar la tierra en Mirones.

-Línea 662, retirar la tierra en ambos extremos, osea en las SET's Barsi y Pando.

8.-A continuación, luego de confirmada la ejecución de las maniobras anteriores el operador del C. C. procede a cerrar por telemando los interruptores de la línea 622 en la SET Mirones y de la línea 662 en Barsi y Pando.

9.-Luego el C. C. comunica que va a proceder a abrir por telemando los interruptores de la línea 621 tanto en Chavarría como en Mirones. Para luego ordenar a los operadores, poner las tierras respectivas en ambos extremos de ésta línea.

10.-Finalmente a las 09:00 horas, el C. C. procede a entregar el circuito a la sección solicitante (Mantenimiento de Redes) asignandole una clave única e identificatoria.

Nota: La normalización de estos circuitos se realiza en forma similar a partir de las 17:00 horas, de manera tal que en ningún momento se realiza corte de energía eléctrica en la SET Mirones.

4.2.3 Racionamiento Programado de Energía Eléctrica - Causas:

Son muchas las causas por las cuales tendríamos que realizar un racionamiento de la energía eléctrica, entre otras tenemos:

- Pronóstico de deficiencia en unidades de generación,
- Pronóstico de deficiencia en sistemas de transmisión,
- Mantenimiento de líneas de transmisión, transformadores de potencia, sistema de barras de 10 kV, acoplamiento en 10 kV en sistemas longitudinales, caso SET Sta. Marina (Ver anexo N° 14).

4.2.3.1 Pronóstico de indisponibilidad o deficiencia en la Generación.

Cuando EDEGEL o ELECTROPERU realiza el mantenimiento preventivo de sus unidades de generadoras. Estos trabajos los realizan de manera tal que al dejar fuera de servicio estos equipos, el comportamiento del sistema no se vea afectado en lo más mínimo. Por ejemplo en la C.H. del Mantaro siempre existe un grupo que se encuentra en Stand Bye.

El problema se origina cuando se presenta una deficiencia en la generación ya sea por contingencias imprevistas (fuera de servicio intempestivo de grupos generadores), o por la ejecución de un mantenimiento integral. Por ejemplo, cuando ELECTROPERU en la C.H. del Mantaro programó la ejecución de un mantenimiento integral de sus grupos o para realizar el mantenimiento preventivo de las tuberías de presión. En este caso tanto Edelnor como Luz del Sur solo tienen como potencia disponible las que entregan EDEGEL en sus cinco centrales hidráulicas y la C. T. de

Ventanilla, las cuales a pesar de funcionar a plena carga, sobre todo en horas de máxima demanda, no son suficientes. Es decir, no abastecen la demanda total del Sistema Interconectado Centro Norte y por ende afectan a los subsistemas Edelnor y Luz de Sur. En este caso, ambas empresas afectadas (Edelnor, Luz del Sur) se ven obligados a elaborar un programa de racionamiento en la que se tienen que tener en cuenta los criterios de seguridad y normas para la ejecución de este racionamiento. Cabe señalar que la potencia horaria a racionar la fija el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Y tanto Edelnor como Luz de Sur deben de realizar toda la cronología de los cortes y reconexiones de sus cargas afectadas.

4.2.3.2 Mantenimiento de Unidades Generadoras.

Edelnor es una empresa de distribución eléctrica, la cual no cuenta con Unidades Generadoras. Es decir no cuenta con una Central de Generación Eléctrica propia, sino más bien se abastece de las Centrales Hidroeléctricas de EDEGEL y obviamente de la Central Hidroeléctrica del Mantaro. Entonces como explicamos en el ítem anterior (4.2.3.1); el Mantenimiento Programado de los grupos generadores indicados anteriormente no influye en el comportamiento de nuestro sistema, a no ser que ocurra una contingencia relevante en las Centrales Generadoras la cual en nuestro sistema normalmente se refleja con una fuerte oscilación, una caída de la tensión o en el peor de los casos un rechazo de carga por mínima frecuencia

4.2.3.3 Pronóstico de deficiencias en los Sistemas de Transmisión.

Intentaremos explicar este ítem con un ejemplo específico del comportamiento de las líneas 621-622 (SET Chavarría - SET Mirones). Cuando sale fuera de servicio una de estas líneas, si es en horas fuera de punta, normalmente la otra línea asumiría

el total de la carga de la SET Mirones (promedio de 60 MW en horas fuera de punta, ver anexo N° 1.2). De continuar fuera de servicio una de estas líneas por un tiempo prolongado, ya sea por un defecto relevante de la misma, nos encontraríamos en un problema mayor a la hora de pasar la hora punta (de 18:00 a 20:00 horas), pues en este período de tiempo es más de seguro que la otra línea no podría asumir el total de la carga de la SET Mirones (promedio 84 MW en horas punta); entonces, si el inicio de esta contingencia se daría próximo a una hora punta (Ejemplo 16:00 horas) no podríamos por falta de tiempo ejecutar el “Puente” para pasar carga de la SET Mirones a la SET Barsi y en este caso solo tendríamos que realizar un racionamiento de la energía eléctrica en alimentadores de 10 kV, con la finalidad de descargar la línea que queda en servicio y de esta manera poder pasar la punta sin sobrecargar la línea en servicio y sin perder confiabilidad en la SET Mirones. Similarmente ocurren contingencias en diversos puntos de nuestra red de EDELNOR, motivos por los cuales en muchos casos nos ponen en la obligación de ejecutar un racionamiento programado de la energía eléctrica.

4.2.3.4 Mantenimiento de Líneas de Transmisión de Alta y Media Tensión.

La ejecución del mantenimiento de líneas de transmisión cumple normalmente un cronograma anual periódico, ajustándose la misma a un *Programa de Mantenimiento Mensual*, tal como detallaremos más adelante. La programación periódica para líneas de alta tensión, muchas veces se ve alterado por contingencias que se presentan en una emergencia, ya sea por anomalías propias de la red (cortocircuitos, presencia de cola de cometas, robos, etc.) o por las mismas condiciones climáticas (descargas eléctricas, descarga en aisladores, etc.). Entonces, el cronograma anual que se tiene

inicialmente previsto se verá alterado, para superar alguna emergencia presentada en cualquier línea de alta tensión. En este caso el C.C. realiza una reprogramación de emergencia para dejar fuera de servicio esta línea. Siempre tratando en lo posible de no realizar cortes de energía eléctrica innecesarios. Es decir, en lo posible en las líneas de A.T. por la magnitud de los Megavatios de energía que transportan, mucho dependerá si se la deja sin tensión (fuera de servicio y a tierra) un día típico o un día domingo o feriado para poder ser intervenido y corregir el defecto para la cual a sido reprogramado. Esta intervención a la línea, dependiendo del grado de emergencia, se puede realizar en un día típico de lunes a viernes o en un domingo favorablemente para evitar un racionamiento. Las zonas mas críticas por los megavatios considerables que transportan son (ver anexo N° 1.2):

- Líneas que alimentan las SET's Infantas, Zapallal, Caudivilla (L-625, 626).
- Líneas que alimentan las SET Mirones (L-621, 622).
- Líneas que alimentan las SET's Oquendo, T. Valle, (L-617, 618).
- Líneas que alimentan las SET Tacna (L-607, 608 y 614).
- Líneas que alimentan las SET C. Grande (L-667).

Las cuales solo podrán ser intervenidas los días domingos o feriados y así evitar un racionamiento de energía eléctrica.

4.2.3.5 Pronóstico de deficiencias en las Subestaciones de Transformación.

Dentro de las Subestaciones de Transformación, podemos encontrar un sin número de defectos, pero son de considerable importancia las que de alguna forma imposibilitan poner en servicio a un transformador de potencia o a una línea de transmisión. En este ítem nos remitiremos a complementar el caso concreto analizado

en el ítem 4.2.3.3 de la SET Mirones. En esta SET, con un promedio de carga de aproximadamente 60 MW en horas fuera de punta y 84 MW en horas de punta (ver anexo N° 1.2). Cuando sale fuera de servicio uno de los tres transformadores de 60/10 kV (25 MVA c/u) instalados en esta SET (ver anexo N° 8), nos encontramos con un problema similar al analizado en el ítem 4.2.3.3, normalmente los otros dos transformadores que quedan en servicio asumirían el total de la carga de la SET Mirones (promedio de 60 MW en horas fuera de punta). De continuar fuera de servicio este transformadores por un tiempo prolongado, por un defecto relevante de la mismo, nos encontramos en un problema mayor a la hora de pasar la hora punta (de 18:00 a 20:00 horas), pues en este período de tiempo es de seguro que los otros dos transformadores que quedan en servicio aperturarían por sobrecarga ya que no podría asumir el total de la carga de la SET Mirones (promedio 84 MW en horas punta); entonces, solo tendríamos que realizar un racionamiento de la energía eléctrica en alimentadores de 10 kV, con la finalidad de descargar los dos transformadores que quedan en servicio y de esta manera poder pasar la punta sin sobrecargar los mismos y sin perder confiabilidad en la SET Mirones. Similarmente ocurren contingencias en otras SET's de EDELNOR, motivos por los cuales en muchos casos nos ponen en la obligación de ejecutar un racionamiento programado de la energía eléctrica.

4.2.3.6 Mantenimiento de Transformadores, Equipos de Protección, Sistema de Barras en Alta y Media Tensión.

En este ítem nos referiremos en todo momento al **Programa de Mantenimiento Mensual en Subestaciones y Líneas de Alta Tensión** (ver anexo N° 31) al cual para

efectos de la presente tesis, hemos tomado un mes cualquiera al cual he denominado “**Mes Ejemplo**”. Como podemos observar, en este programa se detallan día a día todos los circuitos que salen fuera de servicio por Mantenimiento Programado, podemos observar también el área o la sección solicitante responsable del buen funcionamiento de los diferentes equipos, la hora programada para ejecutar el mantenimiento respectivo, etc.

Generalmente, en este programa no se especifica el tipo de mantenimiento a ejecutar. Solo se detalla el circuito o equipo a ser intervenido (Transformadores, sistema de barras de Alta y Media tensión, líneas de transmisión, etc.). Como observamos, la mayor cantidad de trabajos a ejecutar son los domingos o feriados, dejando, los días típicos a trabajos que no implican corte o racionamiento de energía eléctrica. En muchos casos como se dan por ejemplo en la SET de Sta. Marina, al realizar el Mantenimiento Programado, se realiza siguiendo una secuencia de manera tal que se evite realizar cortes innecesarios. Obviamente, en algunas SET's es imposible realizar el mantenimiento sin efectuar algún corte o racionamiento de la energía eléctrica. A continuación detallamos como se realiza el mantenimiento integral en la SET de Sta. Marina:

Mantenimiento SET Sta. Marina - lado de 60 kV.

1er Domingo de 09:00 a 17:00 Horas (ver anexo N° 31) :

- Fuera de Servicio Línea 623 (SET Barsi - SET Sta. Marina)
- Fuera de Servicio Línea 714 (a Cliente SIMA)
- Fuera de Servicio Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina)
- Sistema de barras 1 de 60 kV.

- Sistema de barras 2 de 60 kV.
- Seccionador longitudinal n° 1 de 60 kV.
- Transformador n° 1 de 60/10 kV.

Observación:

En este periodo de tiempo se realiza el mantenimiento preventivo correspondiente a los circuitos mencionados líneas arriba.

2do Domingo de 09:00 a 10:00 Horas:

- Fuera de Servicio Línea 714 (a Cliente SIMA) (*)
- Fuera de Servicio Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina) (*)
- Sistema de barras 2 de 60 kV. (*)
- Seccionador longitudinal n° 2 de 60 kV.*

Observación:

En este periodo de tiempo, pese a dejar fuera de servicio las líneas 714, 624 y el Sistema de barras 2 de 60 kV. (las indicadas con asterisco) solo se realizará el *mantenimiento preventivo correspondiente al seccionador longitudinal n° 2 de 60 kV* motivo por el cual solo se programo una hora. Las líneas 714, 624 y el sistema de barras 2 de 60 kV quedan fuera de servicio solo por seguridad, para poder intervenir en el seccionador longitudinal n° 2 de 60 kV.

2do Domingo de 09:00 a 17:00 Horas -(Continuación) :

- Fuera de Servicio Línea 645 (SET Sta. Marina - SET Maranga)
- Fuera de Servicio Línea 713 (a Cliente ENAPU)
- Sistema de barras 3 de 60 kV.
- Transformador n° 3 de 60/10 kV.

Observación:

En este periodo de tiempo se realiza el mantenimiento preventivo correspondiente a las líneas 645, 713 , sistema de barras 3 de 60 kV. y el transformador n° 3 de 60/10 kV.

Mantenimiento SET Sta. Marina - lado de 10 kV.**3er Domingo de 09:00 a 17:00 Horas (ver anexo N° 14) :**

- Transformador n° 1 de 60/10 kV.
- Sistema de barras 1 de 10 kV.
- Acoplamiento longitudinal n° 1 de 10 kV.
- Fuera de Servicio servicios auxiliares.
- Fuera de Servicio solo cable F-01. (Realizar el traslado de carga al k-11)
- Fuera de Servicio total alimentador F-03.
- Fuera de Servicio total alimentador F-04.
- Fuera de Servicio total alimentador F-05.
- Fuera de Servicio total alimentador F-06.
- Fuera de Servicio total alimentador F-07.
- Sistema de barras 2 de 10 kV.
- Fuera de Servicio total alimentador F-08.
- Fuera de Servicio total alimentador F-09.
- Fuera de Servicio total alimentador F-11.
- Fuera de Servicio total alimentador F-12.
- Fuera de Servicio total alimentador F-14.

Observación:

En este periodo de tiempo se realiza el mantenimiento preventivo correspondiente a los circuitos mencionados líneas arriba.

4to Domingo de 09:00 a 10:00 Horas:

- Sistema de barras 2 de 10 kV. (*)
- Acoplamiento longitudinal n° 2 de 10 kV.
- Fuera de Servicio total alimentador F-08. (*)
- Fuera de Servicio total alimentador F-09. (*)
- Fuera de Servicio total alimentador F-11. (*)
- Fuera de Servicio total alimentador F-12. (*)
- Fuera de Servicio total alimentador F-14. (*)

Observación:

En este período de tiempo, pese a dejar fuera de servicio el sistema de barras 2 de 10 kV, el acoplamiento longitudinal n°2 de 10 kV y la salida de los alimentadores F-08, 09, 11, 12, 14 (las indicadas con asterisco) solo se realizará el *mantenimiento preventivo correspondiente al acoplamiento longitudinal n° 2 de 10 kV (ver anexo N° 14)*, motivo por el cual solo se programó una hora. Los circuitos indicados con asterisco quedan fuera de servicio solo por seguridad, para poder intervenir en el acoplamiento longitudinal n° 2 de 10 kV.

4to Domingo de 09:00 a 17:00 Horas - (Continuación) :

- Transformador n° 3 de 60/10 kV.
- Sistema de barras 3 de 10 kV.
- Fuera de Servicio total alimentador F-16.
- Fuera de Servicio total alimentador F-17.

-Fuera de Servicio total alimentador F-18.

-Fuera de Servicio total alimentador F-19.

-Fuera de Servicio total alimentador F-21.

Nota: Como hemos podido ver, cuando realizamos el mantenimiento en el lado de 60 kV de la SET no se interrumpe en ningún instante la energía eléctrica, salvo a los clientes ENAPU y SIMA las cuales previa coordinación “aprovechan” para realizar también su respectivo mantenimiento en sus instalaciones. Mientras que cuando se realiza en la zona de 10 kV, necesariamente se tiene que racionar carga en las salidas de 10 kV indicadas. Cabe señalar que en los laterales de estos alimentadores de 10 kV afectados, se realizan traslados de carga y las que quedan fuera de servicio son intervenidos para realizar su mantenimiento respectivo en distribución.

4.2.3.7 Influencia en la ejecución del “Programa de Mantenimiento” Mensual y Diario.

Si observamos Programa de Mantenimiento del “Mes Ejemplo” (ver anexo n° 31), en ella podremos observar lo siguiente:

-La mayor cantidad de trabajos por mantenimiento programado se realizan los días domingos o feriados (días de baja carga).

-Los días domingos están programados para realizar el mantenimiento respectivo de los transformadores, líneas de alta tensión, etc. que no pueden salir fuera de servicio en días típicos (lunes a viernes) por motivos de carga. Es decir, si lo programado en el día domingo, se realizaría un día típico, necesariamente tendríamos que racionar carga.

-En contraposición a lo anterior, observamos que en días de semana se llevan a cabo el Mantenimiento Programado de circuitos y equipos que su ejecución no implica ningún racionamiento al programarlos en estos días.

-También podemos observar, que se indican las diferentes áreas solicitantes responsables que intervienen en este mantenimiento.

-Se especifica también en forma muy exacta, la fecha y las horas de ejecución (salida fuera de servicio y normalización del circuito).

-En salidas de alimentadores de 10 kV, podemos observar que en muchos casos estos se programan “solo cable” en horas de madrugada por ser factible su traslado de carga en estas horas.

-Cuando un alimentador de 10 kV, se programa “fuera de servicio total”, podemos observar que intervienen todas las áreas responsables de las diferentes partes de este circuito (Mantenimiento integral).

4.2.3.8 Coordinación y acción del Centro de Control para la ejecución del “Programa de Mantenimiento”

El Centro de Control debe de dirigir en forma ordenada cada una de la maniobras a ejecutar tanto en la liberación del circuito programado, como en la hora de su normalización. Para esto, el Centro de Control recepciona hasta con un día de anticipación todas las “boletas de maniobras”, estos son una boleta por cada circuito a ser liberado; luego de recepcionado estas boletas, el Centro de Control en coordinación con la Sección Operación ordena y dirige la liberación del circuito que se realiza en coordinación estrecha con la Sección/es solicitante/s. La Sección Operación son los encargados de ejecutar la maniobra. El Centro de Control les asigna una clave (un número) a la persona encargada de realizar los trabajos de mantenimiento, esta persona es la única que puede hacer la entrega de circuito liberado una vez concluido los trabajos respectivos para el cual a sido programado y liberado. Luego de esto, el Centro de Control coordinara nuevamente con la Sección

Operación para que normalice el circuito liberado, obviamente toda esta secuencia se realiza siguiendo estrictamente las normas de seguridad respectivas.

4.2.3.9 Otros problemas actuales del Racionamiento Programado.

Hasta el momento, hemos mostrado las diferentes causas que nos conducen a ejecutar todo un programa de racionamiento, por ejemplo: al ocurrir un déficit en la generación, o un déficit en líneas de transmisión, o deficiencias en Subestaciones de Transformación, etc. Pero, existen otros “problemas” que nos conducen a racionar la energía eléctrica, y en la mayoría de los casos son por seguridad tanto del personal como de los equipos. Alguno de estos son:

-Racionamiento programado como consecuencia de la puesta en servicio de nuevos transformadores de 10/0.22 kV en la red de distribución.

-Racionamiento programado como consecuencia de modificaciones en las redes de distribución de 10 kV o Baja tensión (220 V).

-Reformas y ampliaciones en las redes de distribución de 10 kV.

4.2.4 Estrategias y acción del Centro de Control en el Racionamiento Programado.

4.2.4.1 Pronóstico y Programación horaria de la operación en Tiempo Real.

Se realiza el pronóstico de la operación en tiempo real cuando nos encontramos bajo la presencia de una interrupción relevante en el Sistema o cuando la labor a realizarse así lo amerite. Por ejemplo, cuando ocurre un rechazo de carga por mínima frecuencia, cuando salen fuera de servicio grupos principales en la generación, etc. es en estos casos en que se tiene que ejecutar ciertas estrategias con la finalidad de tener

controlado nuestro sistema. Solo mencionaremos algunas de estas estrategias, pues en los ítems siguientes entraremos en detalle de los mismos; estos entre otros son:

- Pronóstico y Programación de traslados de carga en redes de distribución de 10 kV
- Pronóstico y programación para la ejecución de “Puentes” tanto en líneas de 60 kV como en líneas de 220 kV.
- Racionamiento rotativo* de la energía eléctrica post-interrupción, con la finalidad de evitar la compensación a los usuarios. etc.

En estos casos el Centro de Control tiene la potestad de “anular” labores programadas de rutina con la finalidad de cumplir estrictamente la estrategia a seguir.

El Centro de Control en estos casos “alerta” a todo su personal de Operadores de Centro y Operadores de la Sección Distribución a seguir las órdenes impartidas por el Centro de Control.

4.2.4.2 Operación Programada del Centro de Control en Tiempo Real.

Mensualmente el Centro de Control (Centro de Operación), recibe los requerimientos y programas de mantenimiento preventivos de las diferentes Secciones que son responsables que los equipos eléctricos en general (Transformadores, Líneas, interruptores, seccionadores, etc.) que están bajo su responsabilidad, funcionen correctamente dentro de los rangos permitidos para el cual han sido diseñados. Motivo por el que estos requerimientos son analizados por el Centro de Control desde el punto de vista operativo de la Red de Edelnor. Luego, el Centro de Control convoca a una reunión mensual (se realiza los días 20 de cada mes) donde participan los representantes de las diferentes secciones solicitantes (jefes de sección, responsables del mantenimiento, etc); en esta reunión, se toman acuerdos

y se fijan la fecha, el día y hora exacta de ejecución de la maniobra para liberar los circuitos solicitados que serán intervenidos y ejecutar su mantenimiento respectivo. Finalizada la reunión, el Centro de Control emite el *Programa de Mantenimiento en Subestaciones y Líneas de A.T. (Ver anexo N° 31)* el cual regirá a partir del siguiente mes de la reunión. La emisión de este programa se hace extensivo a todas las áreas interesadas en la misma y áreas responsables de los trabajos (Mantenimiento SET's, Fonocliente, Fonoemergencia, Montaje de Subestaciones y Líneas, etc.). Luego, llegado el mes programado, diariamente el Centro de Control "ajusta" la programación para el día siguiente de acuerdo a las condiciones que presente nuestro sistema en tiempo real y de acuerdo a necesidades de emergencias y prioritarias que pudieran presentarse. Posteriormente, llegado la hora señalada el Centro de Control ordena la liberación del circuito; para luego, siguiendo las normas de seguridad y secuencias anteriormente señalados, se efectúe el mantenimiento respectivo para el cual el circuito o equipo ha sido programado y liberado.

4.2.4.3 Coordinación con el Sistema de Interconectado Centro Norte (SICN) en Tiempo Real.

Para realizar el mantenimiento en los componentes y equipos principales de Alta Tensión (Líneas de 220 kV, SET's: Transformadores de 220/60 kV, etc) del SICN. Estos requerimientos de operaciones (maniobras) deben de ser de conocimiento del COES, pues son ellos quienes deben de realizar el programa del Despacho Optimo Económico para el Sistema Interconectado Centro Norte. Por lo tanto, cualquier alteración que realice: EDEGEL, ETECEN, ELECTROPERU, EGENOR, LUZ DEL SUR y EDELNOR, deben de estar coordinados y contemplados en el programa del

COES-SICN, por consiguiente cualquier modificación no coordinada a ese nivel de tensión (220 kV), podría afectar a la confiabilidad de la Operación del Sistema Interconectado.

4.2.4.4 Coordinación con las Empresas Luz del Sur y EDEGEL en tiempo real.

Normalmente, en forma rutinaria no existe una coordinación en tiempo real con estas empresas tanto con Luz del Sur y con EDEGEL.

La coordinación cuando las hay, puede ser programada o por una emergencia relevante en el sistema (Mínima frecuencia, Déficit de Generación, etc.).

La coordinación programada se efectúa solo para “Puntos” específicos de la red, estos son:

- Transformador N° 3 de 220/60 kV en SET Sta. Rosa Nueva (Transformador de Luz del Sur. Ver anexo N° 1).
- Línea 702 de 60 kV de SET Sta. Rosa Nueva a SET Sta. Rosa Antigua (Línea de Luz del Sur).
- Línea 601-602 de 60 kV. de C. H. Moyopampa a SET Sta. Rosa Antigua (Líneas de EDEGEL).

Para liberar cualquiera de estos equipos la empresa solicitante envía su carta respectiva a Edelnor, indicando el circuito a liberar, fecha y hora solicitada. Esta carta es evaluada por el Centro de Control de Edelnor quien luego dará contestación a la misma indicando su aceptación y por ende su programación.

Las operaciones de maniobras para liberar estos circuitos programados se efectúan en coordinación directa entre los Centro de Control de ambas empresas involucradas en la maniobra.

La coordinación por emergencia se efectúa vía teléfono o por radio y en tiempo real. Y dependiendo de la gravedad de la emergencia, esta se coordina entre empresas de EDEGEL-Edelnor y Luz del Sur-Edelnor. Cuando la contingencia es mayor y peligra la estabilidad del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), la coordinación es también en tiempo real bajo la reprogramación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

4.2.4.5 Acción y formas de Rechazo de carga por Mínima Frecuencia.

El rechazo de carga por mínima frecuencia se efectúa en forma automática según disminuye el delta de frecuencia del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). Esto lo podemos observar en el detalle del anexo n° 32 del cual podemos describir las siguientes observaciones:

-Primeramente nuestro sistema a la frecuencia de 58.8 Hz..automáticamente actúa el relé de mínima frecuencia en la SET de Sta. Rosa N. quedando de esta manera fuera de servicio toda la SET de Canto Grande (ver Anexo N° 1).

-Conforme la frecuencia disminuye, al llegar al valor de 58.6 Hz, actúan los relés de las líneas 669, 670 transformador de 60/30 de Zapallal y la línea 636 (la línea 651 apertura cuando esta en servicio). De esta manera queda fuera de servicio las SET's de Chancay, Huaral, Ancón y Puente Piedra, además que el sistema queda "adecuado" para la salida de la línea 625, en caso de continuar la caída de la frecuencia.

-Continuando con este detalle observamos que al valor de 58.4 Hz. apertura la línea 625 en la SET Chavarría y por la configuración de nuestro sistema de Zapallal (ver

Anexo N° 33), queda fuera de servicio SET Caudivilla, Ventanilla, trafo de 60/10 kV y cliente IPEN.

-De continuar la disminución de la frecuencia 58.1 Hz. aperturará a este valor la línea 626 quedando fuera de servicio la SET de Infantas.

-Luego podemos observar las siguientes etapas (ver anexo N° 32), en donde se detalla para cada una los sectores o SET's afectados.

-En el cuadro observamos también espacios del valor de frecuencia en blanco las cuales hasta la fecha están siendo redefinidas.

Nota: cabe señalar que el rechazo de carga por mínima frecuencia en cada etapa es tanto para las empresas Luz de Sur como para Edelnor. Es decir, que por ejemplo en la primera etapa no solo se raciona a la SET de Canto Grande sino también “algún” sector de Luz del Sur que en este caso del análisis no lo contemplamos, pues no es mi intención entrar en el detalle del mismo. Observar el anexo N° 32 de la Configuración de la red de Edelnor.

4.2.4.6 Acción y formas del Rechazo de carga por Baja Tensión.

En este caso, antes de realizar un rechazo de carga con la finalidad de mejorar la tensión, lo que usualmente se realiza es por ejemplo en la SET Zapallal: esta SET normalmente trabaja con acoplamiento abierto en 60 kV. lo que quiere decir que la SET Ventanilla queda alimentado por la línea 626 y 636. Y, las demás cargas de Zapallal quedan alimentados por la línea 625.

En horas de máxima carga o próximas a ella (hora punta 19:00 a 20:30) lo que usualmente se realiza para poder “levantar la tensión en las barras de 60 kV de Zapallal es cerrar el acoplamiento de 60 kV de esta SET. El inconveniente o la

desventaja de obtener esta nueva configuración en la SET Zapallal (acoplamiento cerrado de 60 kV), es que, de ocurrir una falla en una de estas dos líneas (línea 625 ó 626), es muy probable que la otra línea (línea 625 ó 626) apertura por sobrecorriente, pues al estar cerrado el acoplamiento en la SET Zapallal, toda la carga de esta SET la estaría asumiendo la línea que queda en servicio, obviamente esto va depender del día y de la hora que se presente esta contingencia.

La otra alternativa para poder equilibrar tensiones, en la SET Zapallal es cerrar el auxiliar de la línea 651, manteniendo al acoplamiento de 60 kV abierto, levantando de esta manera la tensión en la barra de 60 kV de Zapallal y por su configuración se mejoraría la tensión en la SET's de Chancay y Huaral.

De no lograr mejorar los niveles de tensión, entraríamos a un proceso de racionamiento de la energía eléctrica, en forma rotativa para la cual se siguen las mismas consideraciones expuestas anteriormente.

Con los criterios a exponer en siguiente ítem (4.2.4.7) aclararemos mejor este caso.

4.2.4.7 Administración del Déficit de la Energía Eléctrica.

Como hemos detallado anteriormente, estar ante la presencia de un déficit de la energía eléctrica, implica realizar todo un cronograma de cortes rotativos por períodos no mayores de 4 horas (para evitar la compensación al los usuarios). Este racionamiento de la energía eléctrica esta basado en ciertos criterios de emergencia y por sobre todo de seguridad no solo de la persona (trabajador) sino también de los diferentes equipos que se encuentran comprometidos.

Uno de los criterios más importantes del racionamiento esta basado en Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, en la que nos dice que para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos, deben de garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno (ver ítem siguiente), habiéndose sido por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad; Esto, de conformidad con lo dispuesto por el decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; y, por el inciso 8 del Artículo 118 de la Constitución Política del Estado.

4.2.4.8 Cronología de recuperación del Sistema en Tiempo Real.

Como sabemos, la Calidad del Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

El término de “Interrupciones Programadas” se refiere exclusivamente a mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

En las siguientes líneas observamos las tolerancia a la cual nos regimos:

-Clientes en Alta Tensión	2 interrupciones/semestre
-Clientes en Media Tensión	4 interrupciones/semestre
-Clientes en Baja Tensión	6 interrupciones/semestre

Obviamente, esta tolerancia esta íntimamente ligado con la duración total de la interrupción:

-Clientes en Alta Tensión	4 horas/semestre
----------------------------------	-------------------------

-Clientes en Media Tensión	7 horas/semestre
-Clientes en Baja Tensión	10 horas/semestre

Por tanto, el Centro de Control ante cualquier contingencia esta supeditado a realizar la cronología de recuperación del sistema teniendo presente los criterios señalados anteriormente y teniendo en cuenta a los sectores mas afectados para que al momento de realizar la programación no se perjudique a un mismo sector o cliente mas de lo que por ley se considera. Cabe señalar que existen sanciones, dicho en otro término, se compensará al cliente por la mala calidad del suministro.

4.2.4.9 Traslado de Carga programado en redes de 10 kV ejecución programada y en Tiempo Real del Centro de Control.

En este ítem, a manera de ejemplo muestro el traslado de carga de toda la SET de Maranga cuando necesitamos realizar el mantenimiento de su transformador de potencia de 25 MVA de 60/10 kV.

Objetivo:

- Trasladar toda la carga de la SET Maranga hacia otras SET's.

Descripción:

- La SET Maranga tiene un solo transformador de 25 MVA de 60/10 kV.
- Por lo tanto, cuando necesitamos realizar el mantenimiento a éste trafo. Si lo programamos en cualquier día (lunes a viernes), se tendría que dejar de suministrar energía en toda la SET Maranga, durante el tiempo que se tarde el mantenimiento. Esto sin lugar a dudas originaria pérdidas y malestar general en los usuarios, motivo por el cual este tipo de mantenimiento lo realizamos solo los Domingos o feriados, ya

que en estos días la demanda disminuye considerablemente dando la posibilidad de realizar los traslados de carga en redes de 10 kV.

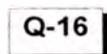
-En el anexo n° 35 mostramos el unifilar del circuito de distribución de la SET Maranga 10 kV. antes del traslado de carga el cual tomaremos como ejemplo para poder explicar toda la secuencia de maniobras ordenadas y dirigidas por el Centro de Control.

-La descripción del diagrama del anexo 34 y 35 es la siguiente:

Descripción:



enlace auxiliar de 10 kV. (el extremo punta indica seccionador abierto).



Subestación convencional que pertenece a otra SET (Q=Pershing).



existencia de clientes importantes.

Nota: Luego de ejecutadas las maniobras indicadas en el acápite 4.2.2.12, podemos observar el esquema unifilar siguiente. Circuito que se mantendrá con las tierras mostradas en el anexo N° 34 durante la ejecución del mantenimiento solicitado.

-Finalmente, en el siguiente cuadro mostramos el “resultado”, esto es: el total de MW horarios de la SET Maranga que se trasladó vía enlaces auxiliares de redes en 10 kV.

Tabla N° 18: Carga total de Maranga (MW trasladados)

	MA-1	MA-3	MA-4	MA-6	MA-9	MA-10	Total
Hora	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh
9:00	1,07	1,67	3,89	2,28	0,76	1,36	2,76
9:15	1,10	1,70	3,90	2,32	0,84	1,39	2,81
9:30	1,10	1,73	3,99	2,35	0,84	1,41	2,86
9:45	1,10	1,78	3,89	2,38	0,87	1,41	2,86
10:00	1,11	1,78	3,92	2,43	0,90	1,35	2,87
10:15	1,10	1,78	3,95	2,43	0,90	1,38	2,88
10:30	1,05	1,78	3,92	2,43	0,90	1,42	2,88
10:45	1,07	1,80	3,92	2,38	0,91	1,41	2,87
11:00	1,01	1,81	3,92	2,31	0,93	1,38	2,84
11:15	1,02	1,81	3,89	2,34	0,93	1,42	2,85
11:30	1,08	1,83	3,89	2,34	0,94	1,42	2,88
11:45	1,10	1,83	3,90	2,34	0,94	1,41	2,88
12:00	1,07	1,81	3,89	2,35	0,98	1,46	2,89
12:15	1,11	1,86	3,84	2,35	0,94	1,53	2,91
12:30	1,10	1,81	3,89	2,40	0,96	1,55	2,93
12:45	1,15	1,78	3,96	2,38	0,96	1,59	2,96
13:00	1,04	1,84	3,89	2,28	0,91	1,58	2,88
13:15	1,01	1,86	3,87	2,18	0,90	1,61	2,86
13:30	1,02	1,86	3,81	2,18	0,88	1,63	2,84
13:45	1,10	1,86	3,90	2,11	0,87	1,59	2,86
14:00	1,10	1,86	3,89	2,11	0,88	1,58	2,85
14:15	1,01	1,78	3,82	2,06	0,88	1,58	2,78
14:30	0,98	1,72	3,87	2,03	0,88	1,61	2,77
14:45	0,98	1,76	3,84	2,03	0,87	1,53	2,75
15:00	0,94	1,72	3,72	2,00	0,87	1,56	2,70
15:15	0,94	1,67	3,79	2,00	0,85	1,53	2,70
15:30	0,93	1,73	3,79	1,94	0,85	1,52	2,69
15:45	0,88	1,69	3,79	1,98	0,87	1,50	2,68
16:00	0,90	1,67	3,76	2,06	0,85	1,52	2,69
16:15	0,88	1,70	3,78	2,06	0,87	1,50	2,70
16:30	0,88	1,66	3,73	2,01	0,84	1,49	2,65
16:45	0,93	1,67	3,79	2,01	0,84	1,52	2,69
17:00							

Total energía ==>	90,00	MWh
-----------------------------	--------------	------------

Nota: lo que era nuestro objetivo, de no efectuarse el “Traslado de Carga” se perderían 90.00 MWh, esto considerando solo 8 horas de un día domingo o feriado. Obviamente en cualquier día de lunes a sábado se perdería mucho más.

Horario y Maniobras realizadas:

El detalle de las horas y las maniobras realizadas, ordenadas y dirigidas por el Centro de Control son las indicadas en el acápite 4.2.2.12.

4.2.4.10 Traslado de Carga programado en Sistemas de 220 y 60 kV ejecución programada en Tiempo Real del Centro de Control.

En este ítem, a manera de ejemplo muestro el traslado de carga de toda la SET de Mirones cuando necesitamos realizar el mantenimiento a una de sus líneas (Línea 621 ó 622).

Objetivo:

- Trasladar toda la carga de la SET Mirones hacia la SET Barsi.

Descripción:

-Las Líneas 621 y 622 (SET Chavarría -SET Mirones), en su recorrido, en gran tramo van montados las dos ternas en la misma torre.

-Por lo tanto, cuando necesitamos realizar el mantenimiento a una de éstas líneas, la otra línea debe de quedar también desenergizada por seguridad.

-Sabemos que una “buena estrategia”, es la de no realizar en ningún momento corte de fluido eléctrico innecesario a los usuarios (clientes).

-Físicamente a la altura del Puente Dueñas, a una distancia de aproximadamente de 20 mt. se “cruzan” las ternas L-621-622 (SET Chavarría - SET Mirones) con las ternas L-661-662 (SET Barsi - SET Pando).-En el siguiente diagrama mostramos un pequeño unifilar de éstas líneas:

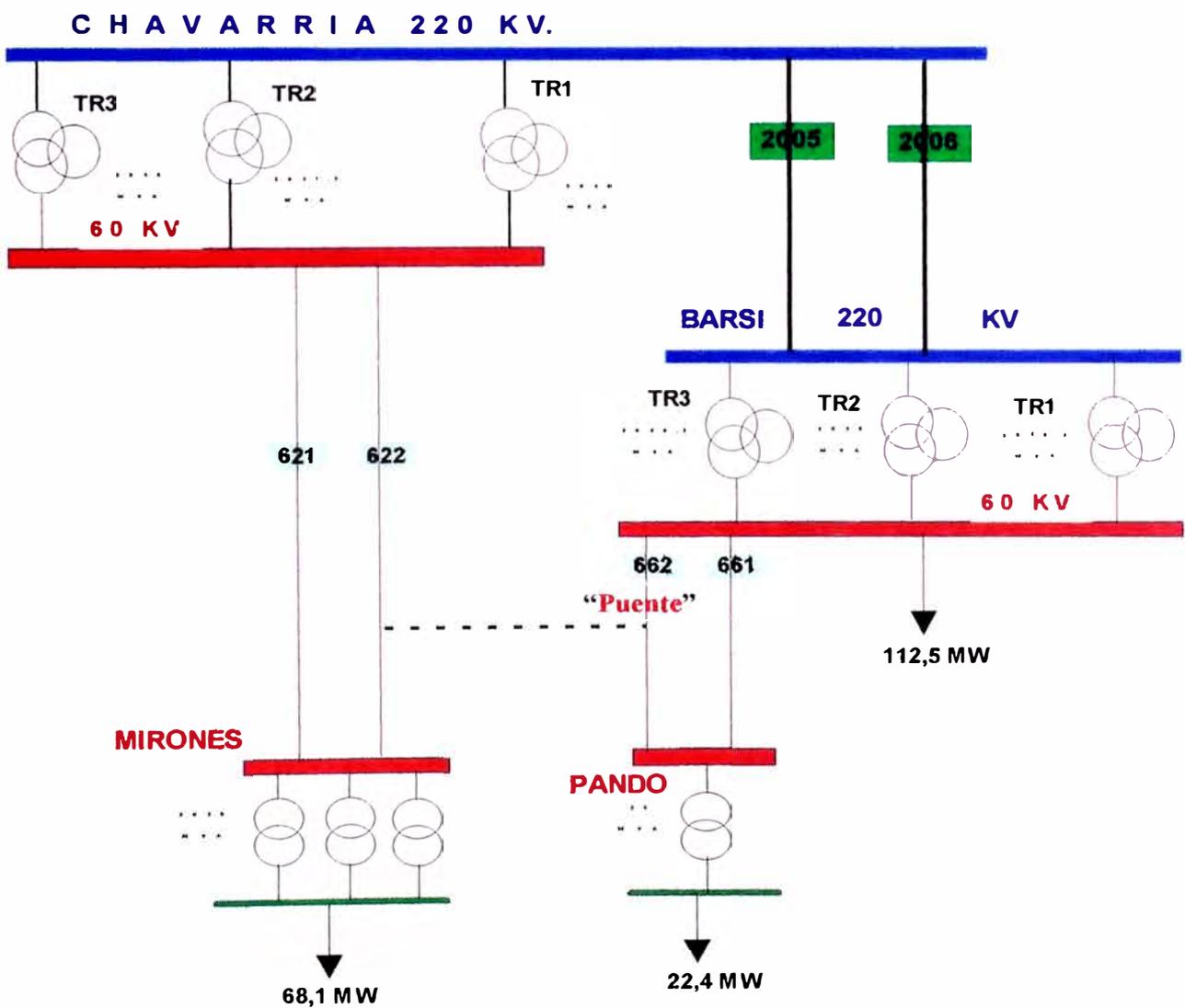


Fig. N° 22: Diagrama unifilar del "Puente"

-Observamos las potencias máximas en MW en horario de 09:00 a 17:00 horas.

-En la tabla N° 19 muestro el flujo de carga horaria en MW de las SET's involucradas:

Tabla N° 19: Carga horaria de las SET's

			Sta. Marina
			Maranga
	Mirones	Pando	Pershing
Hora	MW	MW	MW
09:00	59,7	21,7	68,1
09:30	60,0	22,2	70,8
10:00	61,2	22,1	72,8
10:30	61,8	22,4	74,7
11:00	60,6	22,4	76,8
11:30	60,6	22,4	76,3
12:00	60,0	22,3	77,7
12:30	58,2	21,7	77,4
13:00	59,1	21,0	77,0
13:30	57,9	20,5	76,1
14:00	56,1	19,8	74,4
14:30	55,2	18,9	71,0
15:00	53,7	18,7	68,5
15:30	51,3	18,6	67,1
16:00	51,9	18,6	66,1
16:30	51,6	18,4	66,5
17:00			

-En el unifilar siguiente (Fig. N° 23), muestro el circuito eléctrico y la indicación del sentido del “Nuevo flujo” de potencia después de efectuado el “Puente”.

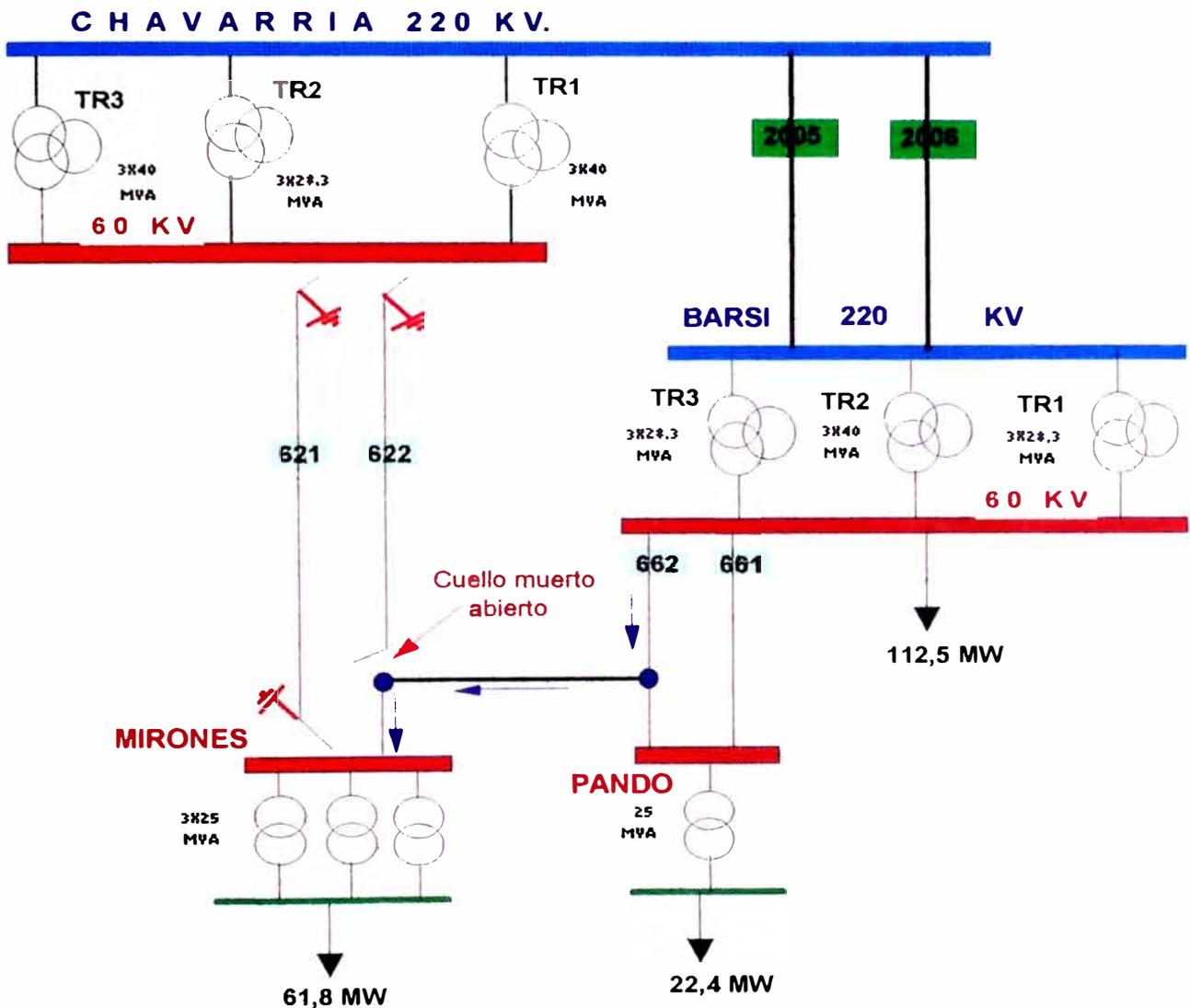


Fig. N° 23: Sentido de Flujo efectuado el “Puente”

-Finalmente, en los siguientes cuadros (tabla N° 20), muestro el “resultado”, esto es: La nueva carga horaria en la SET Barsi 220/60 kV. y la energía horaria y energía total que pudo haber sido restringida de no haberse efectuado el “Puente”.

Tabla N° 20: Nueva carga horaria de las SET Barsi

	Nueva Carga Barsi MW		Energía trasladada a Barsi MWh
09:00	183,6	09:00	29,9
09:30	188,1	09:30	30,0
10:00	191,4	10:00	30,6
10:30	194,3	10:30	30,9
11:00	196,0	11:00	30,3
11:30	194,7	11:30	30,3
12:00	194,8	12:00	30,0
12:30	190,5	12:30	29,1
13:00	191,5	13:00	29,6
13:30	188,8	13:30	29,0
14:00	184,9	14:00	28,1
14:30	179,2	14:30	27,6
15:00	174,5	15:00	26,9
15:30	168,5	15:30	25,7
16:00	167,1	16:00	26,0
16:30	167,1	16:30	25,8
17:00		17:00	

Total ==>	459,5	MWh
-------------------------	--------------	------------

Por lo tanto, lo que era nuestro objetivo, de no haberse efectuado el “Puente” se perderían 459.5 MWh, esto considerando solo 8 horas en y un día domingo.

Horario y Maniobras realizadas:

El detalle de las horas y las maniobras realizadas, ordenadas y dirigidas por el Centro de Control se indicaron en el acápite 4.2.2.13.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

5.1 Generalidades.

En esta parte, evaluaremos nuestro "Proyecto" en dos etapas: en la primera, veremos como lo que fue (un proyecto a mediano plazo). Indicaremos en esta etapa el costo de cada unidad conformante de equipos del Centro de Control, obviamente obteniendo al final el costo total de equipamiento del mismo. Al final de esta primera etapa describiremos en detalle los beneficios que se vienen obteniendo con este Centro de Control implementado.

Al equipar el Centro de Control, como un proyecto a mediano plazo se tomaron consideraciones que detallaremos en la segunda parte de este acápite (Proyecto a largo plazo). Solo podemos diferenciar en el sentido de que el C. C. fue equipado de acuerdo a la situación con que se contaba en ese entonces (finales del año 1995), y teniendo como base de información el total de puntos que teníamos que controlar. Es decir, solo conocíamos el total de UTR's instaladas en las diferentes SET's que luego del fraccionamiento de ELECTROLIMA y como consecuencia de la privatización, pasaron a conformar las instalaciones de EDELNOR S.A.

Asciendo una remembranza, anteriormente, las instalaciones de EDELNOR eran operadas con el sistema de telecontrol existente, desde el Centro de Operación de ELECTROLIMA. En la mayoría de estas instalaciones se tienen emplazadas Unidades Terminales Remotas (UTR's), las que envían o colectan información

procedente de los patios de llave de las instalaciones eléctricas y asimismo posibilitan los telemandos de los interruptores, tanto de los de alta tensión, así como de media tensión. La relación de UTR's instaladas en las SET's de EDELNOR se muestra en la tabla N° 48, en la que adicionalmente mostramos la marca y fecha de adquisición de los mismos.

Tabla N° 21: Relación de UTR's instaladas en las SET's de Edelnor

Subestación de Transmisión	Número de Unidades Terminales Remotas Instaladas	Marca del equipo instalado	Año de Puesta en Servicio
SANTA ROSA ANTIGUA	1	HARRIS	1982
BARSI	2	HARRIS	1982
MARANGA	1	HARRIS	1982
MIRONES	1	HARRIS	1982
OQUENDO	1	HARRIS	1982
PERSHING	1	HARRIS	1982
SANTA MARINA	1	HARRIS	1982
TACNA	1	HARRIS	1982
ZAPALLAL	1	HARRIS	1982
PANDO	1	ACS	1992
CHAVARRIA	1	SAINCO	1997
INFANTAS	1	SAINCO	1997
SANTA ROSA NUEVA	1	SAINCO	1997
VENTANILLA	1	SAINCO	1997
TOMAS VALLE	1	SAINCO	1997

Cabe señalar que diez de estos dispositivos (RTU's) fueron puestos en servicio en 1982 y uno de ellos (el instalado en la SET Pando) entró en operación en 1992.

La Segunda Etapa de nuestro proyecto, es un proyecto de mejora de las UTR's existentes instaladas en las SET's. Este, prácticamente consiste en efectuar el reemplazo oportuno de las terminales remotas (UTR's) de las SET's: Santa Rosa Antigua, Barsi, Maranga, Mirones, Oquendo, Pershing, Santa Marina, Tacna y

Zapallal para asegurar un funcionamiento confiable de estas instalaciones operadas con el sistema de telecontrol.

El objetivo principal de **Reemplazar las Unidades Terminales Remotas del Sistema de Telecontrol Existente** por uno nuevo con protocolo SAINCO, es de aprovechar al máximo de las bondades del Centro de Control instalado, así como también disminuir las pérdidas monetarias las cuales también analizaremos. Este enfoque de cambio de UTR's resulta también como consecuencia a una mejora y complemento de nuestro Centro de Control implementado. En esta etapa, realizaremos el detalle de este proyecto, para que al final nos permita mostrar sus ventajas obteniendo un TIR y un VAN satisfactorios.

5.2 Análisis económico a corto y mediano plazo.

En la tabla N° 22, mostramos la evaluación económica de los equipos del Centro de Control, estos son de la firma Hewlett Packard y conformaron parte del proyecto a corto y mediano plazo.

Tabla N° 22: Equipos HP del Centro de Control

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	COSTOS REFERENCIALES		
			UNITARIO	PARCIAL	TOTAL
1.0	Armario de Servidores de SCADA, conteniendo:				
1.1	Servidor de proceso Hewlett Packard 9000/800 Modelo E55, -CPU PA-RISC de 96 MHz. -Disco interno de 2 Gb. -128 Mb de memoria RAM. -1 Conexión Ethernet a LAN -Controlador SCSI-II -Unidad de almacenamiento en cinta DAT -Sistema operativo HP-UX. -Software de TCP/IP, WINDOWS-MOTIF Y utilidades de HP-UX.	2	26158	52316	
1.2	Unidad HP-6000 SCSI/SE Modelo C3660RM-STD. - Con 4 discos de 1 GB cada uno	1	5967	5967	
1.3	Hub Plus Ether Twist de 12 puertos RJ45.	1	1309	1309	59592
2.0	Estación de Trabajo HP 9000/700 Modelo 712/80. Equipada con:	1	23170	23170	23170
	-CPU PA-RISC de 80 MHz. -2 Gb en disco interno. -96 MB de memoria RAM. -1 Conexión LAN -Sistema operativo HP-UX. -Software de TCP/IP, WINDOWS-MOTIF -Teclado castellano. -Ratón. -2 monitores color 19"				
3.0	Terminal para el mantenimiento del Sistema Operativo HP-UX: - Monitor a color blanco y negro de 14" - Teclado castellano.	2	280	560	560
4.0	X-Terminal -CPU PA-RISC de 80 MHz. -1 monitor a color de 19" -1 Teclado castellano. -1 ratón	2	5480	10960	10960
5.0	Una impresora color HP PAINTJET XL-300.	1	1500	1500	1500
TOTAL GENERAL (SIN I.G.V)					95782

Nota: Estos costos mostrados estan en dolares.

5.3 Análisis económico a largo plazo.

Esta etapa consiste en la evaluación económica como un proyecto de mejora, este consiste en el reemplazo de las Unidades Terminales Remotas del Sistema de Telecontrol implementado en la primera etapa.

Tenemos como objetivo, efectuar el remplazo oportuno de las terminales remotas (UTR's) de las SET's Santa Rosa Antigua, Barsi, Maranga, Mirones, Oquendo, Pershing, Santa Marina, Tacna y Zapallal; para asegurar el funcionamiento confiable de estas instalaciones operadas con el sistema de telecontrol.

Situación antes de implementar el Centro de Control:

-Algunas instalaciones de EDELNOR eran operadas con el sistema de telecontrol desde el Centro de Operación. En la mayoría de estas instalaciones se tienen emplazadas unidades terminales remotas (UTR's), las que envían o colectan información procedente de los patios de llave de las instalaciones eléctricas y asimismo posibilitan los telemandos de los interruptores, tanto de los de alta tensión, así como de media tensión. La relación de UTR's instaladas en las SET's de EDELNOR mostramos anteriormente (tabla N° 21).

-Los repuestos para las RTU's adquiridos en 1982 son costosos, adicionalmente que el tiempo que se demora en adquirirlos es de cuarenta y cinco (45) a sesenta (60) días calendario. Esto debido a que estos equipos tienen una tecnología propietaria y electrónica antigua, por lo que las fabricaciones son efectuadas bajo pedido.

-Adicionalmente debido al tiempo transcurrido desde la fecha de su adquisición, se puede decir que estos equipos han culminado su vida útil, es decir necesitan ser

reemplazados. Esto se puede observar en el la tabla N°23, donde mostramos la Performace de las UTR's de tecnologia HARRIS:

Tabla N° 23: Perfomance de las actuales UTR's de marca Harris

RTU DE SET (a)	MTBF de Equipo nuevo (hr) (b)	MTBF en el equipo actual (hr) (c)	Duración Promedio de UTR fuera de servicio (hr) (d)	Indicador de deterioro de la UTR actual (e) = 1 - (c)/(b)
SANTA ROSA ANTIGUA	8760	1824	4	0.79
BARSI	8760	441	20	0.95
ZAPALLAL	8760	854	20	0.90
MARANGA	8760	998	34	0.89
MIRONES	8760	752	19	0.91
OQUENDO	8760	515	23	0.94
PERSHING	8760	666	22	0.92
SANTA MARINA	8760	448	20	0.95
TACNA	8760	864	9	0.90

en la que comparamos el MTBF (tiempo medio entre fallas) entre un equipo nuevo y el que actualmente se está teniendo con las UTR's de marca Harris emplazadas en la instalaciones de EDELNOR.

MTBF = tiempo medio entre fallas.

Por lo tanto, para efectuar el reemplazo de las terminales remotas (UTR's) de marca Harris, osea llevar a cabo este proyecto de mejora, optamos por fijarnos

ciertos parámetros de evaluación. Los principales para esta evaluación de las alternativas son las siguientes:

- ° Horizonte de evaluación 10 años
- ° Vida útil de equipo 10 años
- ° Depreciación de acuerdo a las Normas Legales Tributarias vigentes Lineal en 5 años
- ° Moneda : Dólares americanos(US\$)
- ° Tipo cambio : 2.658 Nuevos Soles/ US\$
- ° Sueldo promedio mensual de los empleados : US\$ 800
: (\$ 2127.)

Nota: En la presente evaluación económica, no se incluye en ninguna valorización, el Impuesto General a las Ventas.

BENEFICIOS AL IMPLEMENTAR EL CENTRO DE CONTROL

En lo sucesivo se desarrollara y evaluara los beneficios del reemplazo de UTR's, en la que se valorizó la cantidad de energía que no se dejaría de suministrar y por personal de maniobras y movilidad que se tendría que emplear.

El beneficio a obtener durante los periodos 1 al 10 asciende a 116,262 US\$/período.

COSTOS

Gastos de Operación y Mantenimiento

Se tendría un gasto de US\$ 5000 durante los periodos del 2 al 10.

INVERSION

Para el proyecto se tendría la inversión de US\$ 435 000 durante el periodo 0, en donde el costo de instalación se considera US\$ 54 600.

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

Con valores mostrados en los puntos anteriores, presentamos la tabla N° 24, en ella mostramos un resumen del Flujo de Fondos para este proyecto.

Tabla N° 24: Resumen del Flujo de Fondos para el Proyecto

	PERIODO 0	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	PERIODO 7	PERIODO 8	PERIODO 9	PERIODO 10
INGRESOS											
Beneficio por Energia que no se dejaría de suministrar		101.285	101.285	101.285	101.285	101.285	101.285	101.285	101.285	101.285	101.285
Beneficios por Personal de Maniobras y Movilidad		14.977	14.977	14.977	14.977	14.977	14.977	14.977	14.977	14.977	14.977
TOTAL DE INGRESOS		116.262	116.262	116.262	116.262	116.262	116.262	116.262	116.262	116.262	116.262
GASTOS											
Mantenimiento		0	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
TOTAL GASTOS		0	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
MARGEN (M=I-G)		116.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262
Depreciación (acelerada a 5 años) (D)		87.000	87.000	87.000	87.000	87.000	0	0	0	0	0
Utilidad Antes de Participación de los Trabajadores (UAPT=M-D)		29.262	24.262	24.262	24.262	24.262	111.262	111.262	111.262	111.262	111.262
Participación de los Trabajadores (Si UAPT>0 ; PT=5%*UAPT)		1.463	1.213	1.213	1.213	1.213	5.563	5.563	5.563	5.563	5.563
Utilidad después de participación de trabajadores (UDPT=UAPT-PT)		27.799	23.049	23.049	23.049	23.049	105.699	105.699	105.699	105.699	105.699
Impuestos (Si UDPT>0 ; IM=30% *UDPT)		8.340	6.915	6.915	6.915	6.915	31.710	31.710	31.710	31.710	31.710
Utilidad Después de Impuestos (UDI=UDPT-IM)		19.459	16.134	16.134	16.134	16.134	73.989	73.989	73.989	73.989	73.989
Inversión (Io)	435.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual (VR)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro Pago de Impuestos de la Empresa (si UAPT<0) APIM =-0.335*UAPT		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto = UDI+D-Io+VR+APIM	-435.000	106.459	103.134	103.134	103.134	103.134	73.989	73.989	73.989	73.989	73.989

TASA DE DESCUENTO	8%	12%	14%	17%	20%	25%	TIR
VAN	180.919,99	91.085,60	53.910,19	5.773,32	-34.869,99	-89.782,15	17,40%

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para el proyecto se efectuaron los análisis de sensibilidad, con respecto a la Inversión, Ingresos y Gastos, con variaciones en cada uno de ellos de $\pm 10\%$. Los efectos que ocasionan estas variaciones en el VAN (con una tasa de descuento de 14%) y en el TIR, son los que se muestran en la tabla N° 25:

Tabla N° 25: Análisis de Sensibilidad del Proyecto

	VARIACION (%)	VAN(14%)	TIR (%)
CASO BASE	-	53 910	17.4
1. Inversión	+ 10	10 410	14.6
	- 10	97 410	20.7
2. Ingresos	+ 10	94 238	19.8
	- 10	13 582	14.9
3. Gastos	+ 10	52 468	17.3
	- 10	55 353	17.5

De la evaluación efectuada concluimos que fue conveniente efectuar la inversión del proyecto, por lo siguiente.

Beneficios Económicos:

-Es conveniente efectuar el proyecto porque se tiene un TIR de 17.4% .

Adicionalmente se puede observar que con relación al TIR, esta alternativa mantiene su optimalidad para variaciones de $\pm 10\%$ en las inversiones, ingresos y gastos.

-El VAN del proyecto para una tasa de descuento de 14% es de US\$ 53910.

Adicionalmente puede observarse que el VAN del proyecto mantiene su optimalidad para variaciones de $\pm 10\%$ en las inversiones, ingresos y gastos.

Beneficios Adicionales:

-Las UTR's actuales son de tecnología de fines de los años 70, por lo que cuando sus componentes se malogran es difícil y costoso adquirir repuestos para los mismos, adicionalmente que el tiempo de entrega es de 45 a 60 días calendario. Efectuando la inversión de reemplazo de RTU's se evitarían estos problemas.

-La capacidad actual de las UTR's están casi al límite, por lo que cuando se efectuarán futuras ampliaciones será imposible operar mediante telecontrol estas nuevas instalaciones. Las RTU's a adquirir serán de capacidad tal que procesarán las señales actuales y las que se prevean en el futuro.

-Con la nuevas UTR's se controlarán nuevas señales de control (como las generadas por los reguladores de tensión que permiten telecontrolar a posición de los taps de los transformadores de potencia), porque los nuevos equipos estarán implantadas con el protocolo que permita realizar esta función.

-Se podrán registrar los eventos a nivel de milisegundos (como el que se efectúan en las SET's Chavarría, Santa Rosa Nueva, Infantas, Tomás Valle y Ventanilla) lo que nos permitirá efectuar los análisis post-falla de la interrupciones que se presenten en el sistema, porque los nuevos equipos estarán implantadas con el protocolo que permita realizar esta función.

EVALUACION DE BENEFICIOS

En esta parte, muestro la cuantificación de los beneficios a obtener si se efectúa la inversión de reemplazar las UTR's de marca Harris instaladas en las Subestaciones de Transmisión Santa Rosa Antigua, Barsi, Maranga, Mirones, Oquendo, Pershing, Santa Marina, Tacna y Zapallal.

METODOLOGIA

Los beneficios considerados son por la energía que no se dejaría de suministrar y los gastos que no se tendría por personal de maniobras y movilidad en caso de que las UTR's no funcionen.

Beneficio por Energía que no se dejaría de Suministrar

En la tabla N° 25. se evalúa los beneficios totales por energía que no se deja de suministrar por las maniobras ejecutadas por telemandos en las Subestaciones de Transmisión Santa Rosa Antigua, Barsi, Zapallal, Maranga, Mirones, Oquendo, Pershing, Santa Marina y Tacna desde el mes de Julio de 1996 hasta el mes de Junio de 1997.

Tabla N° 26: Beneficio total por energía suministrada

SET	MANIOBRA EN	No DE MANIO BRAS	POTENCIA INVOLUCRA-DA (MW)	TIEMPO AHORRA-DO (HORAS)	BENEFICIO POR ENERGIA SUMINISTRADA (\$USA)	SUBTOTAL
SANTA R. ANTIGUA	TRAFO 60/10 KV	10	15,80	0,7	3926,3	
	LINEA 60 KV	13	31,5	0,7	10176,1	
	LINEA 10 KV	45	2,6	0,7	2907,5	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	1	15,80	0,7	392,6	
						17402,5
BARSÍ	TRAFO 220/60 KV	8	93,9	0,5	13333,8	
	LINEA 220 KV	2	80,0	0,5	2840	
	LINEA 60 KV	12	34,7	0,5	7391,1	
	LINEA 10 KV	44	2,2	0,5	1718,2	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	8	22,50	0,5	3195	
						28478,1
ZAPALLAL	TRAFO 60/30 KV	1	11,9	1,0	422,5	
	LINEA 30 KV	7	30,2	1,0	7504,7	
	LINEA 60 KV	36	10,0	1,0	12780	
	ACOPLAM. 60 KV	1	10,0	1,0	355	
						21062,2
MARANGA	LINEA 60 KV	6	34,6	0,7	5158,9	
	LINEA 10 KV	5	2,5	0,7	310,6	
						5469,5
MIRONES	TRAFO 60/10 KV	4	22,2	0,5	1576,2	
	LINEA 60 KV	4	33,4	0,5	2371,4	
	LINEA 10 KV	47	2,5	0,5	2085,6	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	7	22,20	0,5	2758,4	
						8791,6
OQUENDO	LINEA 60 KV	9	29,2	0,9	8396,5	
	LINEA 10 KV	28	1,6	0,9	1431,4	
						9827,9
PERSHING	TRAFO 60/10 KV	4	21,6	0,7	2147	
	LINEA 60 KV	4	24,5	0,7	2435,3	
	LINEA 10 KV	24	2,0	0,7	1192,8	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	1	21,60	0,7	536,8	
						6311,9
SANTA MARINA	LINEA 60 KV	1	21,0	0,8	596,4	
	LINEA 10 KV	78	2,1	0,8	4651,9	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	2	20,00	0,8	1136	
						6384,3
TACNA	TRAFO 60/10 KV	5	22,50	0,5	1996,9	
	LINEA 60 KV	0	19,8	0,5	0	
	TRAFO 60/10 - ALARMAS	16	22,50	0,5	6390	
						8386,9
BENEFICIO TOTAL POR ENERGIA SUMINISTRADA						112114,9

El margen de ganancia de EDELNOR (US\$/kwh) = precio de venta de energía (US\$/kwh)
- precio de compra de energía (US\$/kwh) = 0,0355 US\$/kwh

El beneficio que se obtuvo es por la rapidez con que se restableció la energía por maniobras a través del sistema de telecontrol.

El beneficio en este rubro para un periodo (año), considerando el beneficio obtenido de cada SET (tabla N° 25) y el indicador de deterioro del equipo actual (tabla N° 23) será de:

$$\begin{aligned}
 &= 17402.5*0.79 + 28478.1*0.95 + 21062.2*0.90 + 5469.5*0.89 \\
 + & \quad 8791.6*0.91 + 9827.9*0.94 + 6311.9*0.92 + 6384.3*0.95 + \\
 & \quad 8386.9*0.90 \\
 &= 101\,285 \text{ US\$/período.}
 \end{aligned}$$

Beneficios por Personal de Maniobras y Movilidad

Cuando las maniobras de apertura y cierre de interrupción es efectuada manualmente el costo por hora de personal de maniobras y de movilidad es de:

Tabla N° 27: Beneficios por Personal de Maniobras y Movilidad

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIO PARCIAL (US\$)
Gastos de Personal Trabajador Manual	H-H	2	4.44	8.88
Gastos de Movilidad Camioneta (1)	H-M	1	8.30	8.30
TOTAL (US\$ / hora)				17.18

El beneficio en este rubro para un periodo (año), considerando el beneficio obtenido de cada SET (tabla N° 28) y el indicador de deterioro del equipo actual (Tabla N° 23) será de:

$$\begin{aligned}
 &= 1683.7*0.79 + 1151.1*0.95 + 4638.7*0.90 + 264.6*0.89 + \\
 & \quad 962.1*0.91 + 3927.4*0.94 + 1106.3*0.92 + 2171.6*0.95 + \\
 & \quad 549.7*0.90
 \end{aligned}$$

= 14 977 US\$/período

Tabla N° 28: Beneficio por personal de maniobras y movilidad

SET	MANIOBRA EN	No DE MANIO BRAS	TIEMPO EMPLEADO POR PERSONAL DE MANIOBRAS (HORAS)	GASTO UNITARIO DE PERSONAL DE MANIOBRA Y MOVILIDAD (\$USA)	BENEFICIO POR PERSONAL DE MANIOBRAS Y MOVILIDAD (\$USA)	SUBTOTAL
SANTA R. ANTIGUA	TRAFO 60/10 KV	10	1,40	17,18	240,5	
	LINEA 60 KV	13	1,40	17,18	312,7	
	ACOPLAM. 60 KV	1	1,40	17,18	24,1	
	LINEA 10 KV	45	1,40	17,18	1082,3	
	ACOPLAM. 10 KV	1	1,40	17,18	24,1	
						1683,7
BARSÍ	TRAFO 220/60 KV	8	1,00	17,18	137,4	
	LINEA 220 KV	2	1,00	17,18	34,4	
	SIST. BARRAS 220 KV	1	1,00	17,18	17,2	
	LINEA 60 KV	12	1,00	17,18	206,2	
	LINEA 10 KV	44	1,00	17,18	755,9	
						1151,1
ZAPALLAL	TRAFO 60/30 KV	1	2,00	17,18	34,4	
	LINEA 30 KV	7	2,00	17,18	240,5	
	LINEA 60 KV	36	2,00	17,18	1237	
	ACOPLAM. 60 KV	91	2,00	17,18	3126,8	
						4638,7
MARANGA	LINEA 60 KV	6	1,40	17,18	144,3	
	LINEA 10 KV	5	1,40	17,18	120,3	
						264,6
MIRONES	TRAFO 60/10 KV	4	1,00	17,18	68,7	
	LINEA 60 KV	4	1,00	17,18	68,7	
	SIST. BARRAS 60 KV	1	1,00	17,18	17,2	
	LINEA 10 KV	47	1,00	17,18	807,5	
						962,1
OQUENDO	LINEA 60 KV	9	1,80	17,18	278,3	
	ACOPLAMIENTO 60 KV	90	1,80	17,18	2783,2	
	LINEA 10 KV	28	1,80	17,18	865,9	
						3927,4
PERSHING	TRAFO 60/10 KV	4	1,40	17,18	96,2	
	LINEA 60 KV	4	1,40	17,18	96,2	
	ACOPLAM. 60 KV	12	1,40	17,18	288,6	
	LINEA 10 KV	24	1,40	17,18	577,2	
	ACOPLAM. 10 KV	2	1,40	17,18	48,1	
SANTA MARINA	LINEA 60 KV	1	1,60	17,18	27,5	1106,3
	LINEA 10 KV	78	1,60	17,18	2144,1	
TACNA	TRAFO 60/10 KV	5	1,00	17,18	85,9	2171,6
	LINEA 60 KV	0	1,00	17,18	0	
	LINEA 10 KV	24	1,00	17,18	412,3	
	ACOPLAM. 10 KV	3	1,00	17,18	51,5	
						549,7
BENEFICIO TOTAL POR PERSONAL DE MANIOBRAS Y MOVILIDAD						16455,2

CONCLUSIONES

- **En una situación sin Centro de Control**

Se incrementa peligrosamente la estabilidad del sistema, lo cual quiere decir que sucedida una contingencia hoy en día, implicaría un caos en el sistema eléctrico de EDELNOR S.A. y por ende del SICN. Esto debido a que la filosofía de operación de las redes de 220 kV, 60 kV y alimentadores troncales de 10 kV, están basados bajo la existencia de un Centro de Control. Es decir, no se tiene implementado un sistema sin un Centro de Control, para lo cual se requeriría mayor personal, movilidad y recursos a los actuales existentes.

Ante un contingencia relevante (por ejemplo una mínima frecuencia), la recuperación de la carga es rápida (Aprox. 15 minutos). Sin un Centro de Control la recuperación de la misma sería demasiado lenta (Aprox. de 3 a 4 horas)

- **En una situación con Centro de Control con UTR's Harris**

En las ampliaciones a efectuar en las SET's que disponen de UTR's de marca Harris, no sería posible telecontrolar las nuevas instalaciones, debido a que las UTR's actualmente instaladas están en el límite de su capacidad.

Cuando se requiere controlar nuevas señales de control (como las generadas por los reguladores de tensión para telecontrolar la posición de los taps de los transformadores) no es posible efectuarlas por medio de RTU's de marca Harris debido a que las mismas no están implantadas con el protocolo que permita realizar esta función.

Para registrar los eventos a nivel de milisegundos que nos permitan efectuar los análisis post-falla de las interrupciones que se presenten en el sistema, será necesario adquirir equipos registradores de eventos, porque efectuar esta función con las RTU's de marca Harris no es posible realizarlo al no estar estos equipos implantados con esta función, por la limitación tanto tecnológica así como por el protocolo de comunicación que utilizan.

Con un sistema con RTU's de marca Harris, es imposible realizar un análisis minucioso post-falla, así como también no se tendría una base datos histórica que nos permita prevenir situaciones repetitivas, pues con este protocolo Harris no se cuenta con un registro de eventos.

- **Para seguridad en el control del Sistema**

Es recomendable siempre contar con una tecnología de vanguardia que nos permita realizar expansiones en nuestro sistema de acuerdo a necesidades futuras y prioritarias.

Por experiencia podemos decir que un incremento en MW de la demanda de nuestro sistema, implica tener mas puntos que controlar, por tal motivo debemos de considerar en todo proyecto el grado de incremento de carga existente y futuro.

- **Desde el punto vista operativo**

Es recomendable para el Centro de Control contar con por lo menos una estación de trabajo con dos pantallas, la que nos permitirá tener un mayor panorama del sistema en situaciones de contingencias relevantes.

En todo sistema es recomendable la redundancia de la misma.

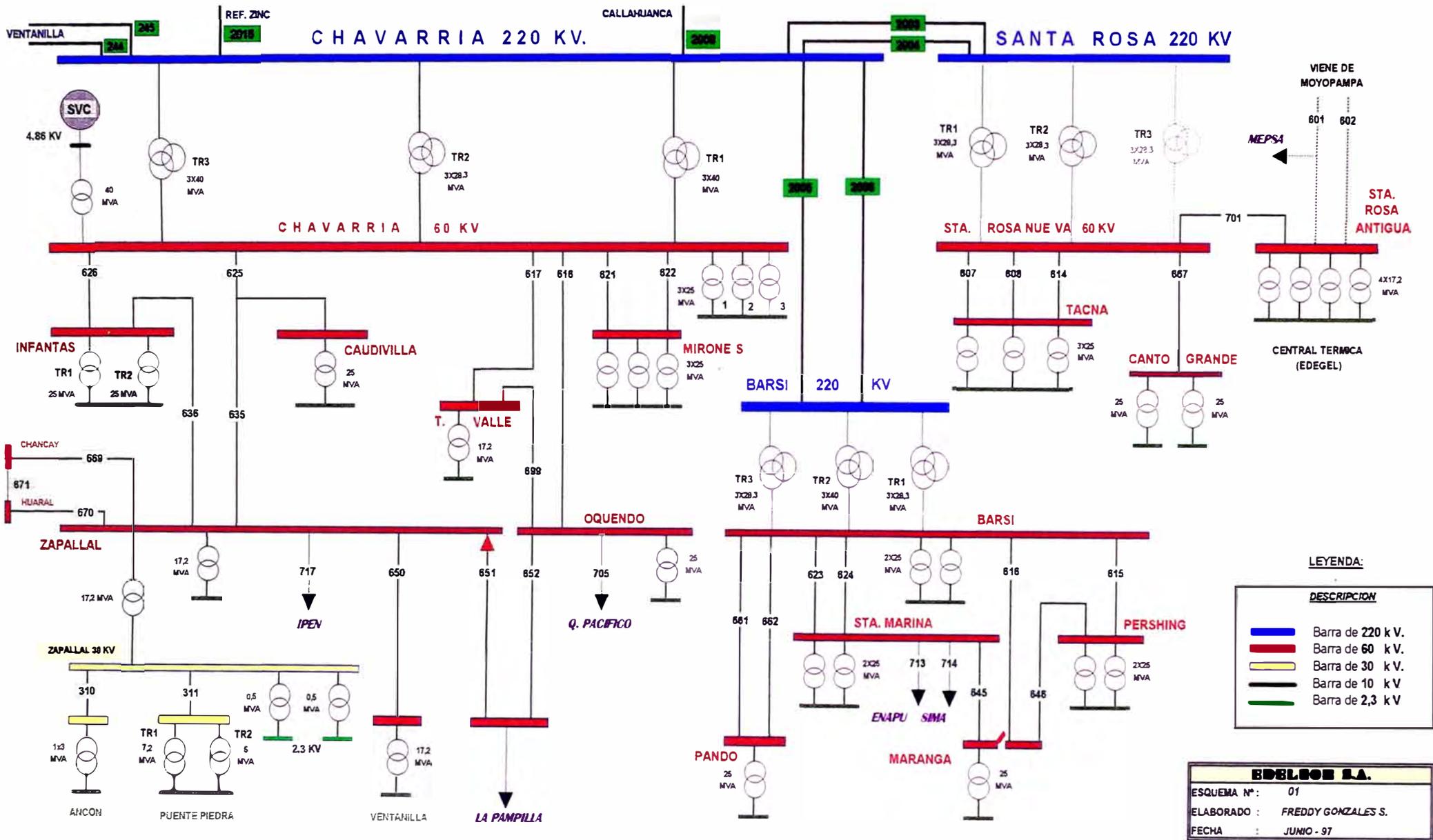
- **Desde el punto vista de seguridad de la persona**

Cualquier equipo, por más sofisticado que este sea, nunca nos brindara la seguridad y confiabilidad en un 100 % (para la persona). Por consiguiente el operador que ejecute una maniobra debe cumplir estrictamente las normas de seguridad, usando los instrumentos de seguridad para lo cual fueron diseñados.

En cualquier maniobra de un circuito eléctrico SI DUDA , PREGUNTE.

El Centro de Control debe de contar con un sistema de comunicación que sea verdaderamente eficiente, pues un error en la comunicación puede implicar una consecuencia fatal, desde la inoperatividad de los equipos hasta pérdidas personales.

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE EDELNOR



CARGA HORARIA DE EDELNOR
(DIA TIPICO LUNES - VIERNES)

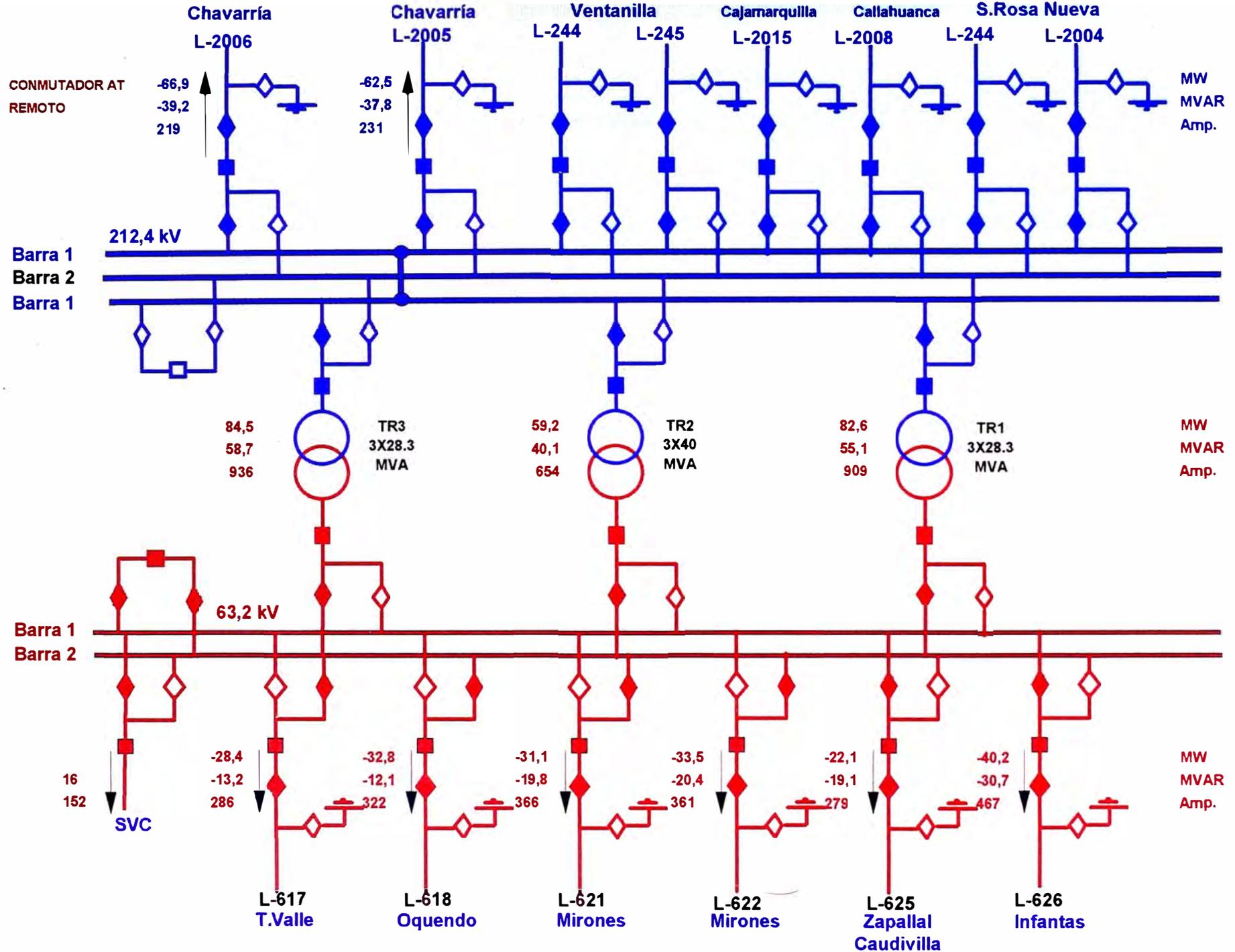
Horas	Infantas	Zapalal + Caudivilla	La Pampilla Q.Pacifico	T. Valle	Mirones	Pando	ENAPU+ SMA+	Pershing	Maranga	C.Grande	Tacna	Sta. Rosa Antigua	EDELNOR
	MW	MW	Oquendo				S. Marina					MW	MW
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
00:00	44,20	92,86	46,55	20,55	60,03	16,06	28,02	35,99	21,46	23,45	36,35	35,86	461,37
00:15	42,79	42,79	46,04	20,32	58,04	15,36	27,32	34,59	20,75	22,28	34,00	37,01	401,29
00:30	41,86	41,86	46,55	20,28	57,33	14,77	26,38	33,18	19,81	21,10	32,24	35,48	390,84
00:45	39,86	39,86	45,78	19,52	56,28	14,66	25,79	32,24	19,35	20,05	30,95	36,88	381,23
01:00	38,92	38,92	46,42	19,82	55,34	14,19	25,32	31,19	18,76	19,11	29,78	36,12	373,90
01:15	37,75	37,75	45,79	18,22	54,52	14,07	24,86	30,60	18,41	18,52	28,37	34,46	363,33
01:30	37,05	37,05	45,68	19,28	53,58	13,72	24,50	29,78	18,06	17,59	27,43	34,20	357,91
01:45	36,23	36,23	46,06	17,72	52,64	13,72	24,03	29,55	18,17	17,23	26,61	33,31	351,51
02:00	35,76	35,76	46,07	17,95	52,52	13,48	24,15	29,08	17,70	16,18	26,03	32,36	347,04
02:15	34,82	34,82	45,69	17,39	51,94	13,01	23,33	27,90	17,00	16,06	25,91	32,12	340,00
02:30	34,59	34,59	45,19	18,48	51,47	12,43	23,21	27,79	17,00	16,41	25,44	32,83	339,42
02:45	34,12	34,12	45,19	17,07	51,24	12,55	22,75	27,32	16,77	15,59	24,86	31,19	332,74
03:00	34,00	34,00	45,31	17,06	51,47	12,55	23,33	27,32	16,65	16,18	24,62	30,50	332,99
03:15	34,00	34,00	44,17	16,44	49,95	12,66	23,33	27,20	16,53	15,59	24,27	31,19	329,34
03:30	33,65	33,65	44,30	16,78	50,30	12,43	22,98	26,97	16,53	14,54	23,92	31,40	327,44
03:45	33,77	33,77	44,55	16,77	50,18	12,19	22,75	26,50	16,06	16,41	24,39	32,83	330,16
04:00	33,65	33,65	44,93	16,39	50,30	12,19	22,86	26,15	15,59	16,06	24,27	32,12	328,16
04:15	33,77	33,77	45,70	16,44	50,53	12,08	22,51	25,91	15,48	16,06	24,15	32,12	328,52
04:30	34,00	34,00	45,31	16,47	51,35	12,19	22,63	26,26	15,71	15,83	24,15	31,66	329,57
04:45	34,00	34,00	45,20	16,94	51,70	12,19	22,98	26,15	15,36	16,30	24,15	32,59	331,56
05:00	34,47	34,47	45,83	17,01	51,00	12,66	22,63	26,03	15,36	16,53	24,62	33,06	333,67
05:15	35,52	35,52	45,07	17,66	51,82	13,01	23,10	26,26	15,36	15,36	24,86	30,72	334,26
05:30	36,35	36,35	46,29	18,19	52,06	13,37	23,45	26,97	15,71	16,06	25,44	32,12	342,35
05:45	37,40	37,40	46,41	19,25	52,29	13,83	23,92	27,90	16,41	16,88	26,15	33,77	351,61
06:00	36,11	36,11	45,28	19,44	52,17	14,19	23,45	28,49	16,77	15,95	26,15	31,89	345,98
06:15	36,23	36,23	45,56	19,16	53,93	14,66	24,03	30,37	17,70	16,88	27,67	33,77	356,18
06:30	36,58	36,58	46,20	18,99	54,28	15,36	24,86	32,71	18,99	18,76	28,96	37,52	369,78
06:45	36,58	36,58	45,55	19,52	55,10	16,18	25,32	34,47	19,81	18,88	30,25	37,75	376,00
07:00	36,70	36,70	45,93	19,37	54,99	16,77	26,26	35,52	19,93	18,88	31,89	37,75	380,69
07:15	37,87	37,87	46,19	19,00	60,26	18,17	28,02	36,81	20,40	18,88	33,53	37,75	394,76
07:30	38,92	38,92	46,05	19,84	64,60	19,35	29,19	37,75	20,87	18,76	34,94	37,52	406,72
07:45	39,16	39,16	45,93	20,19	68,24	19,46	29,90	37,99	20,87	18,88	37,17	37,75	414,69
08:00	39,63	39,63	46,23	20,37	70,81	19,81	30,60	38,57	21,10	18,64	39,28	37,28	421,96
08:15	42,09	42,09	47,25	20,64	73,86	20,52	31,66	39,86	21,81	18,64	42,79	37,28	438,49
08:30	44,90	44,90	48,43	21,56	77,85	20,99	34,00	41,15	22,39	19,35	46,19	38,69	460,41
08:45	44,32	44,32	49,10	22,65	79,96	21,92	35,41	42,32	22,98	19,81	50,06	39,63	472,49
09:00	42,79	42,79	49,37	22,03	80,31	21,69	35,64	42,79	23,45	20,17	52,76	40,33	474,13
09:15	43,26	43,26	49,11	22,06	82,07	21,34	35,29	43,38	24,03	20,40	55,81	40,80	480,81
09:30	42,09	42,09	48,87	23,24	82,42	21,92	34,23	43,26	24,03	20,75	57,68	41,50	482,10
09:45	44,55	44,55	49,49	22,02	83,01	21,81	34,35	43,61	24,27	20,87	59,56	41,74	489,84
10:00	47,72	47,72	50,14	22,20	85,82	22,04	35,06	44,20	24,50	21,22	60,97	42,44	504,03
10:15	41,86	41,86	50,27	22,42	86,88	22,04	34,82	44,44	24,74	21,46	63,08	42,91	496,76
10:30	44,67	44,67	49,76	22,81	86,41	21,81	34,94	45,02	25,09	21,57	64,72	43,15	504,61
10:45	44,90	44,90	49,87	24,70	88,05	21,92	35,29	45,49	25,32	21,69	65,66	43,38	511,18
11:00	49,71	49,71	49,77	23,98	88,05	22,28	36,81	47,01	26,26	22,16	67,77	44,32	527,83
11:15	50,18	50,18	48,88	24,05	87,70	22,63	37,40	47,37	26,38	22,63	68,70	45,26	531,35
11:30	47,84	47,84	48,88	23,93	89,22	22,63	39,16	47,95	26,38	22,39	68,94	44,79	529,94
11:45	44,08	44,08	47,34	24,29	88,87	23,33	39,28	48,30	26,50	22,75	69,64	45,49	523,96
12:00	45,37	45,37	47,59	24,75	87,70	23,45	38,22	48,19	26,61	22,86	69,64	45,72	525,48
12:15	43,97	43,97	47,60	23,21	82,30	22,63	36,70	47,95	26,73	22,98	69,99	45,96	513,99
12:30	42,09	42,09	48,99	24,87	81,25	22,63	35,88	47,48	26,61	22,75	69,17	45,49	509,30
12:45	40,92	40,92	47,08	22,68	81,13	22,39	35,76	47,13	26,50	22,39	68,70	44,79	500,39
13:00	40,57	40,57	48,72	22,57	81,48	22,39	35,52	46,90	26,38	21,92	68,94	43,85	499,81
13:15	39,16	39,16	49,10	23,59	82,66	21,81	37,05	46,31	25,79	20,63	67,88	41,27	494,41
13:30	39,75	39,75	50,12	23,74	82,30	22,28	36,93	46,08	25,91	20,63	67,41	41,27	496,17
13:45	39,86	39,86	50,49	23,02	83,48	22,16	36,81	45,84	26,03	20,17	67,65	40,33	495,70
14:00	40,45	40,45	49,86	23,77	85,47	22,16	36,93	45,61	25,91	20,63	67,30	41,27	499,81
14:15	41,39	41,39	49,86	23,77	87,11	22,04	36,46	45,72	26,15	20,99	67,65	41,97	504,50
14:30	42,21	42,21	50,88	24,16	86,06	21,92	36,23	45,49	26,03	21,46	68,35	42,91	507,90
14:45	42,68	42,68	51,26	25,07	86,17	21,57	36,35	45,02	25,68	22,39	68,35	44,79	512,00
15:00	44,20	44,20	51,77	23,03	84,88	21,57	36,70	45,37	25,91	23,10	68,47	46,19	515,40

15:15	42,79	42,79	51,13	24,02	84,30	21,69	37,05	45,72	26,03	23,10	68,94	46,19	513,76
15:30	43,26	43,26	50,90	23,08	86,06	22,16	36,58	45,49	26,03	23,10	68,82	46,19	514,93
15:45	42,91	42,91	51,11	23,22	85,35	21,81	35,76	46,08	26,97	23,21	68,70	46,43	514,46
16:00	43,50	43,50	51,88	23,63	85,12	21,69	36,35	45,49	26,03	23,21	69,06	46,43	515,87
16:15	43,26	43,26	51,87	23,64	84,41	20,99	35,76	45,61	26,15	22,75	69,41	45,49	512,59
16:30	42,91	42,91	51,62	23,41	83,36	21,10	35,52	45,61	26,03	22,75	69,41	45,49	510,12
16:45	42,91	42,91	52,00	23,27	83,36	20,99	35,52	45,96	26,15	22,28	69,88	44,55	509,77
17:00	42,09	42,09	51,77	23,50	82,77	20,99	36,11	46,31	26,03	22,28	71,28	44,55	509,77
17:15	41,74	41,74	50,64	23,81	81,60	20,99	36,23	46,31	25,56	22,28	72,10	44,55	507,55
17:30	39,51	39,51	50,26	23,72	81,37	20,63	36,35	46,90	25,91	23,21	71,99	46,43	505,79
17:45	43,03	43,03	50,00	26,32	79,26	21,10	37,17	48,42	26,61	25,21	72,69	46,43	519,27
18:00	42,79	42,79	49,22	25,58	80,66	22,39	37,87	50,88	28,26	28,26	74,45	47,61	530,76
18:15	48,77	48,77	50,24	28,08	81,48	23,68	40,92	54,87	30,25	34,35	77,15	48,50	567,06
18:30	57,33	57,33	43,93	27,59	83,71	25,09	43,85	58,97	32,48	39,04	79,73	49,77	598,82
18:45	60,61	60,61	44,19	28,73	84,41	25,56	44,67	60,73	33,30	41,62	80,55	51,18	616,17
19:00	61,20	61,20	44,19	28,85	83,59	25,79	43,97	60,85	33,53	42,56	79,96	52,71	618,41
19:15	61,90	61,90	43,30	28,92	81,48	25,32	43,61	60,85	33,65	43,15	79,26	53,60	616,96
19:30	62,14	62,14	42,67	28,85	81,37	25,56	43,73	60,38	33,41	42,21	78,79	54,37	615,61
19:45	61,67	61,67	43,43	28,91	81,37	25,32	43,38	60,03	33,30	42,21	76,21	52,33	609,82
20:00	61,55	61,55	43,82	28,64	81,37	25,91	43,15	59,44	32,95	42,44	74,92	52,33	608,06
20:15	61,67	61,67	43,68	28,31	80,90	25,21	43,15	58,62	32,48	41,62	72,46	54,24	603,99
20:30	61,20	61,20	43,69	27,94	81,13	25,21	42,91	57,68	31,77	41,62	70,11	55,14	599,61
20:45	60,85	60,85	43,69	28,06	79,73	25,09	42,44	57,10	31,89	41,04	67,06	55,52	593,31
21:00	60,15	60,15	49,04	30,57	78,79	24,74	41,62	56,16	31,54	40,68	64,48	56,16	594,07
21:15	58,97	58,97	51,79	30,04	78,32	24,03	41,04	54,64	30,60	39,75	60,38	53,60	582,14
21:30	58,04	58,04	52,39	29,21	77,61	23,33	41,04	53,35	29,78	39,28	57,80	53,73	573,59
21:45	57,33	57,33	51,75	30,32	77,38	22,86	40,33	52,41	29,31	38,22	55,69	51,05	563,99
22:00	56,39	56,39	51,75	29,03	75,62	22,51	39,16	51,35	29,08	37,40	52,99	50,80	552,48
22:15	55,34	55,34	51,86	29,39	74,33	22,16	37,75	49,83	28,37	36,11	49,12	45,95	535,55
22:30	54,87	54,87	51,59	27,67	72,93	21,57	37,05	48,54	27,79	34,94	47,13	43,57	522,51
22:45	55,22	55,22	51,71	26,61	71,05	20,75	35,76	46,31	26,26	33,06	44,67	42,12	508,74
23:00	50,65	50,65	50,60	25,96	68,00	19,58	34,82	44,44	25,56	30,95	42,32	41,10	484,63
23:15	46,43	46,43	49,87	24,58	64,01	18,88	32,83	41,86	24,39	28,84	39,86	39,56	457,54
23:30	45,02	45,02	49,71	23,33	63,19	18,17	31,66	40,10	23,45	26,85	37,87	38,29	442,66
23:45	43,03	43,03	48,95	24,09	62,37	17,35	30,37	38,34	22,51	25,21	36,23	38,03	429,51

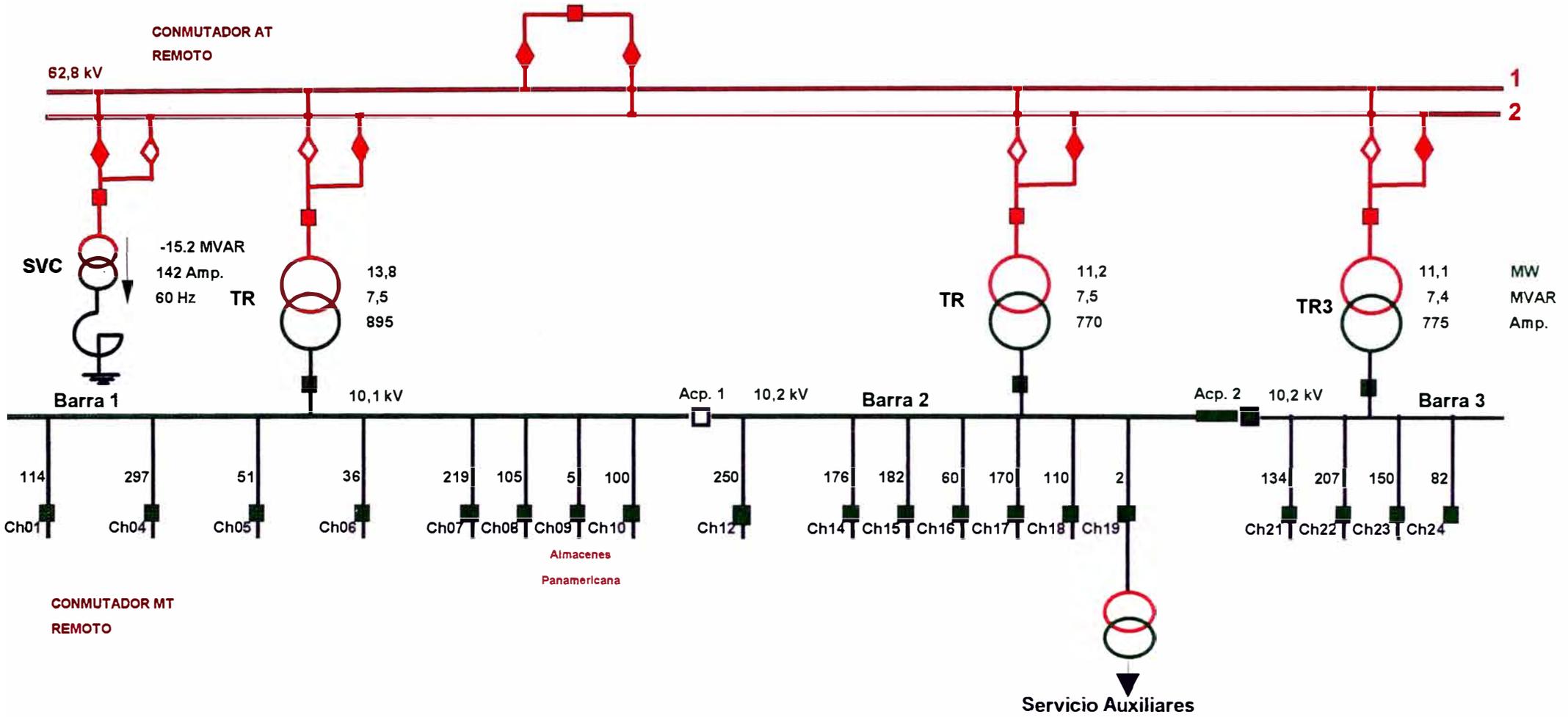


(Anexo N° 1.2)

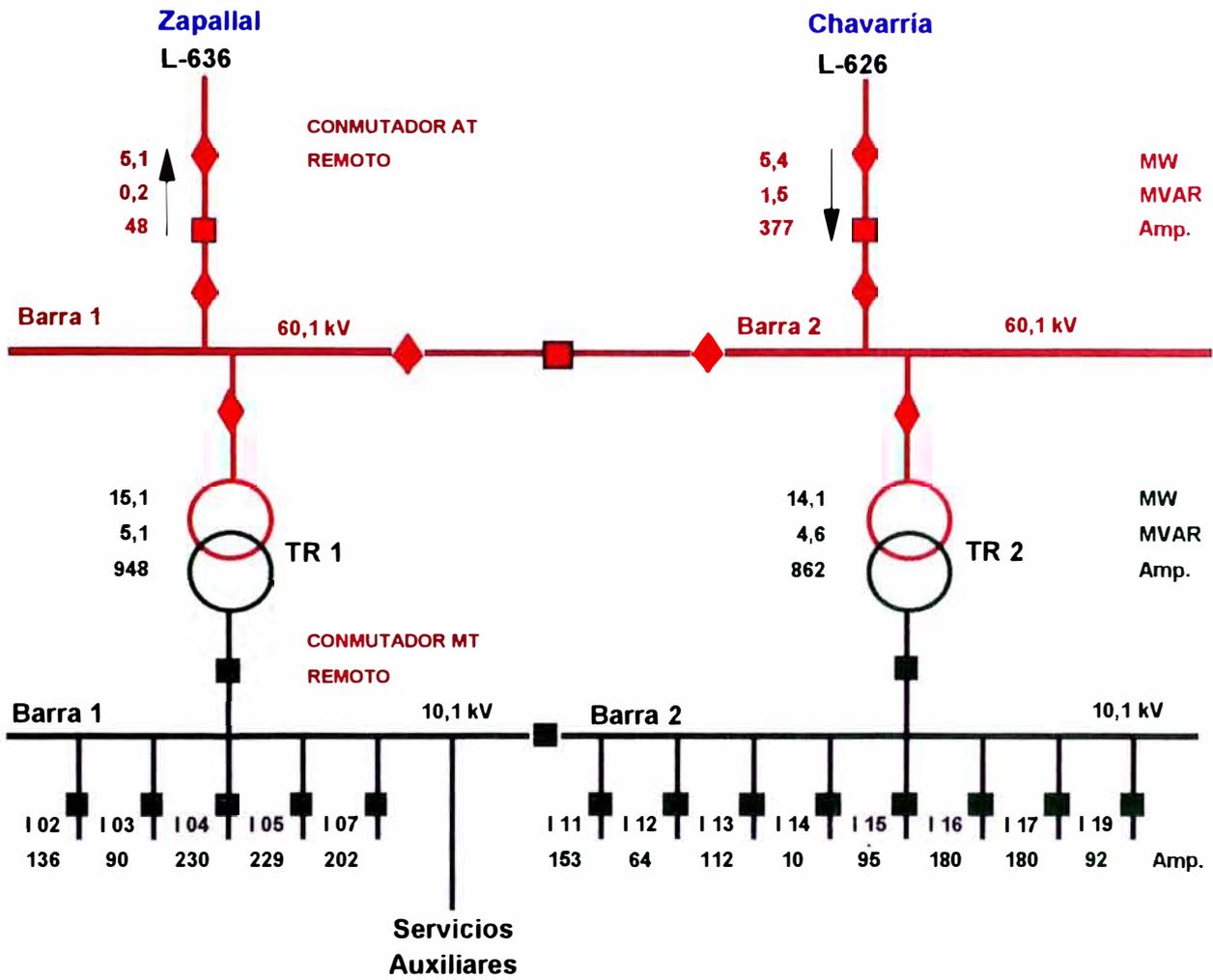
SET CHAVARRIA 220/60 KV.



SET CHAYARRIA 60/10 KV.

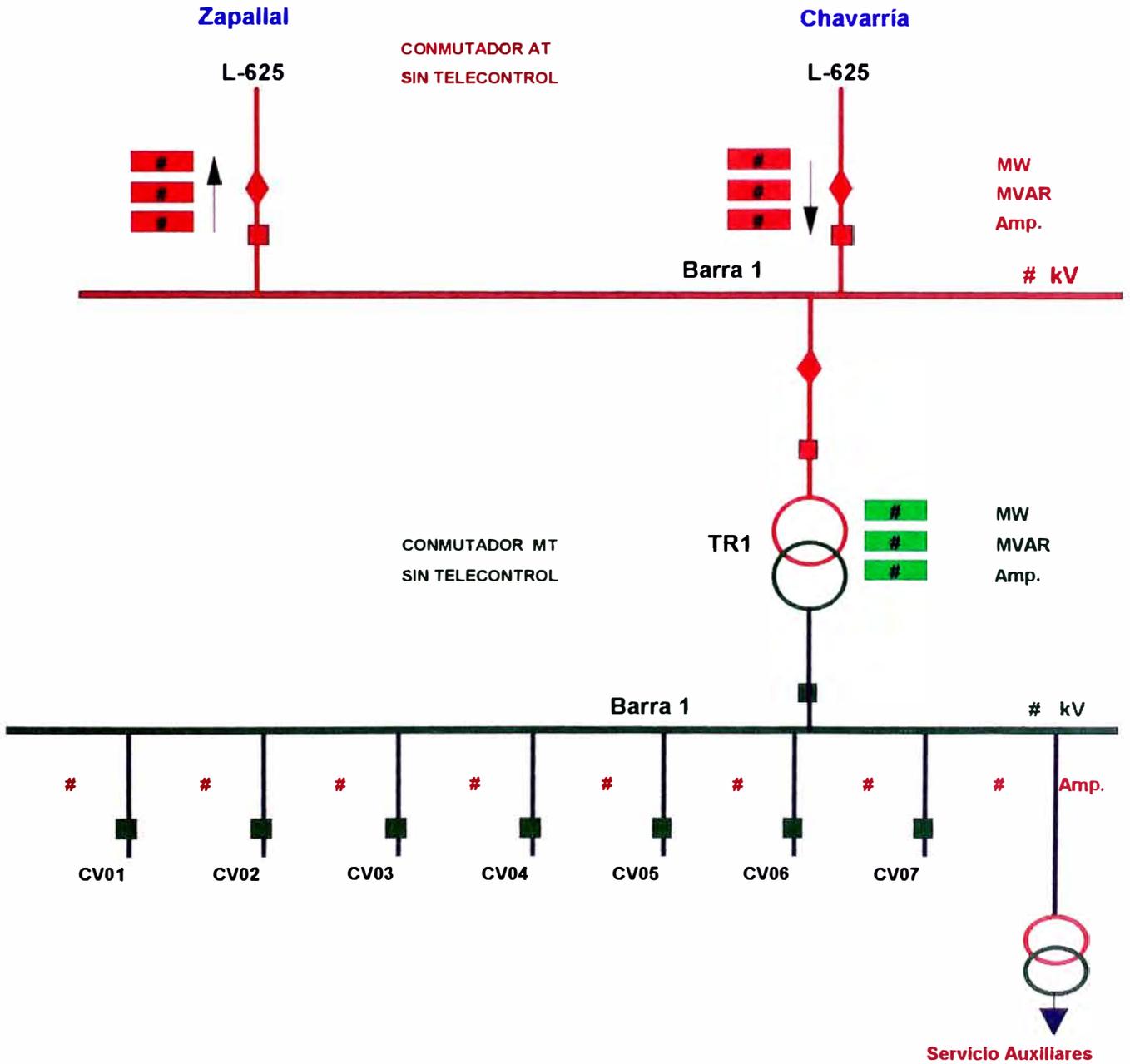


SET INFANTAS 60/10 KV.



F.Gonzales

SET CAUDIVILLA 60/10 KV.

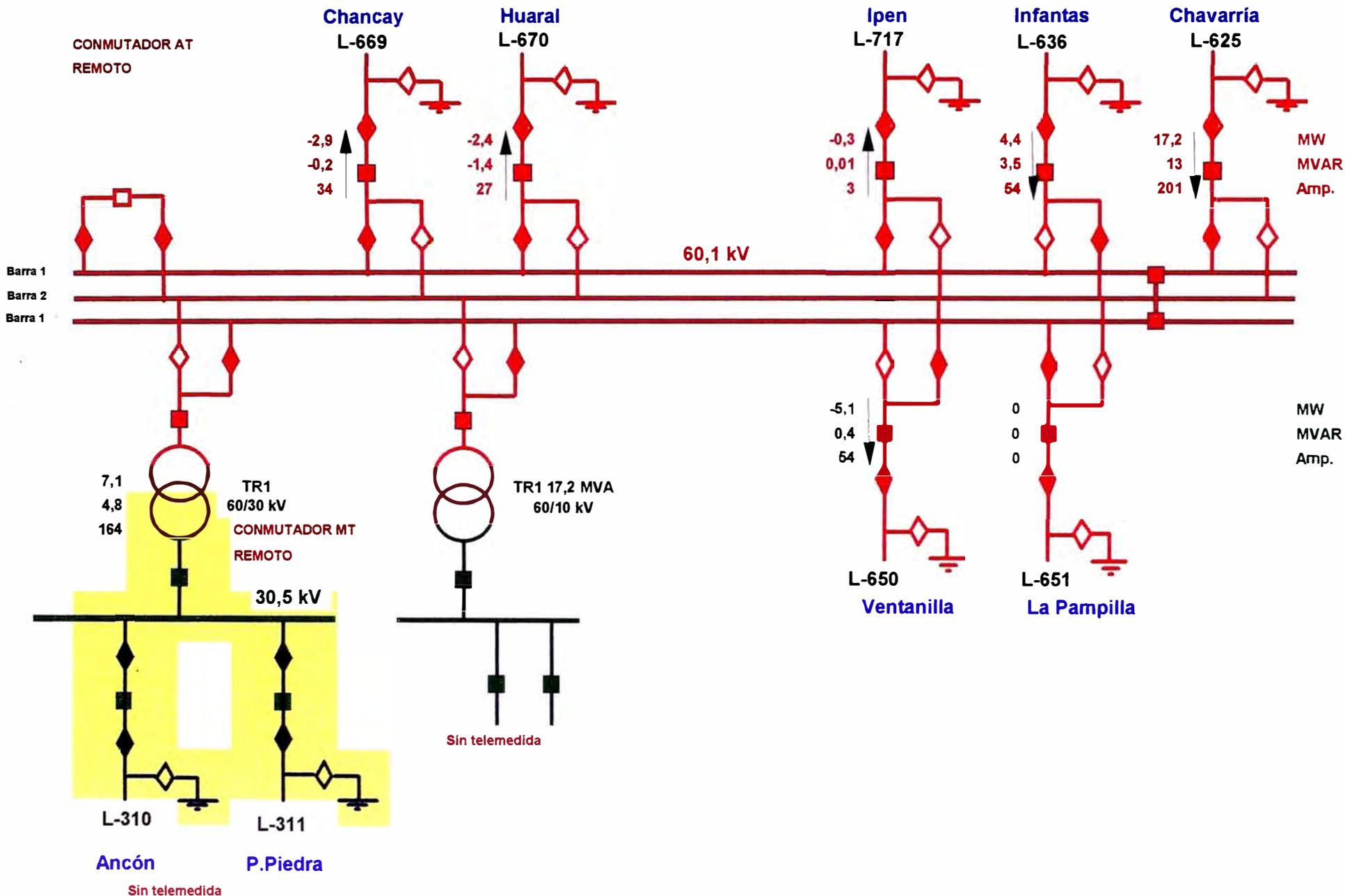


TELECONTROL
DE CAUDIVILLA
PROXIMO A SER
IMPLEMENTADO

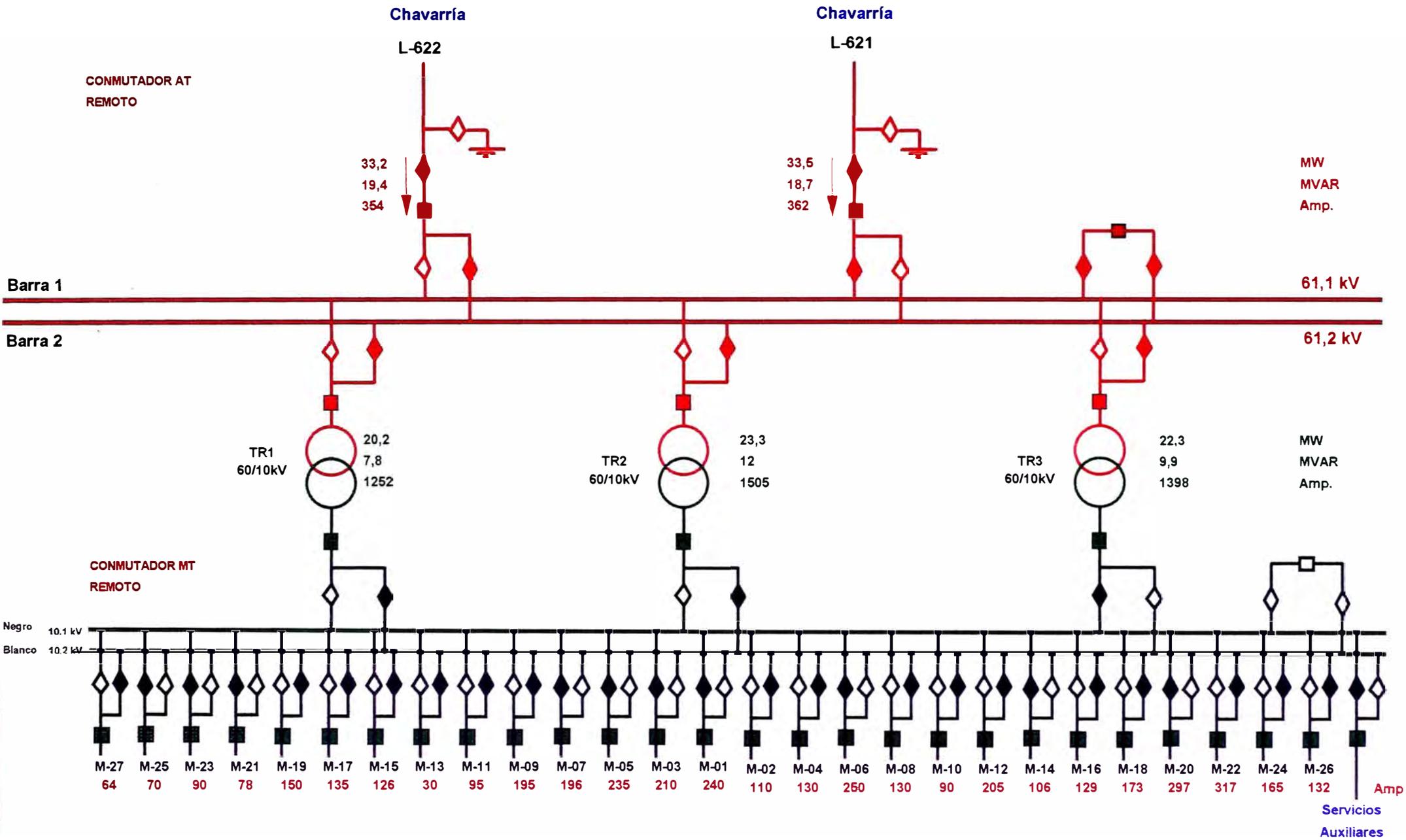
(Anexo 06)

F.Gonzales

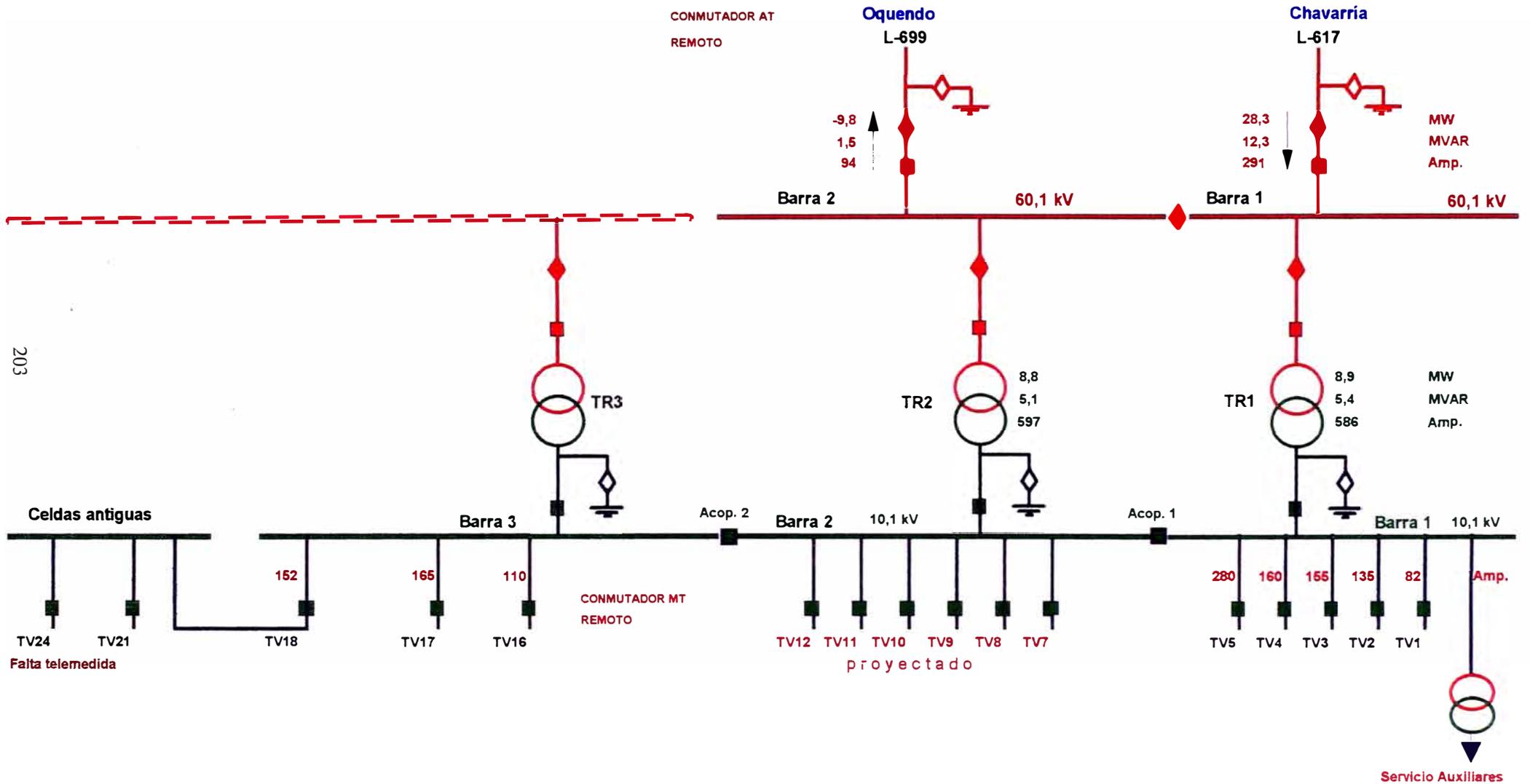
SET ZAPALLAL 60/30 Y 60/10 KV.



SET MIRONES 60/10 KV.

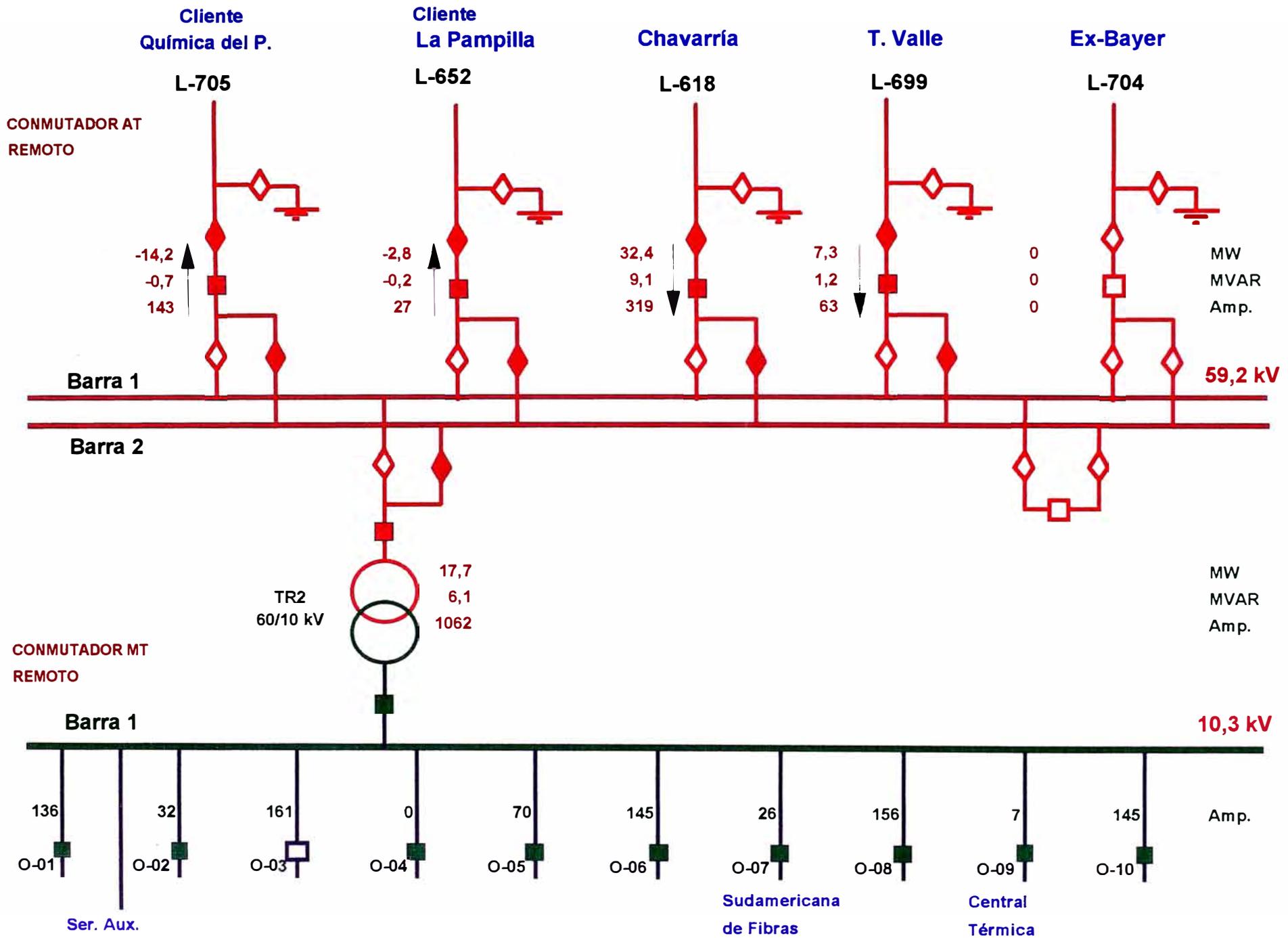


SET TOMAS VALLE 60/10 KV.

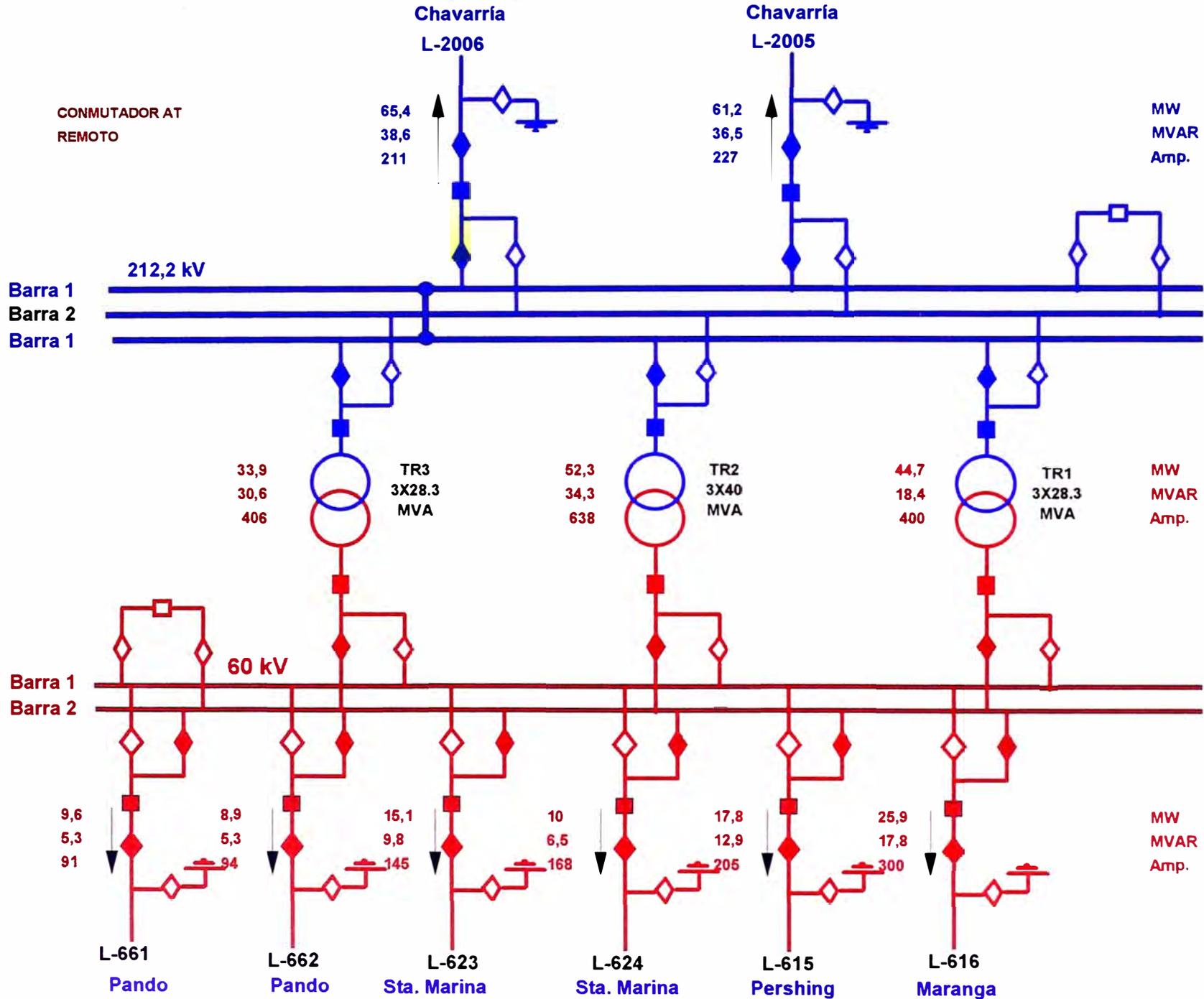


203

SEI OQUENDU 60/10 KV.

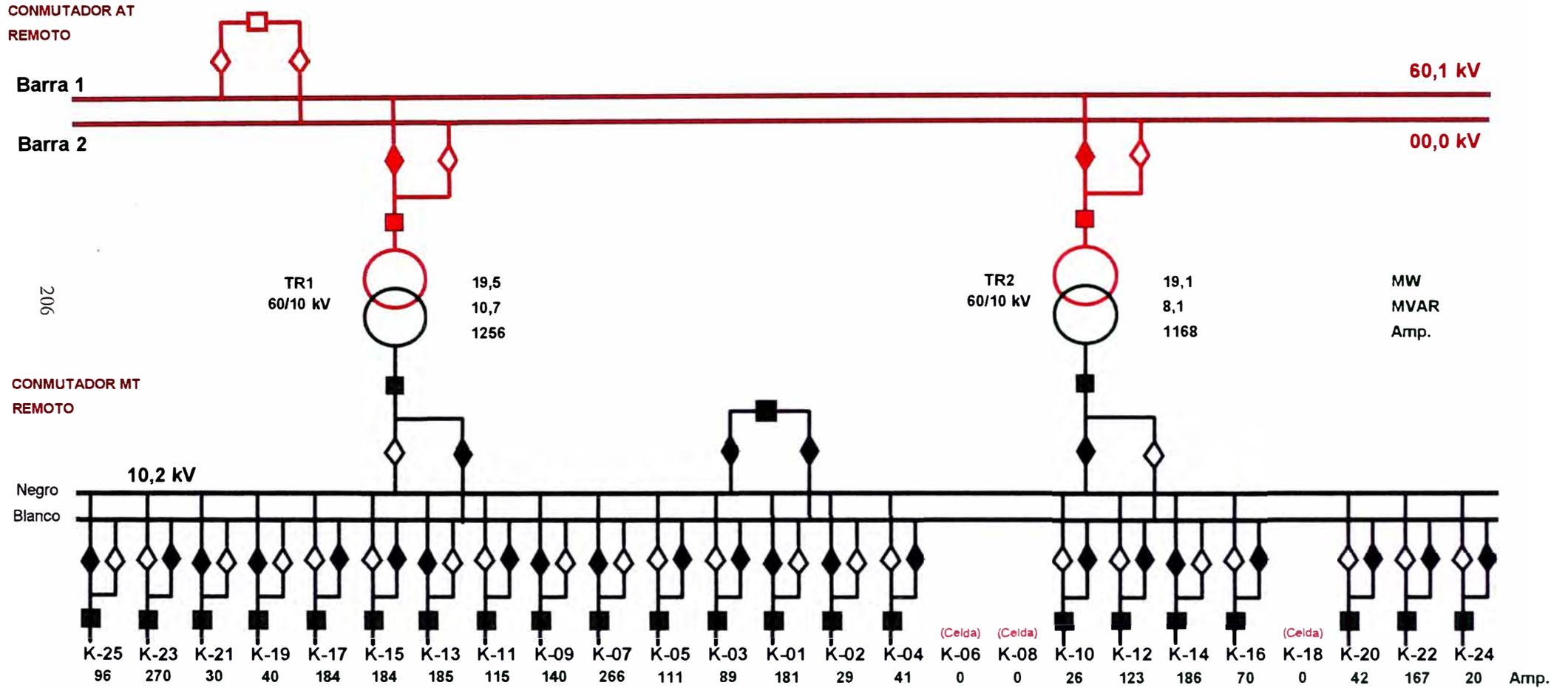


SET BARSÍ 220/60 KV.

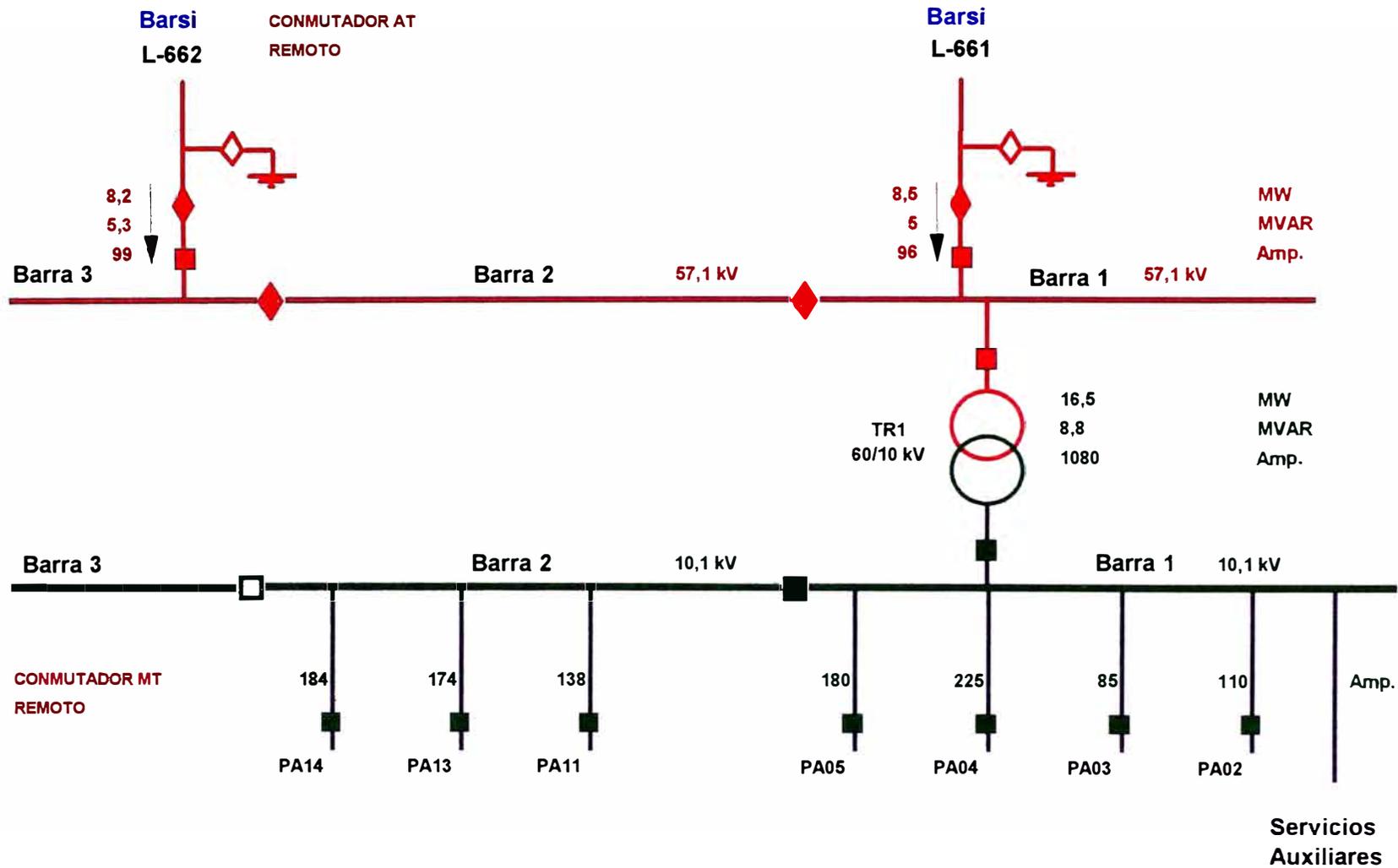


205

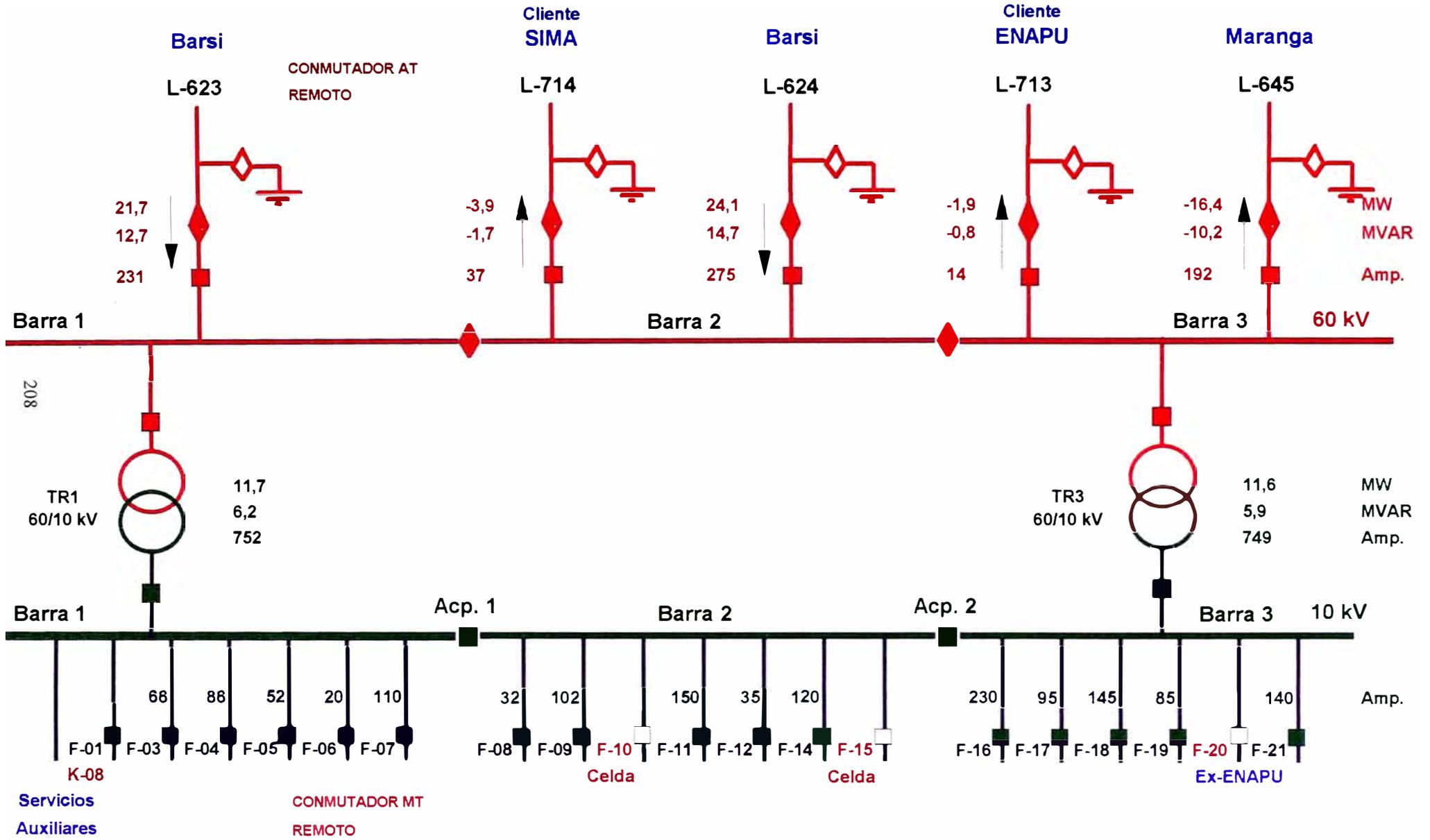
SET BARSIS 60/10 KV.



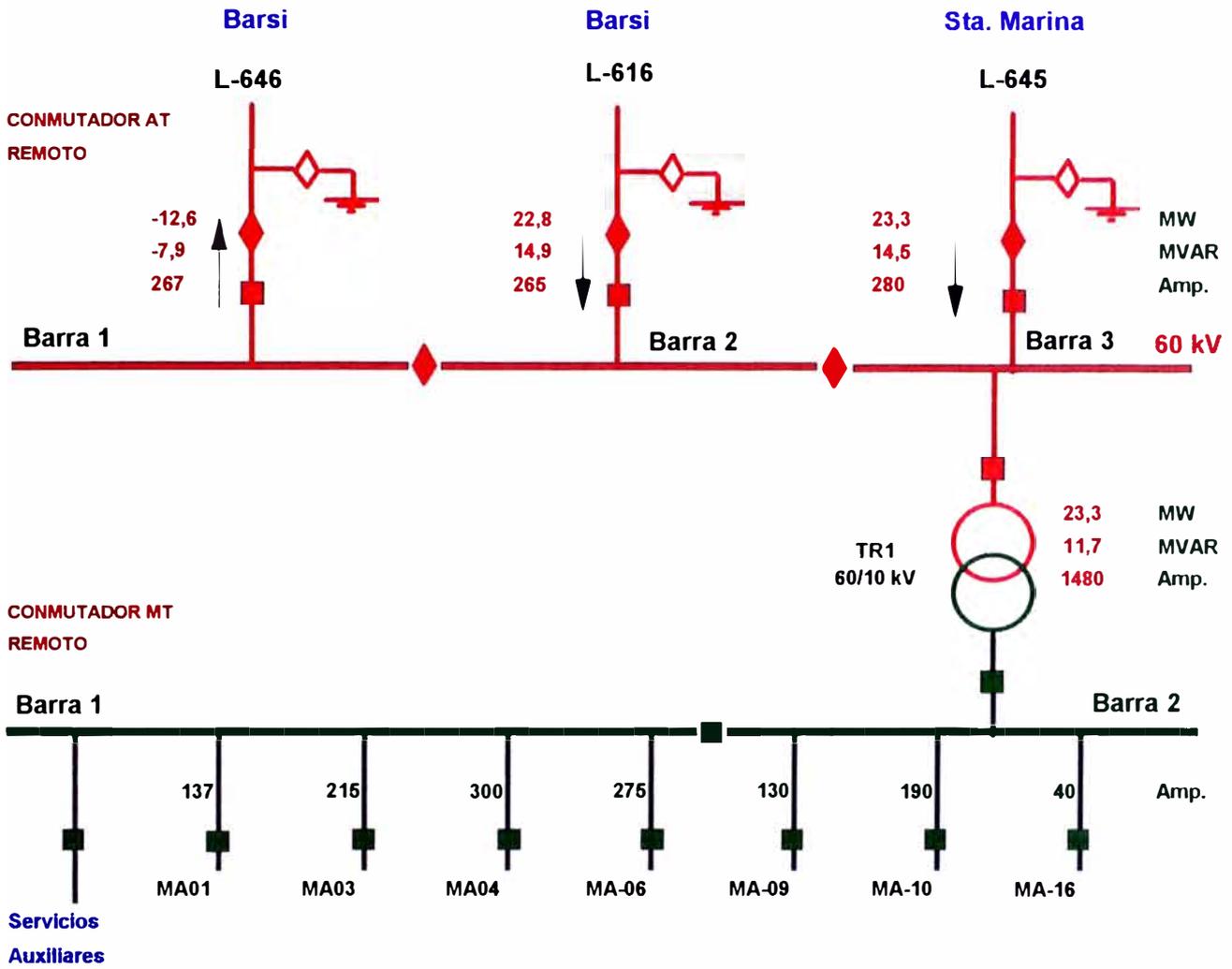
SET PANDO 60/10 KV.



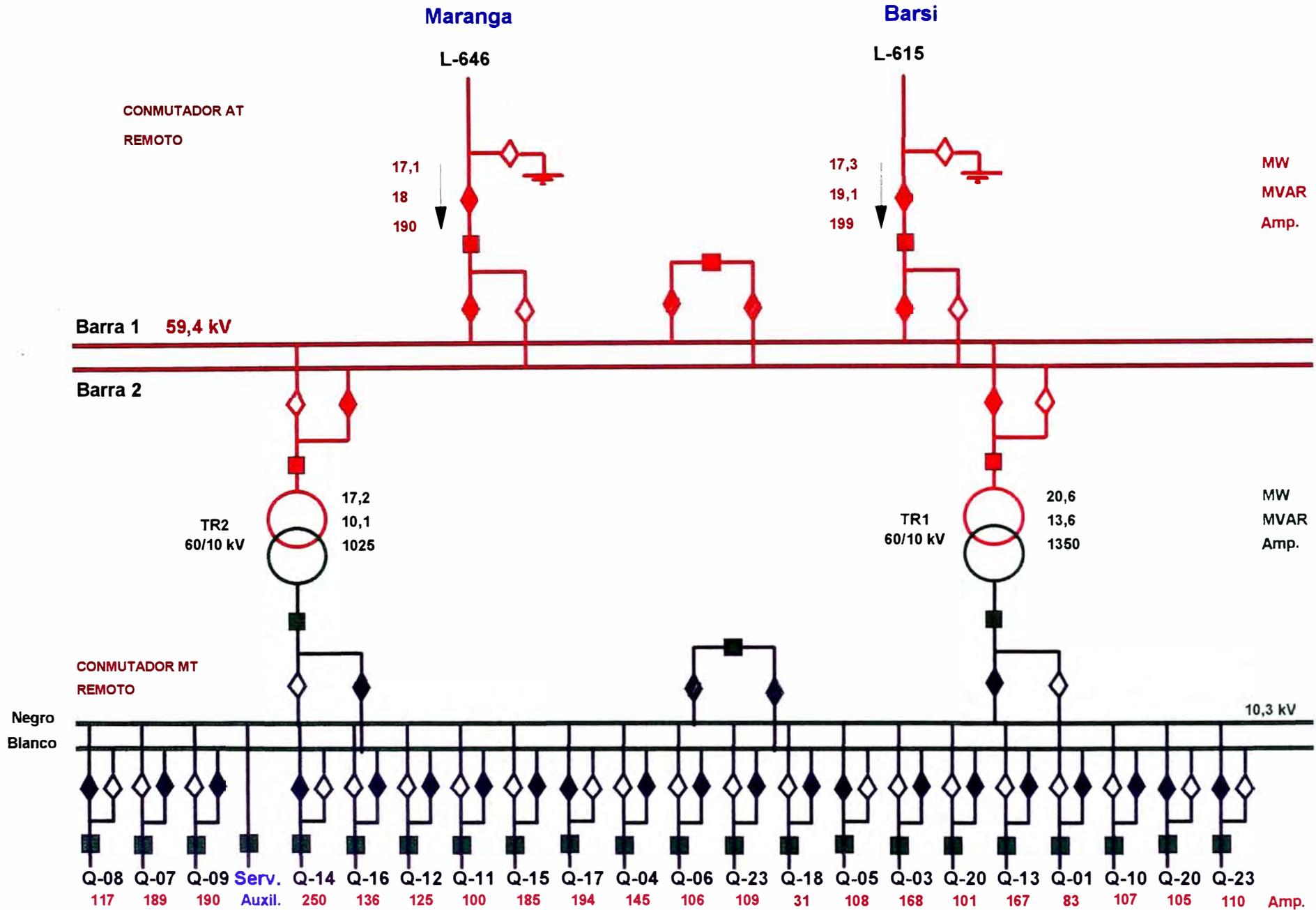
SET SANTA MARINA 60/10 KV.



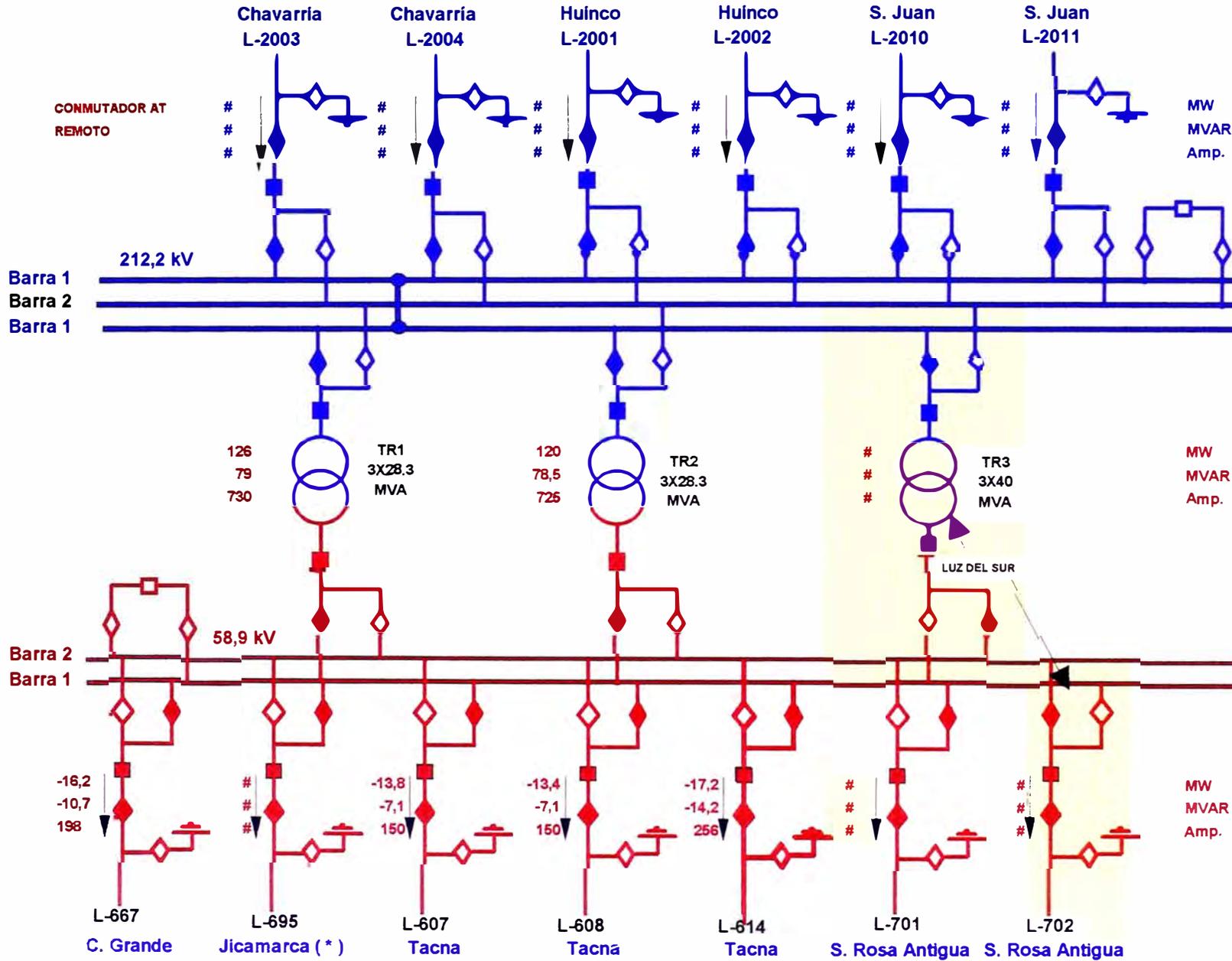
SET MARANGA 60/10 KV.



SET PERSHING 60/10 KV.

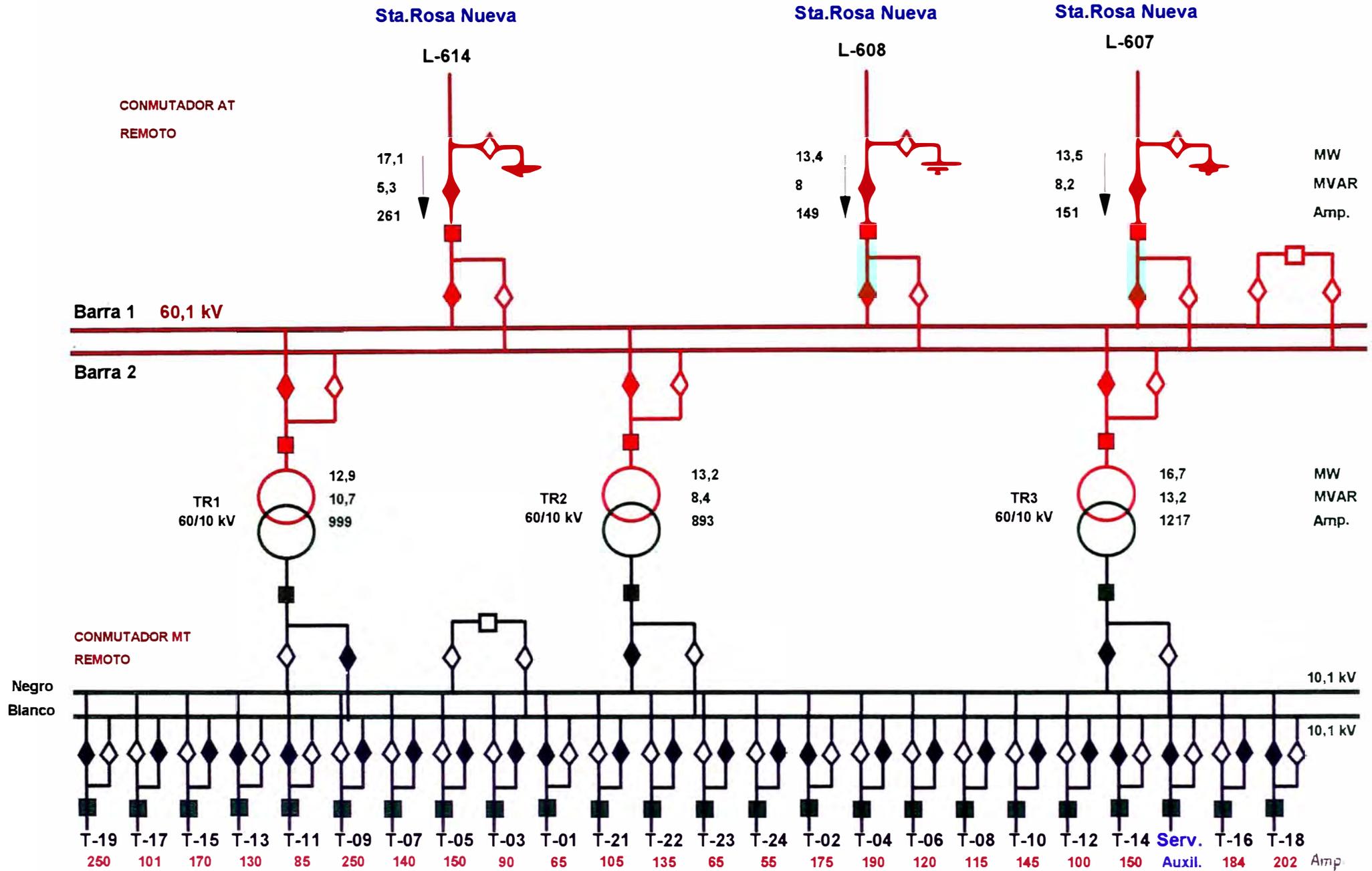


SET STA. ROSA NUEVA 220/60 KV.

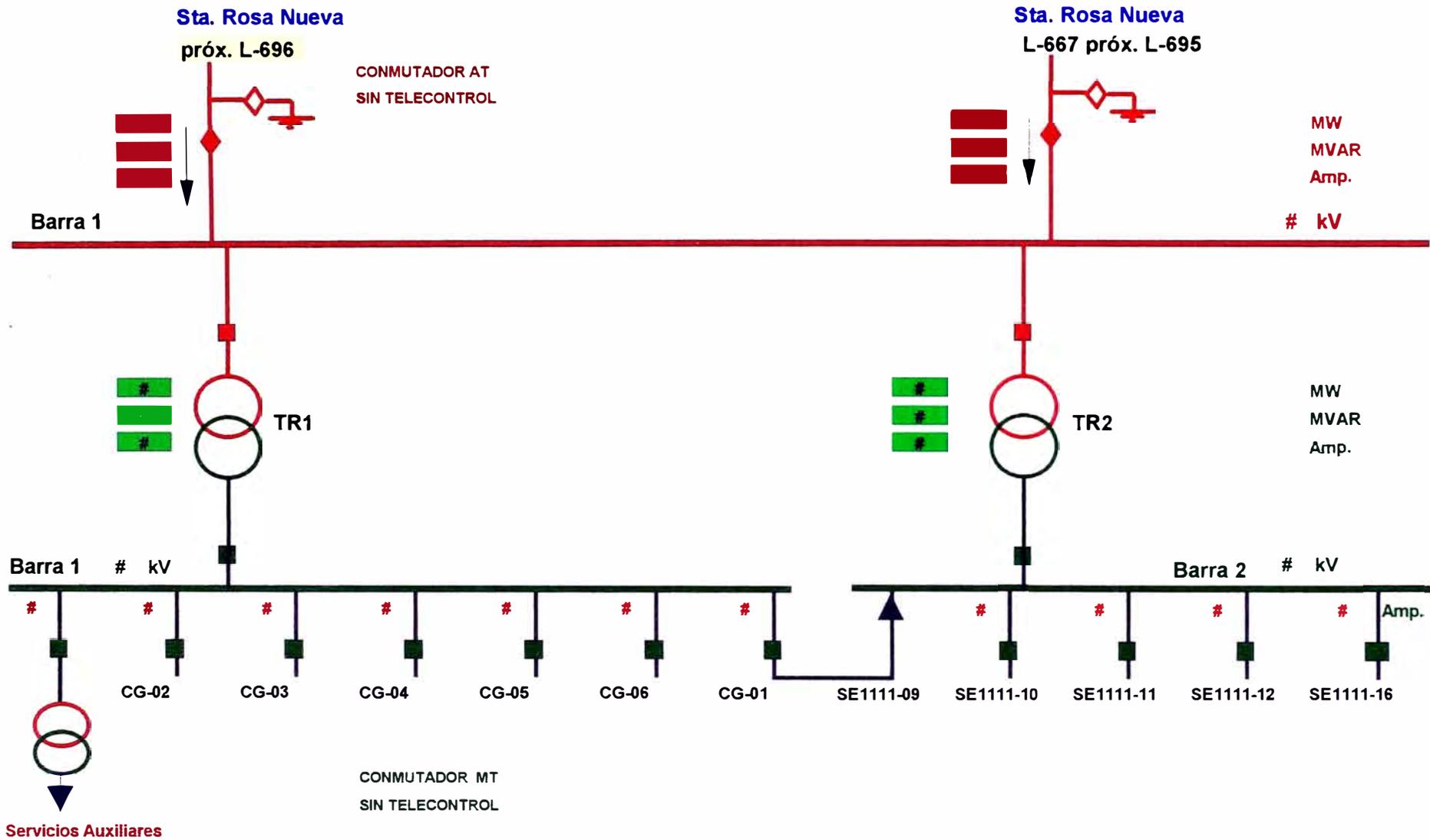


(*) SET Jicamarca: próximo a Entrar en Servicio
Falta independización del telecontrol.

SET TACNA 60/10 KV.

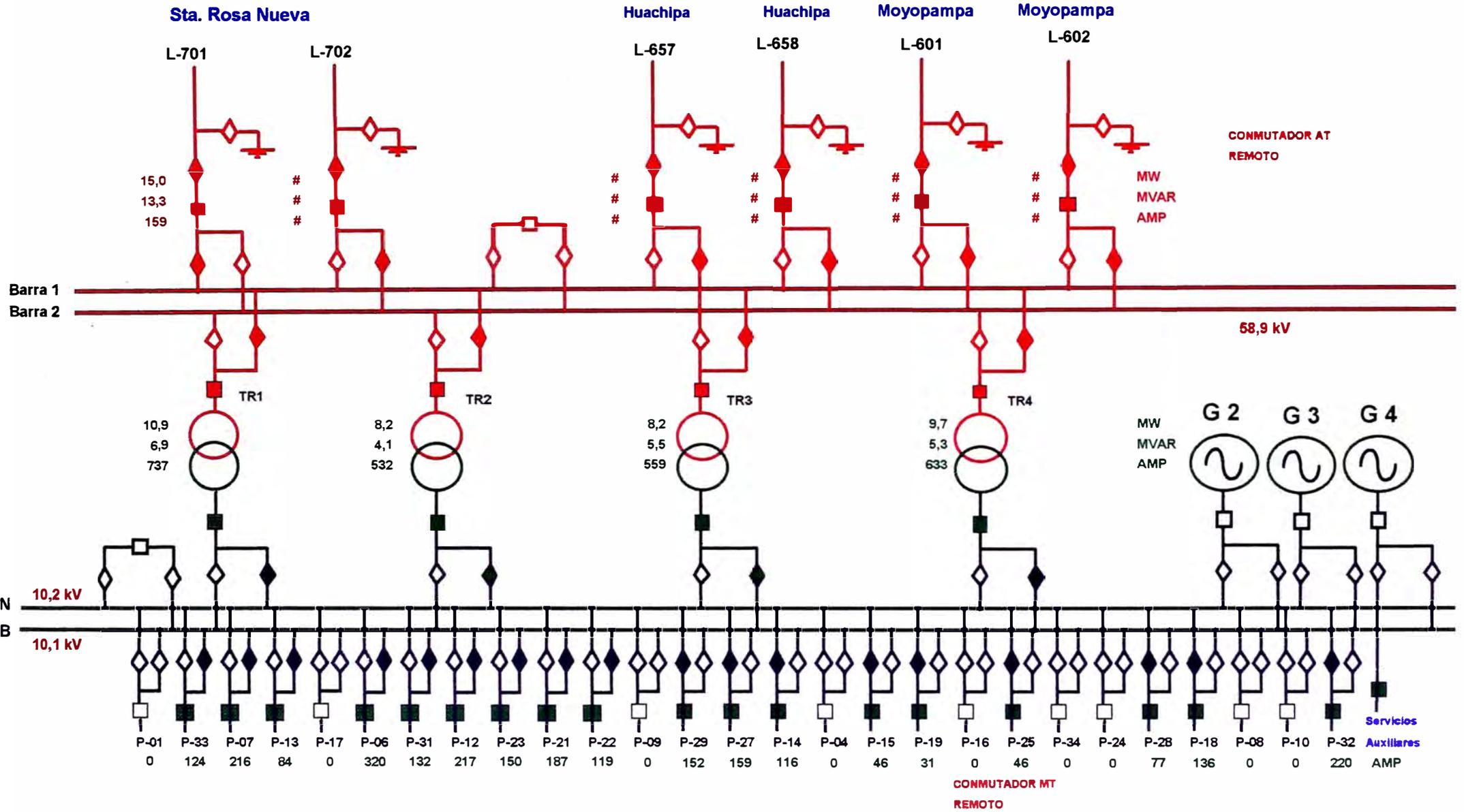


SET CANTO GRANDE 60/10 KV.



TELECONTROL DE
CANTO GRANDE
PROXIMO A SER
IMPLEMENTADO

SET STA. ROSA ANTIGUA 60/10 KV.



RESUMEN DE ALARMAS

CONTROL DE PAG.

Pagina: 1

FECHA y HORA

15/10/97 11:07:10
 15/10/97 08:32:00
 14/10/97 17:10:22
 11/10/97 16:17:53
 10/10/97 17:23:26
 10/10/97 01:41:29
 09/10/97 13:41:04
 15/10/97 15:05:47
 15/10/97 15:05:34
 15/10/97 15:04:21
 15/10/97 15:04:07
 15/10/97 15:02:51
 15/10/97 15:00:04
 15/10/97 14:58:49
 15/10/97 14:48:03
 15/10/97 14:36:43
 15/10/97 14:08:56
 15/10/97 13:58:39
 15/10/97 13:05:56
 15/10/97 11:58:21
 15/10/97 09:21:13
 15/10/97 09:16:36
 15/10/97 08:04:02
 15/10/97 08:00:36
 15/10/97 02:08:55
 14/10/97 20:13:34
 14/10/97 11:56:36
 14/10/97 09:46:44
 13/10/97 17:35:07
 12/10/97 19:29:36

SELECCIONAR PARA RECONOCER ALARMA

MENSAJE DE ALARMA

Cambio de estado a ALARMA: CHAVA SERV AUXILIARES CA
 Cambio de estado a ALARMA: CHAVA SERV AUXILIARES CC
 Cambio de estado a ALARMA: INFAN LINEA 636 AL1
 Cambio de estado a ALARMA: CGRAN SERV AUXILIARES CC
 Cambio de estado a ALARMA: ZAPAL COMUNIC ALARM TEL
 Cambio de estado a ALARMA: MARAN COMUNIC ALARM ALIM
 Cambio de estado a ALARMA: JICAM SERV AUXILIARES CA
 Valor=109.941 AMP - analog Alm.Sup.: MIRON M10 TEXTI AMP
 Valor=186.676 AMP - analog Normal: BARSÍ K14 SE1055 AMP
 Valor=204.299 AMP - analog Preal.Sup.: MIRON M7 SE358 AMP
 Valor=194.04 AMP - analog Preal.Sup.: MIRON M9 SE419 AMP
 Valor=115.974 AMP - analog Alm.Sup.: CHAVA CH1 SE1584 AMP
 Valor=231.702 AMP - analog Alm.Sev.Sup.: INFAN I6 SE1557 AMP
 Valor=-.293115 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH13 SESN F/S AMP
 Valor=257.059 AMP - analog Preal.Sup.: BARSÍ K23 SE217 AMP
 Cambio de estado a ALARMA: CHAVA TRF1 60 10 AL5
 Valor=900.146 AMP - analog Alm.Sup.: CHAVA TRAF03 220 60 AMP
 Valor=403.418 AMP - analog Preal.Sup.: CHAVA SVC AMP
 Valor=-.195408 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: SMARI LINEA 713 AMP
 Valor=877.441 AMP - analog Preal.Sup.: CHAVA TRAF01 220 60 AMP
 Cambio de estado a ALARMA: INFAN I11 SE1942 AL1
 Valor=-1.3916 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: INFAN I11 SE1942 AMP
 Valor=-.170962 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: ZAPAL ZA1 SE827 AMP
 Cambio de estado a ALARMA: ZAPAL LINEA 670 AL4
 archivo_a_cinta: no se puede leer la cinta, montar la cinta AR100035
 Valor=-.0427002 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH20 SESN F/S AMP
 Cambio de estado a ALARMA: JICAM LINEA 696 AL4
 Timeout de comunicaciones - 10 segundos: remote MARANGA
 Valor=-.195408 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: ZAPAL LINEA 717 AMP
 Valor=-4.88086 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: JICAM TRF1 60 10 AMP

SELECCIONAR PARA IR AL DESPLIEGUE ASOCIADO

RTU

CHAVARRIA
 CHAVARRIA
 INFANTAS
 CANTO_GRANDE
 ZAPALLAL
 MARANGA
 JICAMARCA
 MIRONES
 BARSÍ S
 MIRONES
 MIRONES
 MIRONES
 CHAVARRIA
 INFANTAS
 CHAVARRIA
 BARSÍ S
 CHAVARRIA
 CHAVARRIA
 CHAVARRIA
 SANTA MARINA
 CHAVARRIA
 INFANTAS
 INFANTAS
 ZAPALLAL
 ZAPALLAL
 CHAVARRIA
 JICAMARCA
 ZAPALLAL
 JICAMARCA

FIJAR VENTANA

SIGUIENTE ALARMA

RECONOCER PAGINA

SELECCIONAR FILTROS

SELECCIONAR RTU

Filtro Reconocidas/No Reconocidas: **AMBAS**

Filtro Activas/Inactivas: **AMBAS**

Filtro RTU: **Todas**

15/10/97 15:05:47
 15/10/97 15:05:34
 15/10/97 15:04:21
 15/10/97 15:04:07

Valor=109.941 AMP - analog Alm.Sup.: MIRON M10 TEXTI AMP
 Valor=186.676 AMP - analog Normal: BARSÍ K14 SE1055 AMP
 Valor=204.299 AMP - analog Preal.Sup.: MIRON M7 SE358 AMP
 Valor=194.04 AMP - analog Preal.Sup.: MIRON M9 SE419 AMP

SILENCIA AUDIO
 BARRER AUDIO
 DESPLIEG. SIGUIENTE ALARMA

IDENTIFICACION:
 CMX1 XIS1
 CMX2 XIS2
 15/10/97 15:05:58

Edoimor S. A. CONFIGURACION DEL CENTRO DE OPERACION

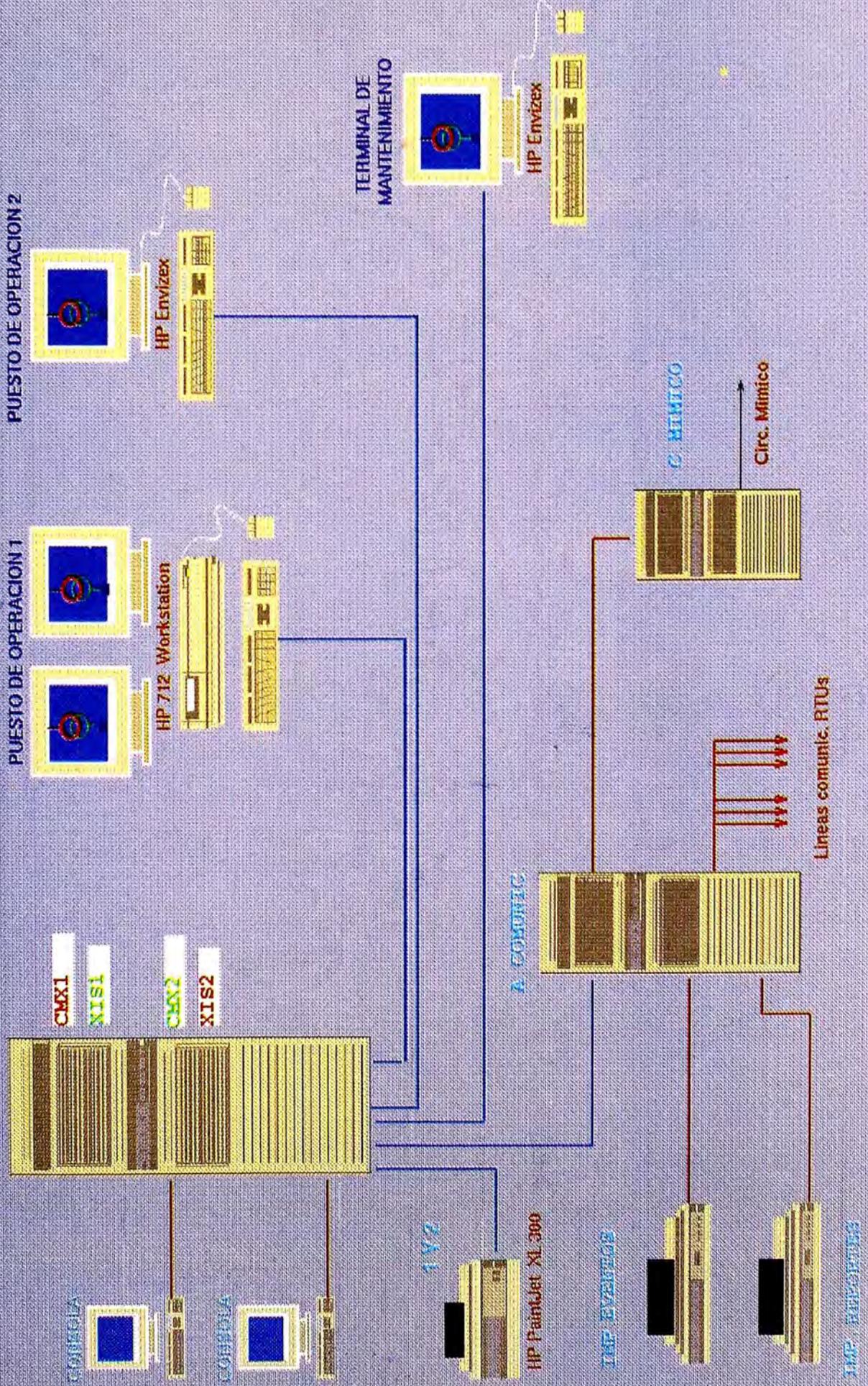
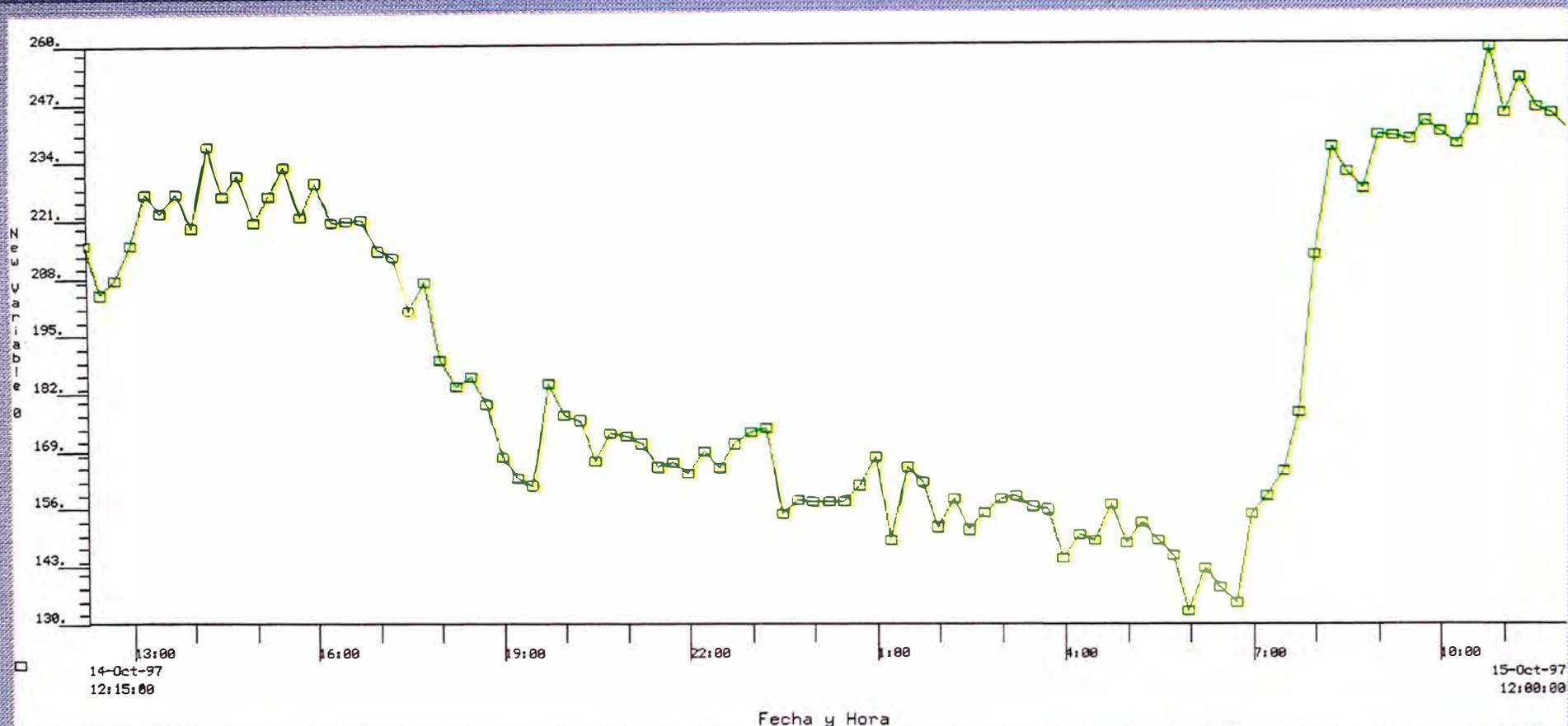


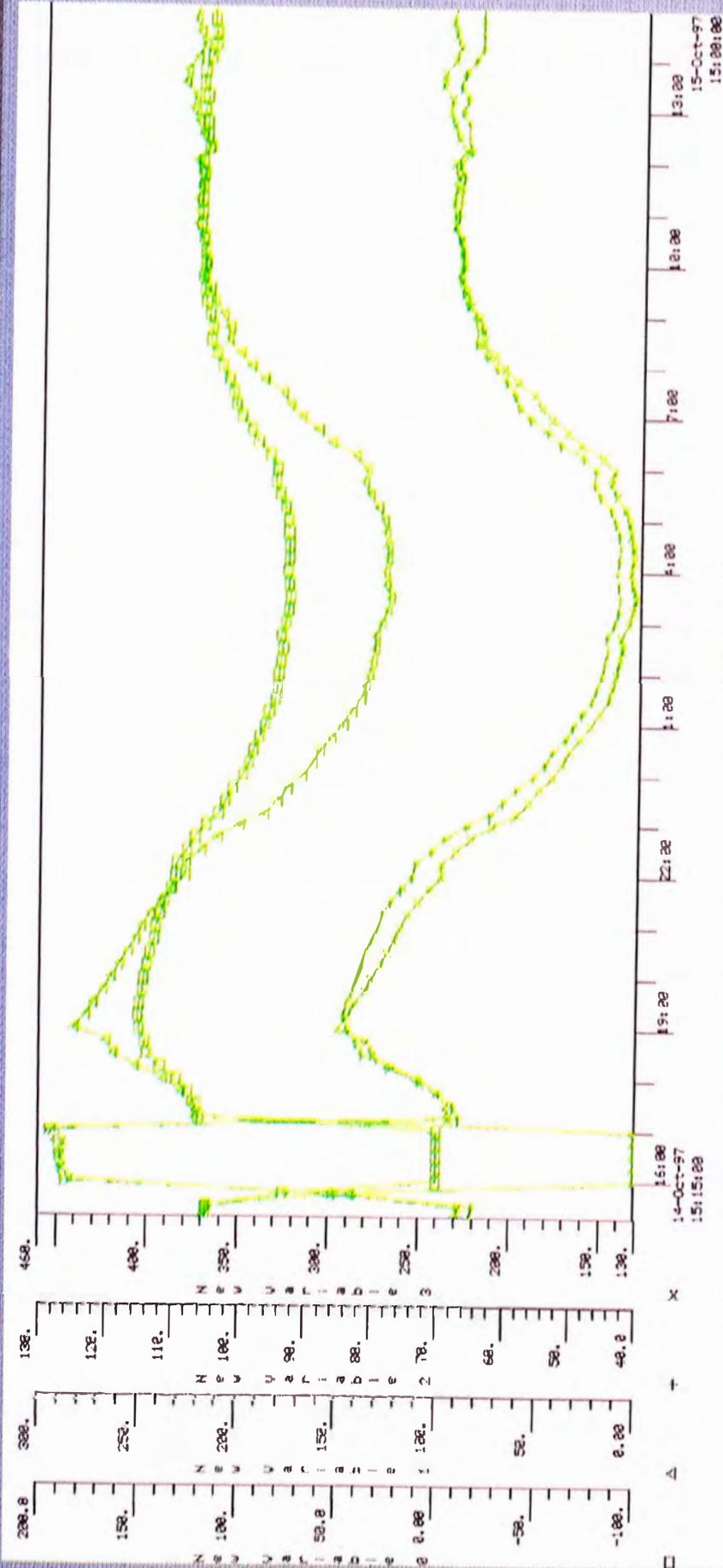
Gráfico de Tendencias – Variables Históricas (Un Trazo)



Trazo 1: NOMBRE PUNTO TIEMPO CAMPO

- L E Y E N D A**
- normal
 - alarma
 - manual
 - fuera de barrido
 - desconectado

Gráfico de Tendencias – Variables Históricas (Cuatro Trazos)



LEYENDA

- normal
- alarma
- manual
- fuera de barrido
- desactivado

Trazo 1:	<input type="text" value="Normal"/>	TIEMPO:	<input type="text" value="00:00"/>	CAMPO:	<input type="text" value="0000"/>
Trazo 2:	<input type="text" value="Alarma"/>	TIEMPO:	<input type="text" value="00:00"/>	CAMPO:	<input type="text" value="0000"/>
Trazo 3:	<input type="text" value="Manual"/>	TIEMPO:	<input type="text" value="00:00"/>	CAMPO:	<input type="text" value="0000"/>
Trazo 4:	<input type="text" value="Fuera de Barrido"/>	TIEMPO:	<input type="text" value="00:00"/>	CAMPO:	<input type="text" value="0000"/>
NOMBRE PUNTO:		<input type="text" value=""/>			

RESUMEN DE ALARMAS

CONTROL DE PAG.



Página: 1

FECHA y HORA

15/10/97 11:07:10
15/10/97 08:32:00
15/10/97 15:02:51
15/10/97 14:50:49
15/10/97 14:36:43
15/10/97 14:08:56
15/10/97 13:58:39
15/10/97 11:59:21
14/10/97 20:13:34
12/10/97 10:15:43
12/10/97 05:39:17
12/10/97 03:31:28
04/10/97 20:14:23
03/10/97 13:48:10
03/10/97 13:48:10
03/10/97 13:48:10

SELECCIONAR PARA RECONOCER ALARMA

MENSAJE DE ALARMA

Cambio de estado a ALARMA: CHAVA SERV AUXILIARES CA
Cambio de estado a ALARMA: CHAVA SERV AUXILIARES CC
Valor=115.974 AMP - analog Alm.Sup.: CHAVA CH1 SE1584 AMP
Valor=-.293115 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH13 SESN F/S AMP
Cambio de estado a ALARMA: CHAVA TRF1 60 10 AL5
Valor=900.146 AMP - analog Alm.Sup.: CHAVA TRAF03 220 60 AMP
Valor=403.418 AMP - analog Preal.Sup.: CHAVA SVC AMP
Valor=877.441 AMP - analog Preal.Sup.: CHAVA TRAF01 220 60 AMP
Valor=-.0427002 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH20 SESN F/S AMP
Valor=-28.2275 MW - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA LINEA 618 MW
Valor=-.109863 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH19 SVC AMP
Valor=-.0488525 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH11 SESN F/S AMP
Valor=-.0488525 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH9 ALM.PAN. AMP
Valor=-.952148 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA LINEA 6YY AMP
Valor=-.761719 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA LINEA 6XX AMP
Valor=-.732788 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH3 SESN F/S AMP
Valor=-.537378 AMP - analog Alm.Sev.Inf.: CHAVA CH2 SESN F/S AMP

SELECCIONAR PARA IR AL DESPLIEGUE ASOCIADO

RTU

CHAVARRIA
CHAVARRIA

219

FIJAR VENTANA

SIGUIENTE ALARMA

RECONOCER PAGINA

SELECCIONAR FILTROS

SELECCIONAR RTU

Filtro Reconocidas/No Reconocidas: **AMBAS**

Filtro Activas/Inactivas: **AMBAS**

Filtro RTU: **CHAVARRIA**

Resumen de Eventos

IMPRIMIR

SELECCIONAR FILTROS

CONTROL DE PAG.



Página: 1

Hora	RTU	Descripción	Punto	Mensaje
15/10/97 15:10:26	CHAVARRIA	CHAVA SERV AUXILIARES CA	chassaa-ca	Cambio de estado a NORMAL
15/10/97 15:03:21	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5	chatrf3a15	Comando acknowledge por opernor desde edr
15/10/97 15:03:18	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP	CHAALICH22AMP	Comando acknowledge por opernor desde edr
15/10/97 15:03:17	CHAVARRIA	CHAVA CH1 SE1584 AMP	CHAALICH01AMP	Comando acknowledge por opernor desde edr
15/10/97 15:02:51	CHAVARRIA	CHAVA CH1 SE1584 AMP	CHAALICH01AMP	Valor=115.974 AMP - analog Alm.Sup.
15/10/97 15:01:46	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP	CHAALICH22AMP	Valor=241.47 AMP - analog Normal
15/10/97 15:01:37	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP	CHAALICH22AMP	Valor=250.949 AMP - analog Preal.Sup.
15/10/97 15:01:14	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5	chatrf3a15	Cambio de estado a NORMAL
15/10/97 15:01:11	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5	chatrf3a15	Cambio de estado a ALARMA
15/10/97 15:00:23	CHAVARRIA	CHAVA CH1 SE1584 AMP	CHAALICH01AMP	Valor=119.219 AMP - analog Alm.Sev.Sup.
15/10/97 14:57:08	CHAVARRIA	CHAVA TRF1 60 10 AL5		
15/10/97 14:57:06	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP		
15/10/97 14:57:06	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:57:04	CHAVARRIA	CHAVA CH13 SESN F/S AMP		
15/10/97 14:57:03	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5		
15/10/97 14:56:34	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5		
15/10/97 14:56:26	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5		
15/10/97 14:56:22	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5		
15/10/97 14:56:19	CHAVARRIA	CHAVA TRF3 60 10 AL5		
15/10/97 14:56:13	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP		
15/10/97 14:50:49	CHAVARRIA	CHAVA CH13 SESN F/S AMP		
15/10/97 14:50:43	CHAVARRIA	CHAVA CH13 SESN F/S AMP		
15/10/97 14:47:37	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:47:27	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:44:56	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP		
15/10/97 14:44:36	CHAVARRIA	CHAVA CH22 SE534 AMP		
15/10/97 14:40:51	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:40:31	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:39:52	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		
15/10/97 14:39:27	CHAVARRIA	CHAVA CH4 SE1633 AMP		

de Visualización SETUP FILTERED ALARMS

FILTRADO DE EVENTOS

TIPO DE EVENTO:

Todos

Control Alarma Evento

Teclas

MOVIMIENTO DE INTERRUPTORES:

TIPO DE REPORTE:

Todos

Alta Tensión Baja Tensión

SOBRECARGA DE COMPONENTES:

Líneas Trafos Barras Aliment.

Teclas

SALIR

Tipo de Evento: Todos

Tipo de Reporte:

CHAVARRIA
PAGINA 1

244 | 245

cc: upop Device comando#0: CONTROL

CONTROL DE ESTADOS

NOMBRE:
CHATRA2220INT

DESCRIPCION:
CHAYA TBAF02 220 INT

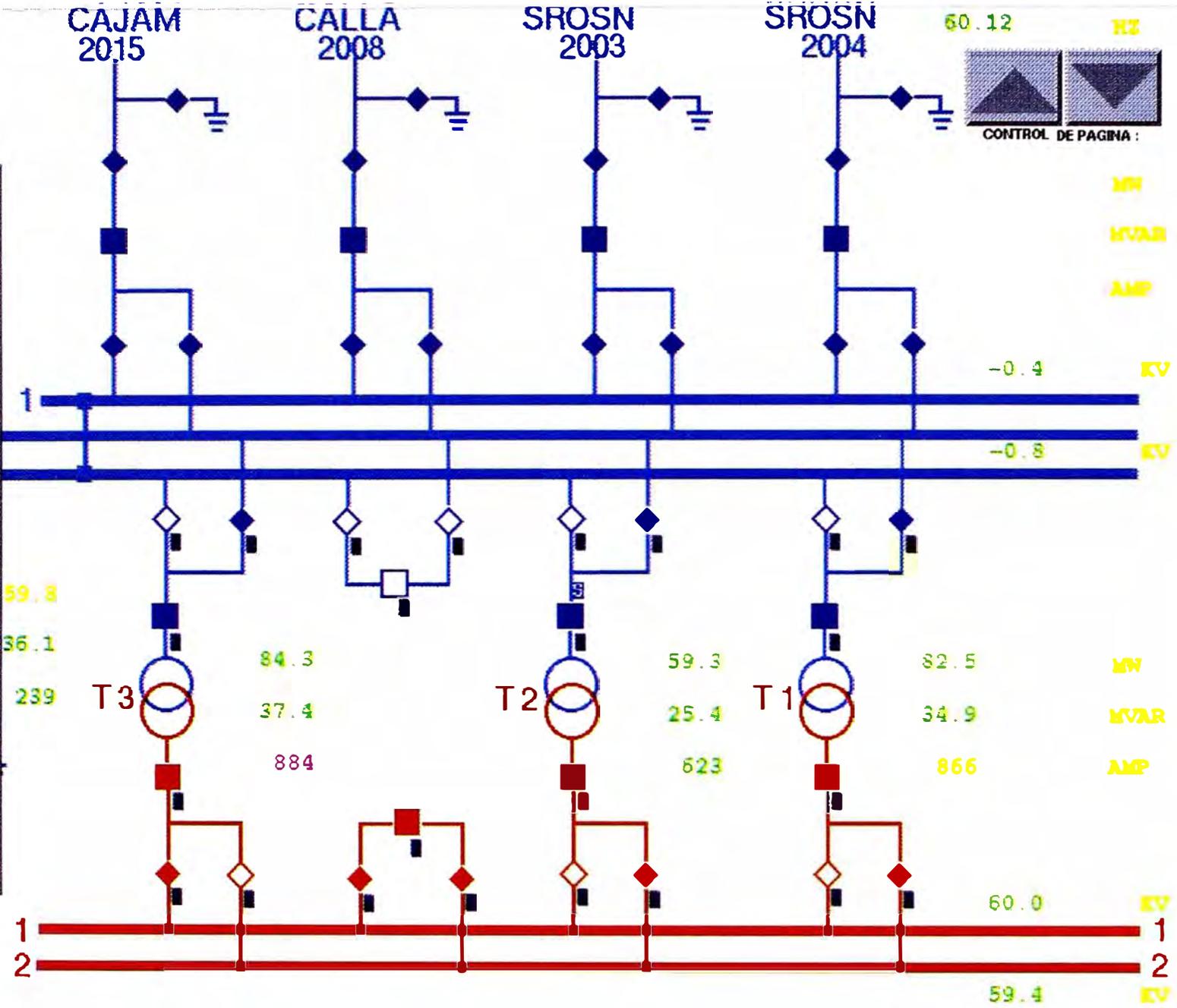
COMANDO ACTUAL "EJECUTABLE":

ABRIR CERRAR

FORZADO
MANHO-ALAIMA FORZADO
MANHO-TEAL

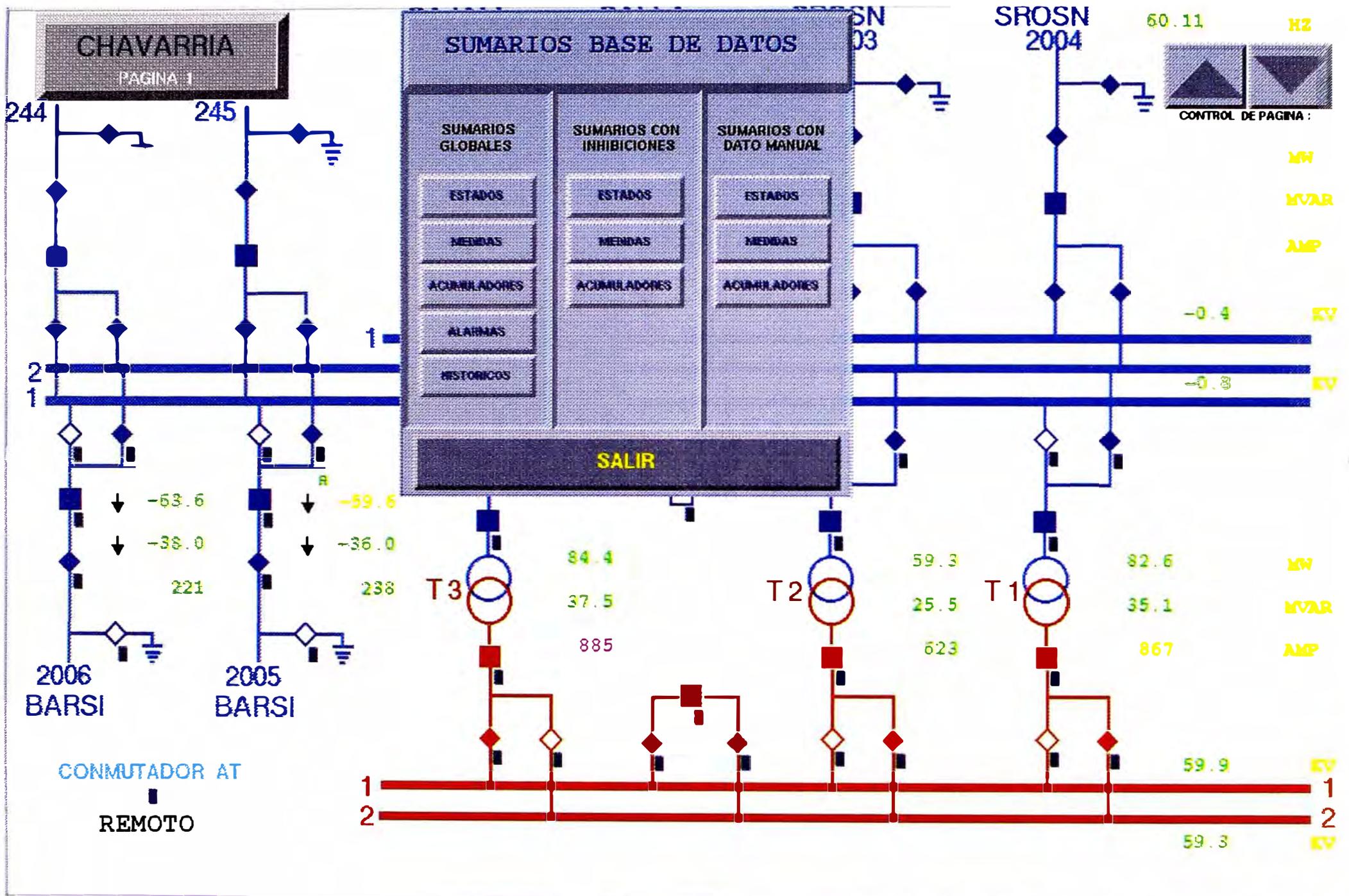
OPERACION CON TARJETAS

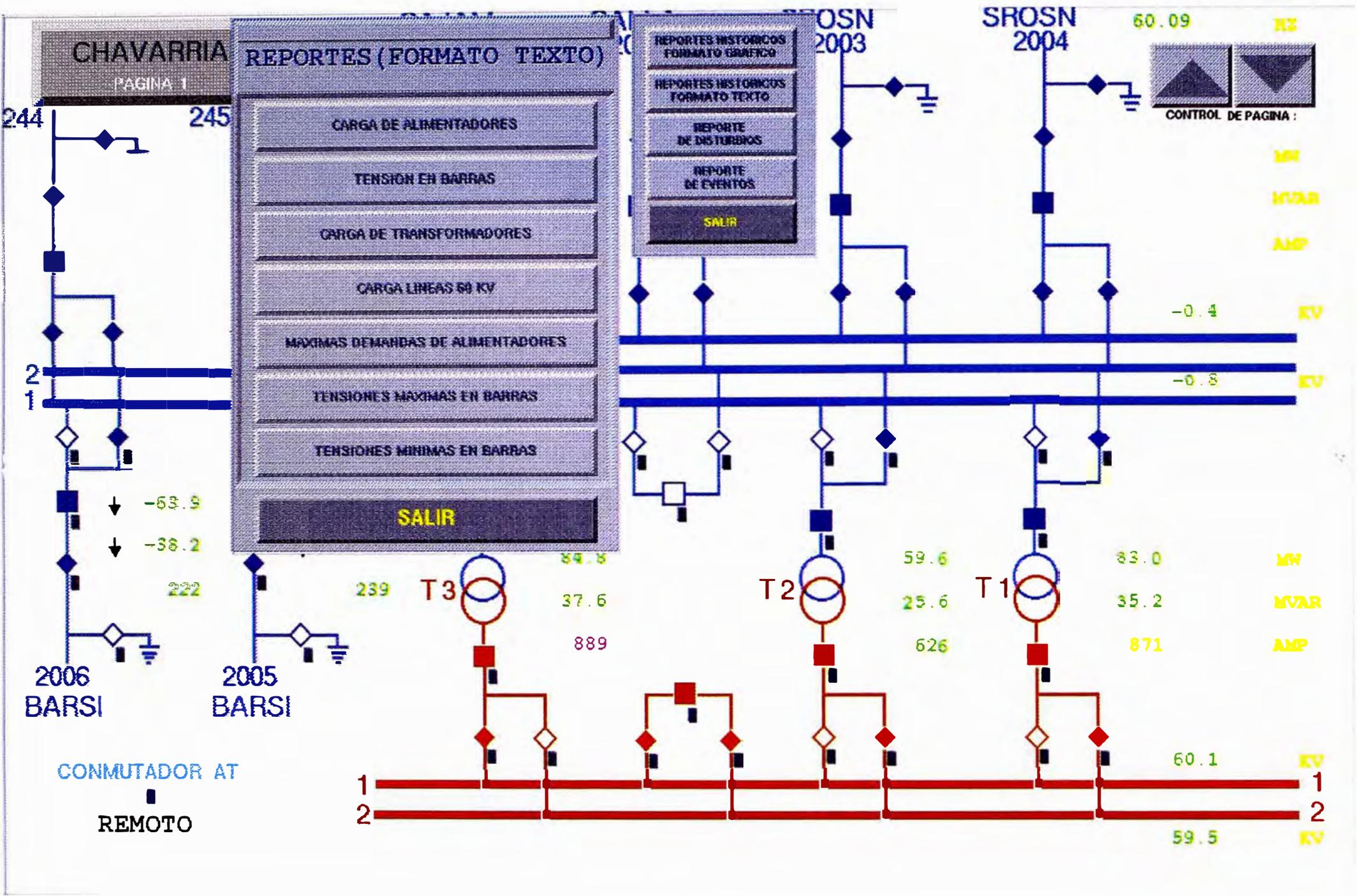
SALIR



CONMUTADOR AT

REMOTO





(Anexo N°28)

Hoy

Lun.

Mar.

Mie.

Jue.

Vie.

Sab.

Dom.

Reporte CARGA DE ALIMENTADORES

Día Miércoles

GENERAR HOY

Dec 17 1997 00:00/Dec 18 1997 00:00
EDELNOR S.A.- CENTRO DE OPERACION
ADMINISTRACION DATOS HISTORICOS

EDELNOR S.A.-CENTRO DE OPERACION []

* CARGA DIARIA DE ALIMENTADORES 10 KV *

VALORES EN AMPERIOS POR CADA 15 MINUT

HORA	S.E.T.					B A R S I									
	K1	K2	K3	K4	K5	K6 (AUX.)	K7	K8 (AUX.)	K9	K10	K11 (AUX.)	K12	K13	K14	K15
00:00	168	42	41	23	115	0 A	210	0 A	137	34	106	198	144	115	0 A
00:15	158	43	46	22	115	0 A	208	0 A	141	33	101	192	135	114	0 A
00:30	156	41	43	22	137	0 A	202	0 A	138	29	96	255	127	112	0 A
00:45	154	39	43	19	180	0 A	195	0 A	134	28	93	248	120	105	0 A
01:00	149	43	46	18	153	0 A	197	0 A	133	27	89	246	112	110	0 A
01:15	146	41	42	19	129	0 A	193	0 A	121	27	83	243	107	106	0 A
01:30	142	41	42	20	139	0 A	186	0 A	118	25	79	235	102	107	0 A
01:45	139	42	46	20	143	0 A	189	0 A	119	25	78	222	97	99	0 A
02:00	140	40	41	21	167	0 A	179	0 A	117	23	77	223	94	102	0 A
02:15	135	40	44	20	172	0 A	176	0 A	114	23	74	215	92	102	0 A
02:30	138	31	41	18	163	0 A	177	0 A	112	22	76	211	90	101	0 A
02:45	134	38	40	19	115	0 A	171	0 A	111	22	74	221	87	97	0 A
03:00	126	38	43	18	72	0 A	177	0 A	111	22	74	212	87	102	0 A
03:15	116	39	43	20	68	0 A	174	0 A	112	21	72	220	86	98	0 A
03:30	110	39	43	18	72	0 A	179	0 A	111	21	71	214	86	95	0 A
03:45	115	40	45	19	159	0 A	171	0 A	111	21	71	221	84	94	0 A

Save (ctrl. mscd) Undo

IMPRIMIR INFORME

COPIAR INFORME

Hoy

Lun.

Mar.

Mie.

Jue.

Vie.

Sab.

Dom.

Reporte TENSION EN BARRAS

Día Jueves

GENERAR HOY

Dec 18 1997 00:00/Dec 19 1997 00:00

EDELNOR S.A.-CENTRO DE OPERACION I

EDELNOR S.A.- CENTRO DE OPERACION

ADMINISTRACION DATOS HISTORICOS

* TENSION PROMEDIO DIARIA EN BARRAS DE 220/60/30/10 KV *

HORA	BARS I 220		BARS I 60		BARS I 10		CHAVARRIA 220		CHAVARRIA 60		C B1
	B1	B2	B1	B2	BB	BN	B1	B2	B1	B2	
00:00	7.8	205.8 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.0	61.9	61.7	10.
00:15	7.8	206.5 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.0	62.1	61.8	10.
00:30	7.8	206.3 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.0	62.1	61.8	10.
00:45	7.8	207.9 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.1	62.4	62.1	10.
01:00	7.8	208.2 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.3	-0.6	-1.0	62.5	62.2	10.
01:15	8.0	209.6 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.0	62.9	62.6	10.
01:30	8.0	209.9 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.1	63.0	62.7	10.
01:45	8.0	210.4 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	63.1	62.8	10.
02:00	7.7	206.6 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.4	62.1	9.
02:15	7.7	206.6 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.3	-0.6	-1.0	62.3	62.1	10.
02:30	7.6	204.9 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.0	61.8	10.
02:45	7.6	205.3 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.1	61.9	10.
03:00	7.7	206.1 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.3	62.0	10.
03:15	7.7	206.5 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.1	62.3	62.1	10.
03:30	7.8	208.8 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.3	10.3	-0.6	-1.0	62.8	62.6	10.
03:45	7.8	209.3 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.9	62.7	10.
04:00	7.9	209.6 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	63.0	62.7	10.
04:15	7.8	209.0 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.8	62.6	10.
04:30	7.8	209.3 Δ	0.1 Δ	0.1 Δ	10.2	10.2	-0.6	-1.0	62.9	62.7	10.

Save (not needed)

Print

IMPRIMIR INFORME

COPIAR INFORME

CARGAS TRAFOS Y LINEAS

TRANSF. 220/60 kV		TR1		TR2		TR3		LINEAS 220 kV			
		AMP	MW	AMP	MW	AMP	MW		L-2005	L-2006	
BARSI		392	44.1	624	52.3	400	34.6				
CHAVARRIA		541	79.6	607	56.6	551	80.9	AMP	225	209	
S. ROSA N.		434	74.4	425	81.6			MW	-51.4	-65.7	

TRANSFORMADORES 60/10 kV							LINEAS 60 kV					
	1		2		3			AMP		AMP	AMP	
	AMP	MW	AMP	MW	AMP	MW						
BARSI	1169	19.0	1247	19.4			L-607	106	L-624	173	L-662	92
CHAVARRIA	896	13.6	730	10.4	732	10.8	L-608	105	L-625	352	L-669	42
INFANTAS	1007	14.7	929	14.3			L-614	180	L-628	398	L-670	34
MARANGA	1063	16.2					L-615	207	L-638	53	L-695	156
MIRONES	1332	21.0	1377	22.1	1213	19.5	L-616	292	L-645	33	L-696	29
OQUENDO			827	13.4			L-617	273	L-648	145	L-699	95
PANDO	0	0.0					L-618	310	L-650	56	L-701	112
PERSHING	992	5.8	1013	15.5			L-621	336	L-651	0	L-705	213
S. MARINA	723	11.4			723	11.2	L-622	327	L-652	30	L-713	3
S. ROSA V.	558	8.0	386	5.8	424	7.5	L-623	152	L-661	89	L-714	25
	791	11.6										
TACNA	763	10.0	783	11.5	784	10.9						
VENTANILLA	233	2.8										
ZAPALLAL	202	8.3										

TENSIONES DEL SISTEMA (kV)

Sistema de Barras 220 kV

BARSI
CHAVARRIA
S. ROSA NUEVA

	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>Frecuencia (Hz)</u>
	7.7	209.0	
	-0.6	-1.0	60.1
	0.0	115.7	0.0

Sistemas de Barras	60 kV			30 kV	10 kV		
	1	2	3	1	1 B	2 N	3
BARSI	0.1	0.1			10.3	10.3	B-N
CHAVARRIA	62.6	62.2			10.0	10.1	10.0
INFANTAS	-61.7	61.0			10.1	10.1	
MARANGA	59.4	59.7	59.5		10.1	10.0	
MIRONES	61.3	61.2			10.2	10.1	B-N
OQUENDO	61.6	61.3			10.1		
PANDO	59.1	59.1	59.1		10.0	10.0	0.0
PERSHING	59.4	58.6			10.1	10.4	B-N
STA. MARINA	59.8	59.6	59.9		10.2	0.0	10.2
STA. ROSA ANTIGUA	60.9	61.2			10.2	10.3	B-N
STA. ROSA NUEVA	59.8	-0.1	0.0				
TACNA	0.0	0.0			10.1	10.2	B-N
ZAPALLAL	59.2	60.8		31.0			

CARGAS ALIMENTADORES (AMP)


MARANGA
MIRONES
OQUENDO


PANDO
PERSHING
SANTA MARINA


SANTA ROSA
TACNA

BARSI												
CONMUTADOR MT REMOTO				K-06	<input type="checkbox"/>	0 A	K-13	<input checked="" type="checkbox"/>	116	K-20	<input checked="" type="checkbox"/>	50
				K-07	<input checked="" type="checkbox"/>	278	K-14	<input checked="" type="checkbox"/>	208	K-21	<input checked="" type="checkbox"/>	32
K-01	<input checked="" type="checkbox"/>	216		K-08	<input type="checkbox"/>	0	K-15	<input checked="" type="checkbox"/>	0	K-22	<input checked="" type="checkbox"/>	51
K-02	<input checked="" type="checkbox"/>	68		K-09	<input checked="" type="checkbox"/>	152	K-16	<input checked="" type="checkbox"/>	116	K-23	<input checked="" type="checkbox"/>	262
K-03	<input checked="" type="checkbox"/>	59		K-10	<input checked="" type="checkbox"/>	42	K-17	<input checked="" type="checkbox"/>	188	K-24	<input checked="" type="checkbox"/>	10
K-04	<input checked="" type="checkbox"/>	43		K-11	<input checked="" type="checkbox"/>	119	K-18	<input type="checkbox"/>	1	K-25	<input checked="" type="checkbox"/>	102
K-05	<input checked="" type="checkbox"/>	162		K-12	<input checked="" type="checkbox"/>	221	K-19	<input checked="" type="checkbox"/>	219			
CHAVARRIA												
CONMUTADOR MT REMOTO				CH-07	<input checked="" type="checkbox"/>	234	CH-14	<input checked="" type="checkbox"/>	162	CH-19	<input checked="" type="checkbox"/>	3
				CH-08	<input checked="" type="checkbox"/>	104	CH-15	<input checked="" type="checkbox"/>	106	CH-21	<input checked="" type="checkbox"/>	89
CH-04	<input checked="" type="checkbox"/>	285		CH-09	<input checked="" type="checkbox"/>	-1	CH-16	<input checked="" type="checkbox"/>	67	CH-22	<input checked="" type="checkbox"/>	244
CH-05	<input checked="" type="checkbox"/>	52		CH-10	<input checked="" type="checkbox"/>	116	CH-17	<input checked="" type="checkbox"/>	176	CH-23	<input checked="" type="checkbox"/>	112
CH-06	<input checked="" type="checkbox"/>	51		CH-12	<input checked="" type="checkbox"/>	240	CH-18	<input checked="" type="checkbox"/>	115	CH-24	<input checked="" type="checkbox"/>	101
INFANTAS												
CONMUTADOR MT REMOTO				I-04	<input checked="" type="checkbox"/>	102	I-11	<input checked="" type="checkbox"/>	171	I-15	<input checked="" type="checkbox"/>	101
				I-05	<input checked="" type="checkbox"/>	247	I-12	<input checked="" type="checkbox"/>	94	I-16	<input checked="" type="checkbox"/>	200
I-02	<input checked="" type="checkbox"/>	189		I-06	<input checked="" type="checkbox"/>	251	I-13	<input checked="" type="checkbox"/>	129	I-17	<input checked="" type="checkbox"/>	184
I-03	<input checked="" type="checkbox"/>	127		I-07	<input checked="" type="checkbox"/>	197	I-14	<input checked="" type="checkbox"/>	21	I-19	<input checked="" type="checkbox"/>	109

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE A. T.
(MES EJEMPLO)

Pág 1 de 3:

FECHA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO			
				DE:	A:	SOLICITADO POR :			
						Mant.	Mont.	Repar.	Mont.
SET	Redes	sal	HSSE						
DOM-01	STA. MARINA	60 kV:	-Línea 623 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	09:00	17:00	ZC	MR		
			-Línea 714 (SET Barsi a cliente SIMA)	09:00	17:00	ZC			
			-Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	09:00	17:00	ZC	MR		
			-Sistema de barras 1 de 60 kV	09:00	17:00	ZC			
			-Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	17:00	ZC			
			-Seccionador long. n° 1 de 60 kV	09:00	17:00	ZC			
			-Transformador n° 1 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC			
	CHAVARRIA	220 kV:	-Transformador n° 3 de 220/60 kV	06:00	14:00	ZI			
			-Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4 horas c/u)	06:00	14:00	ZI			
		60 kV:	-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 horas c/u)	06:00	14:00	ZI			
	INFANTAS	60 kV:	-Línea 626 (SET Chavarria - SET Infantas)	06:00	16:00	ZI	MR		
	STA. ROSA N.	220 kV:	-Transformador n° 1 de 220/60 kV	07:00	15:00	ZL			
-Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4 horas c/u)			07:00	15:00	ZL				
60 kV:		-Línea 701 (SET Sta. Rosa N. - SET Sta. Rosa A.)	07:00	15:00	ZL				
LUN-02	MIRONES	10 kV:	-Acoplamiento de 10 kV.	09:00	15:00	ZI			
			-Trafo de tensión	09:00	15:00	ZI			
			-Sistema blanco y negro de 10 kV (3 horas c/u).	09:00	15:00	ZI			
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-03	02:00	06:00				M
			-Solo cable F-04	02:00	06:00				M
MAR-03	TACNA	60 kV:	-Línea 608 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	08:30	16:30	ZL			
	STA. ROSA N.	60 kV:	-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 horas c/u).	08:30	16:30	ZL			
	CHAVARRIA	60 kV:	-Transformador n° 1 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZI			
			-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (3 horas c/u).	09:00	17:00	ZI			
MIE-04	TACNA	60 kV:	-Acoplamiento de 60 kV.	08:30	16:30	ZL			
			-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 horas c/u).	08:30	16:30	ZL			
	MIRONES	10 kV:	-Solo cable M-13	09:00	13:00	ZL			
			-Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	09:00	13:00	ZL			
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-07	01:00	05:00				M
			-Solo cable F-09	01:00	05:00				M
JUE-05	CHAVARRIA	60 kV:	-Transformador n° 2 de 60/10 kV	10:00	16:00	ZI			
			-Acoplamiento de 60 kV.	10:00	16:00	ZI			
			-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (3 horas c/u).	10:00	16:00	ZI			
	JUR-05	60 kV:	-Línea 661 (SET Barsi - SET Pando)	08:00	17:00		MR		
TACNA	60 kV:	-Línea 608 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	08:30	16:30	ZL				
CHAVARRIA	60 kV:	-Línea 625 (SET Chavarria - SET Zapallal)	10:00	16:00	ZI				
			Nota: con tensión de retorno						
ZAPALLAL	60 kV:	-Línea 669 (SET Zapallal - SET Chancay)	09:00	17:00	ZI				
VIE-06	TACNA	60 kV:	-Línea 607 (SET Sta. Rosa N. - SET Tacna)	08:30	16:30	ZL			
	STA. ROSA N.	60 kV:	-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV. (4 horas c/u)	08:30	16:30	ZL			
	STA. ROSA V.	60 kV:	-Transformador n° 1 de 60/10 kV.	09:00	14:00	ZL			
	ZAPALLAL	60 kV:	-Línea 670 (SET Zapallal - SET Huaral)	09:00	17:00	ZI			
SAB-07	STA. ROSA V.	60 kV:	-Transformador n° 2 de 60/10 kV.	09:00	14:00	ZL			
	TACNA	10 kV:	-Fuera de servicio total T-01	10:00	14:00			MCO	
	CHANCAY	60 kV:	-Línea 671 (SET Chancay - SET Huaral)	09:00	17:00	ZI	MR		
DOM-08	S. MARINA	60 kV:	-Línea 714 (SET Barsi a cliente SIMA)	09:00	10:00	ZC			
			-Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	09:00	10:00	ZC			
			-Sistema de barras 2 de 60 kV	09:00	10:00	ZC			
			-Seccionador long. n° 2 de 60 kV	09:00	10:00	ZC			
			-Línea 645 (SET Sta. Marina-SET Maranga)	09:00	17:00	ZC			
			-Línea 713 (SET Sta. Marina a cliente ENAPU)	09:00	17:00	ZC			
			-Sistema de barras 3 de 60 kV	09:00	17:00	ZC			
	-Transformador n° 3 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC					
	CHAVARRIA	220 kV:	-Transformador n° 1 de 220/60 kV	06:00	14:00	ZI			
			-Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV (4 horas c/u)	06:00	14:00	ZI			
60 kV:		-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV (4 horas c/u)	06:00	14:00	ZI				

FECHA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO			
				DE:	A:	SOLICITADO POR :			
						Mant.	Man.	Guar.	Mont.
SET	Redes	sal	SSEE						
LUN-09	TACNA	10 kV:	-Acoplamiento de 10 kV. -Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u). -Transformador de tensión -Solo cable T-01	10:00	14:00	EL			
	STA. ROSA A	60 kV:	-Transformador 3 de 60/10 kV.	10:00	14:00	EL			
MAR-10	TACNA	10 kV:	-Solo cable T-03 -Solo cable T-05 -Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	05:00	EL			
	STA. ROSA A	60 kV:	-Transformador 4 de 60/10 kV.	01:00	05:00	EL			
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-12 -Solo cable F-16	01:00	05:00				M
MIE-11	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-17 -Línea 661 (SET Barsi - SET Pando)	01:00	05:00				M
	ZAPALLAL	60 kV:	-Línea 651 (SET Zapalla - La Pampilla)	08:00	16:00	EC	MR		
JUE-12	PANDO	60 kV:	-Transformador nº 2 de 60/10 kV. -Línea 662 (SET Barsi - SET Pando)	09:00	17:00	EC	MR		
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-18	08:00	16:00	EC	MR		
VIE-13	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-19	01:00	05:00				M
	OQUEENDO	60 kV:	-Línea 652 (SET Oquendo - La Pampilla)	01:00	05:00	EC	MR		
SAB-14	ZAPALLAL	60 kV:	-Línea 670 (SET Zapallal - Huaral)	09:00	17:00		MR		
DOM-15	S. MARINA	10 kV:	-Transformador nº 1 de 60/10 kV	08:00	16:00	EC			
			-Sistema de barras 1 de 10 kV	09:00	17:00	EC			
			-Acoplamiento long. nº 1 de 10 kV	09:00	17:00	EC			
			-Servicios Auxiliares	09:00	17:00	EC			
			-Solo cable F-01	09:00	17:00	EC			M
			-Fuera de servicio total F-03	09:00	17:00	EC			
			-Fuera de servicio total F-04	09:00	17:00	EC			
			-Fuera de servicio total F-05	09:00	17:00	EC			
			-Fuera de servicio total F-06	09:00	17:00	EC			
			-Fuera de servicio total F-07	09:00	17:00	EC			
-Sistema de barras 2 de 10 kV	09:00	17:00	EC						
-Fuera de servicio total F-08	09:00	17:00	EC						
-Fuera de servicio total F-09	09:00	17:00	EC						
-Fuera de servicio total F-11	09:00	17:00	EC						
-Fuera de servicio total F-12	09:00	17:00	EC						
-Fuera de servicio total F-14	09:00	17:00	EC						
BARSÍ	220 kV:	-Transformador nº 2 de 220/60 kV	08:00	16:00	EC				
		-Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV	08:00	16:00	EC				
		-Línea 614 (SET Sta. Rosa N.- SET Tacna)	09:00	17:00	EL				
STA. ROSA N.	60 kV:	-Transformador nº 1 de 60/10 kV	09:00	17:00	EL				
TACNA	60 kV:	-Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV	09:00	17:00	EL				
LUN-16	TACNA	10 kV:	-Solo cable T-19	00:00	05:00	EL			
	BARSÍ	220 kV:	-Línea 2005 (SET Chavarría - SET Barsi) -Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV	09:00	17:00	EC			
MAR-17	BARSÍ	220 kV:	-Línea 2006 (SET Chavarría - SET Barsi) -Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV	09:00	17:00	EC	MR		
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-07 -Solo cable F-09	09:00	17:00	EC			
MIE-18	TACNA	10 kV:	-Solo cable T-23 -Solo cable T-27 (Celda) -Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	05:00				M
	BARSÍ	220 kV:	-Acoplamiento de 220 kV -Secc. P. Tierra 1 y 2 de 220 kV -Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV	01:00	04:00	EL			
				09:00	17:00	EC			
				09:00	17:00	EC			
				09:00	17:00	EC			

FECHA	SET.	TENSION	CIRCUITO	HORAS		MANTENIMIENTO			
				DE:	A:	SOLICITADO POR :			
						SET	Mant. Redes	SUZUP	Mant. SSEE
JUE-19	BARSI	220 kV:	-Transformador n° 1 de 220/60 kV -Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV	09:00	17:00	ZC			
	TACNA	10 kV:	-Fuera de servicio total T-24	09:00	17:00	ZC			
	STA. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-12 -Solo cable F-16	12:00	16:00			MCo	
VIE-20	TACNA	10 kV:	-Solo cable T-02	01:00	05:00				M
			-Solo cable T-04	01:00	05:00				M
			-Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	04:00	ZL			
SAB-21	STA. MARINA	10 kV:	-Transformador n° 3 de 220/60 kV -Sistema de barras 1 y 2 de 220 kV	09:00	17:00	ZC			
				09:00	17:00	ZC			
DOM-22	S. MARINA	10 kV:	-Solo cable F-17	01:00	05:00				M
DOM-22	S. MARINA	10 kV:	-Sistema de barras 2 de 10 kV	09:00	10:00	ZC			
			-Acoplamiento long. n° 2 de 10 kV	09:00	10:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-08	09:00	10:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-09	09:00	10:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-11	09:00	10:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-12	09:00	10:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-14	09:00	10:00	ZC			
			-Transformador n° 3 de 60/10 kV	09:00	17:00	ZC			
			-Sistema de barras 3 de 10 kV	09:00	17:00	ZC			
			-Fuera de servicio total F-16	09:00	17:00	ZC			MPT
			-Fuera de servicio total F-17	09:00	17:00	ZC			MPT
			-Fuera de servicio total F-18	09:00	17:00	ZC			MPT
			-Fuera de servicio total F-19	09:00	17:00	ZC			MPT
			-Fuera de servicio total F-21	09:00	17:00	ZC			MPT
LUN-23	STA. MARINA	60 kV:	-Transformador n° 2 de 60/10 kV -Sistema de barras 1 y 2 de 60 kV	09:00	17:00	ZL			
				09:00	17:00	ZL			
LUN-23	BARSI	60 kV:	-Línea 623 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	08:00	16:00	ZC	MR		
			-Línea 623 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	08:00	16:00	ZC			
			-Solo cable F-18	01:00	05:00				M
MAR-24	TACNA	10 kV:	-Solo cable T-06	01:00	04:00	ZL			
			-Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	04:00	ZL			
			STA. MARINA	60 kV:	-Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	08:00	16:00	ZC	MR
BARSI									
MIE-25	STA. MARINA	60 kV:	-Línea 624 (SET Barsi - SET Sta. Marina)	08:00	16:00	ZC			
			-Sistema de barras 1 de 60 kV.	08:00	16:00	ZC			
			10 kV:	-Línea 645 (SET Sta. Marina - SET Marnaga)	08:00	16:00	ZC	MR	
-Solo cable F-19	01:00	05:00					M		
JUE-26	TACNA	10 kV:	-Línea 636 (SET Infantas - SET Zapallal)	01:00	04:00	ZL			
			-Solo cable T-10	01:00	04:00	ZL			
			-Solo cable T-12	01:00	04:00	ZL			
VIE-27	INFANTAS	60 kV:	-Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	04:00	ZL			
			BARSI						
SAB-28	TACNA	10 kV:	-Línea 616 (SET Barsi - SET Maranga)	08:00	16:00	ZI			
			-Solo cable T-14	09:00	17:00	ZC			
			-Solo cable T-16	01:00	04:00	ZL			
			-Sistema blanco y negro de 10 kV (2 horas c/u).	01:00	04:00	ZL			

DESCRIPCION:

F/S : Fuera de Servicio.
 E/S : En Servicio.
 ZL : Programado por SET's : Zona Lima.
 ZC : Programado por SET's : Zona Callao.
 ZI : Programado por SET's : Zona Infantas.
 Z : Programado por Mant. Redes.
 MCo : Programado por Dpto. Colonial
 MPa : Programado por Dpto. Panamericana.
 MPr : Programado por Dpto. Precursoras.
 M : Programado por Sección Montaje de SSEE y Líneas.

OBSERVACION:

*Los sectores de mantenimiento efectuarán las coordinaciones respectivas con las empresas EDEGEL, ETECEN y/o LUZ del SUR, enviando los cargos respectivos al Centro de Operación.

*La reunión mensual para la coordinación del mantenimiento se realiza el día 20 de cada mes, para este efecto es necesario contar con los programas de mantenimiento de cada área, los cuales se reciben hasta el día 10 de cada mes.

Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia

BLOQUES DE RECHAZO DE CARGA

ETAPA	SET	CIRCUITO o COMPONENTE	Hz	DEMANDA			CIRCUITO FUERA DE SERVICIO (F/S)
				MAX. (MW)	MED. (MW)	MIN. (MW)	
1	STA. ROSA N.	L-667	58,8	34,00	16,91	12,24	
2	ZAPALLAL 60 kV ZAPALLAL 30 kV	L-669 L-670 Trafo 60/30 kV. L-651 L-636	58,6 58,6 58,6 58,6 58,6	11,02 10,20	7,57 10,90	5,98 8,00	F/S Chancay - Huaral F/S Ancón y P. Piedra Prepara para la salida de la línea 625
3	CHAVARRIA 60 kV	L-625	58,4	48,20	39,10	27,70	F/S Caudivilla, IPEN Ventanilla y trafo 60/10 kV de Zapallal
4	CHAVARRIA 60 kV	L-626	58,1	46,60	29,60	23,00	F/S Infantas
5	CHAVARRIA 10 kV	Trafo nº 1 de 60/10 kV Acop. nº 1 de 10 kV.	58,1 58,1	16,90	14,00	10,60	F/S Trafo 1 de SET Chavarria. Prepara para la salida de trafos 2 y 3 de 60/10 kV.
6	MIRONES 60 kV	Acop. de 60 kV. Acop. de 10 kV.	58,1 58,1				Prepara para la salida de Mirones. Prepara para la salida de Mirones.
7	CHAVARRIA 60 kV	L-622	58,1	45,30	43,80	27,40	F/S Trafos 1 y 2 de 60/10 de Mirones.
8	STA. ROSA A. CHAVARRIA 60 kV MARANGA	Trafos nº 3-4 de 60/10 kV. Acop. de 10 kV. L-621 L-645 Trafo nº 1 de 60/10 kV	58,1 58,1 58,1	16,70 22,80	16,80 16,40	11,80 12,00	F/S Trafos 3 y 4 de 60/10 kV de Sta. Rosa A. F/S Trafo 3 de 60/10 kV Mirones F/S Total SET Maranga.
9	BARSI PERSHING 60 kV	L-623 L-624 Trafo nº 1 de 60/10 kV Acop. de 60 kV. Acop. de 10 kV. Acop. de 60 kV. Acop. de 10 kV.	57,1 57,1	67,08 20,50	57,83 20,80	31,86 13,70	F/S Sta. Marina, ENAPU Y SIMA F/S Trafo 1 de 60/10 kV Barsi. Prepara para la salida de Pershing.
10	BARSI	L-661 L-662 L-616		20,09 22,40	18,78 16,50	9,62 8,10	F/S todo Pando F/S Trafo 2 60/10 kV de Pershing
11	BARSI	Trafo nº 2 de 60/10 kV		19,50	18,10	13,20	F/S Trafo 2 60/10 kV de Barsi
12	TACNA	Trafos nº 1-2 de 60/10 kV. Acop. de 10 kV.					F/S Trafos 1 y 2 de Tacna

(Anexo N° 32)

DISPOSICION DE CIRCUITOS EN LAS SET's EN CONDICIONES NORMALES**SET BARSÍ**

220 kV	-Todo sobre el sistema 1	-Acoplamiento abierto
60 kV	-Todo sobre el sistema 2	-Acoplamiento abierto
10 kV	-Trafo 2 sobre el sistema negro K-1-2-7-9-13-14-19-21-25 y Servicios Auxiliares -Trafo 1 y demás salidas de 10 kV sobre sistema blanco	-Acoplamiento cerrado

SET MIRONES

60 kV	-L-621 y trafo 3 sobre sistema 1 -L-622 , trafo 1 y trafo 2 sobre sistema 2	-Acoplamiento cerrado
10 kV	-Trafo 3 sobre sistema negro M-1-3-6-14-20-21-23-25 y Servicios Auxiliares -Trafo 1, trafo 2 y demás salidas de 10 kV sobre sistema blanco	-Acoplamiento abierto

SET PERSHING

60 kV	-L-615 y trafo 1 sobre el sistema 1 -L-646 y trafo 2 sobre el sistema 2	-Acoplamiento cerrado
10 kV	-Trafo 1 sobre el sistema negro Q-2-3-10-12-13-15-17 y Servicios Auxiliares -Trafo 2 y demás salidas de 10 kV sobre el sistema blanco	-Acoplamiento cerrado

SET SANTA ROSA VIEJA

60 kV	- L-701, L-601-602, Trafos 1,2,3 y 4 sobre sistema 1	-Acoplamiento cerrado
10 kV	-Trafo 1 y trafo 2 sobre sistema negro P-06-17-18-21-22-23-24-28-31 -Trafos 3, trafo 4 y demás salidas 10 kV sobre el sistema blanco	-Acoplamiento abierto

SET SANTA ROSA NUEVA

220 kV	-Todo sobre un solo sistema	-Acoplamiento abierto
60 kV	-Trafo 1 de 220/60 kV, L-667 sobre sistema 1 -Trafo 2 de 220/60 kV, L-701-607-608-614 sobre sistema 2	-Acoplamiento cerrado

SET TACNA

60 kV	- L-607-608-614, Trafos 1,2 y 3 sobre sistema 1	-Acoplamiento abierto
10 kV	-Trafo 3 sobre sistema negro. T-1-2-11-13-14-15-18-19 y servicios auxiliares -Trafo 1, trafo 2 y demás salidas 10 kV sobre sistema blanco	-Acoplamiento abierto

SET CHAVARRIA

220 kV	-Todo sobre un solo sistema	-Acoplamiento abierto
60 kV	-Trafo 3 de 220/60 kV, L-618, L-625, L-626 y SVC sobre sistema 1 -Trafo 1 y 2 de 220/60 kV, trafos 1-2-3 de 60/10 kV, L-617, L-621 y L-622 sobre sistema 2	-Acoplamiento cerrado

SET ZAPALLAL

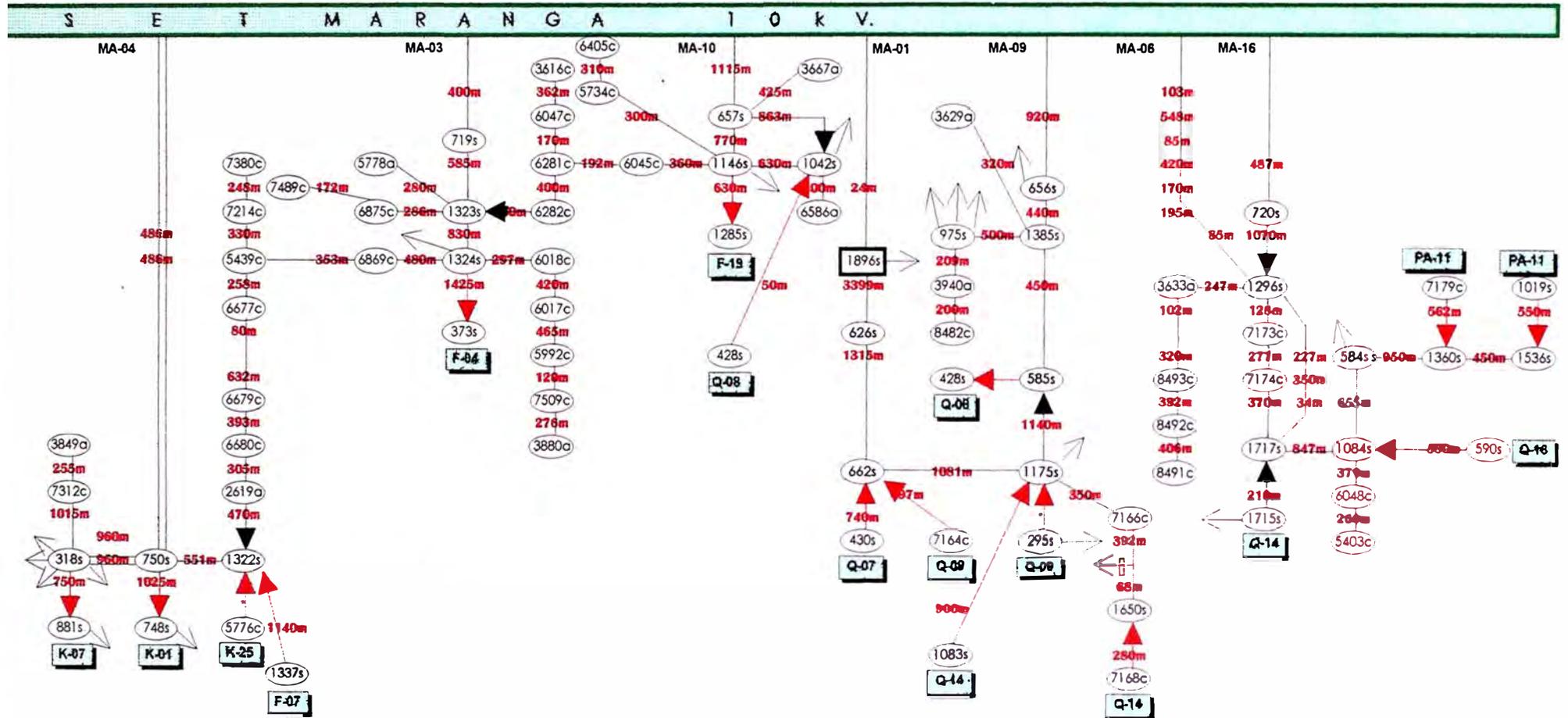
60 kV	-Trafo 1 de 60/30 kV, L-651 sobre sistema 1 -Trafo 1 60/10 kV, L-669, L-670, IPEN, L-636, L-625, L-650 sobre sistema 2	-Acoplamiento cerrado
-------	--	-----------------------

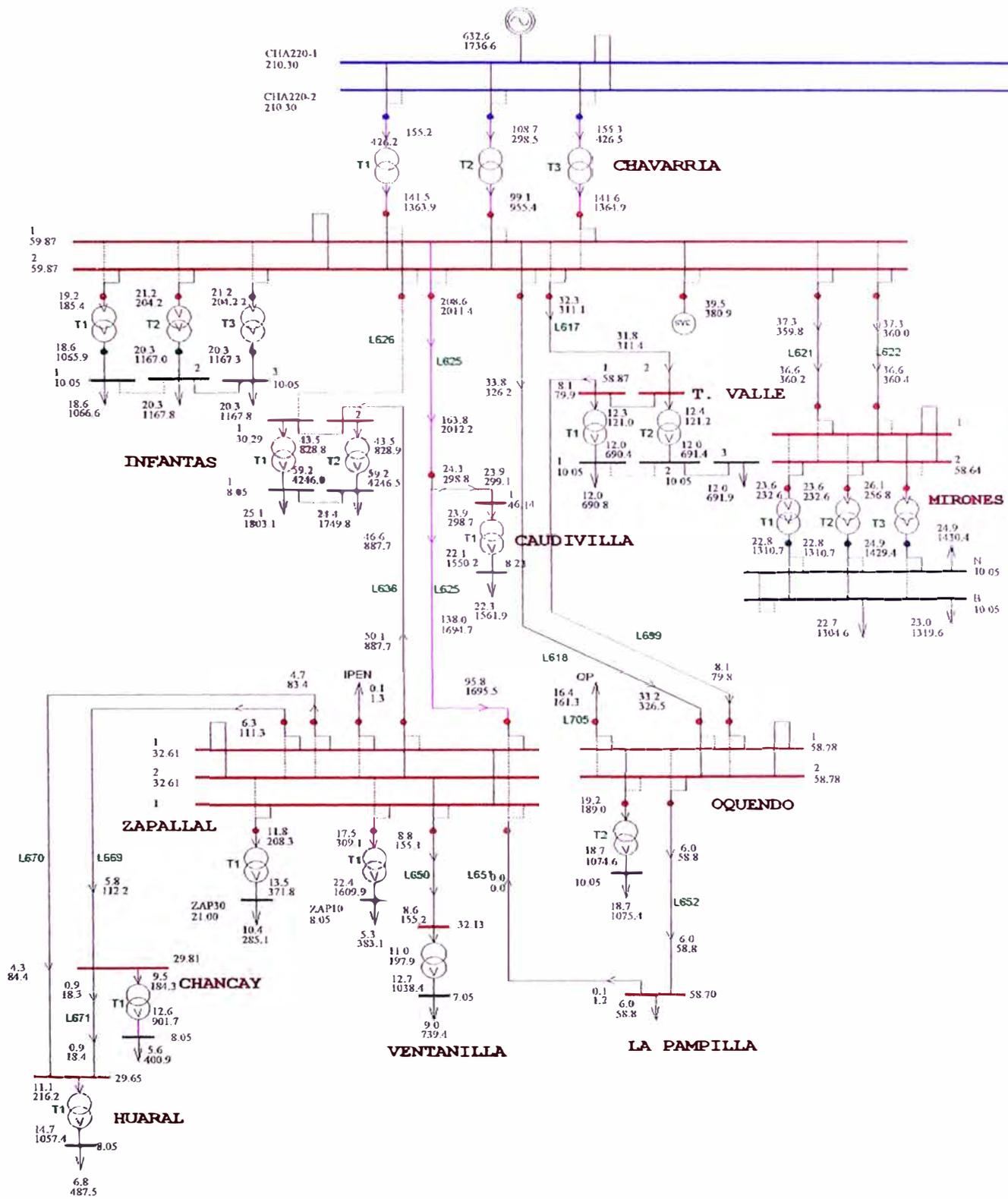
SET OQUENDO

60 kV	-Trafo 2 de 60/10 kV, L-705, L-699 sobre sistema 1 -L-618 y L-652 sobre sistema 2	-Acoplamiento cerrado
-------	--	-----------------------

Observaciones: En la SET Zapallal 60 kV, se debe cerrar el acoplamiento de 60 kV en horas Punta, para evitar probable caída de tensión a esa hora.

Red de distribución de la SET Maranga antes del Traslado de Carga



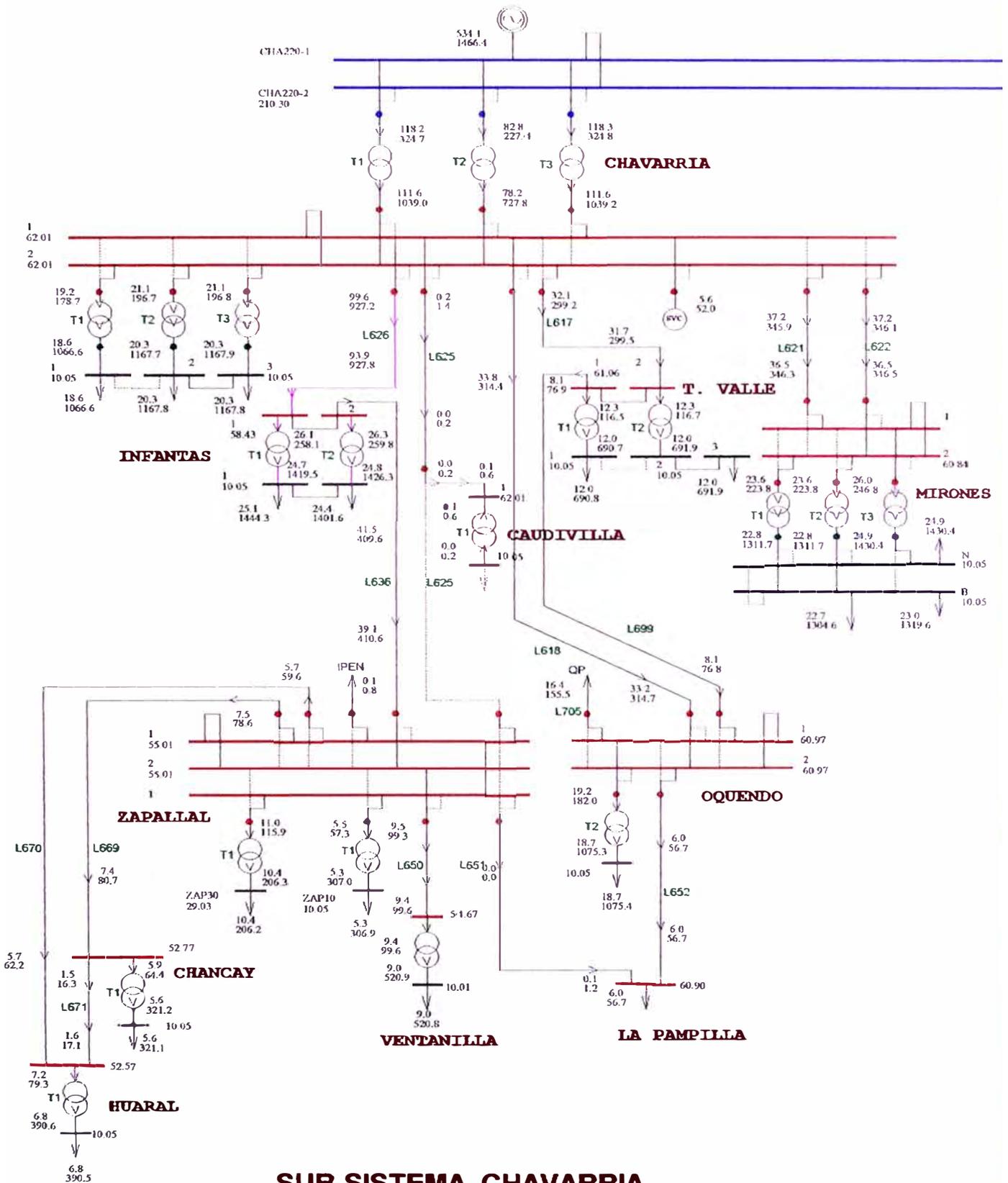


SUB-SISTEMA CHAVARRIA

F/S Línea 626 (SET Chavarría-SET Infantas)

(Flujo N° 1)

(Hora Punta 20:00 horas)

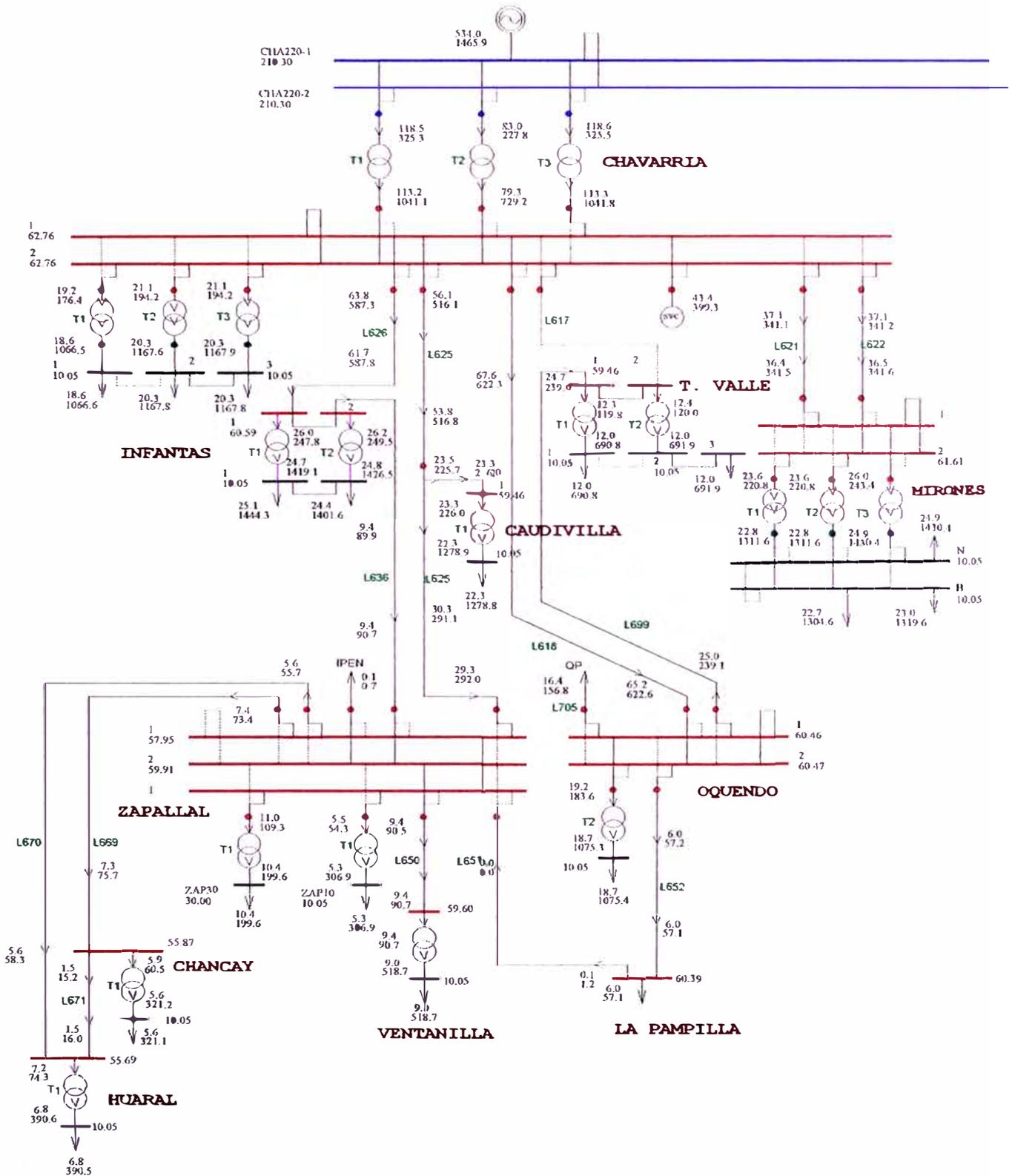


SUB-SISTEMA CHAVARRIA

F/S Línea 625 (SET Chavarría-SET Zapallal)

(Flujo N° 2)

(Hora Punta 20:00 horas)

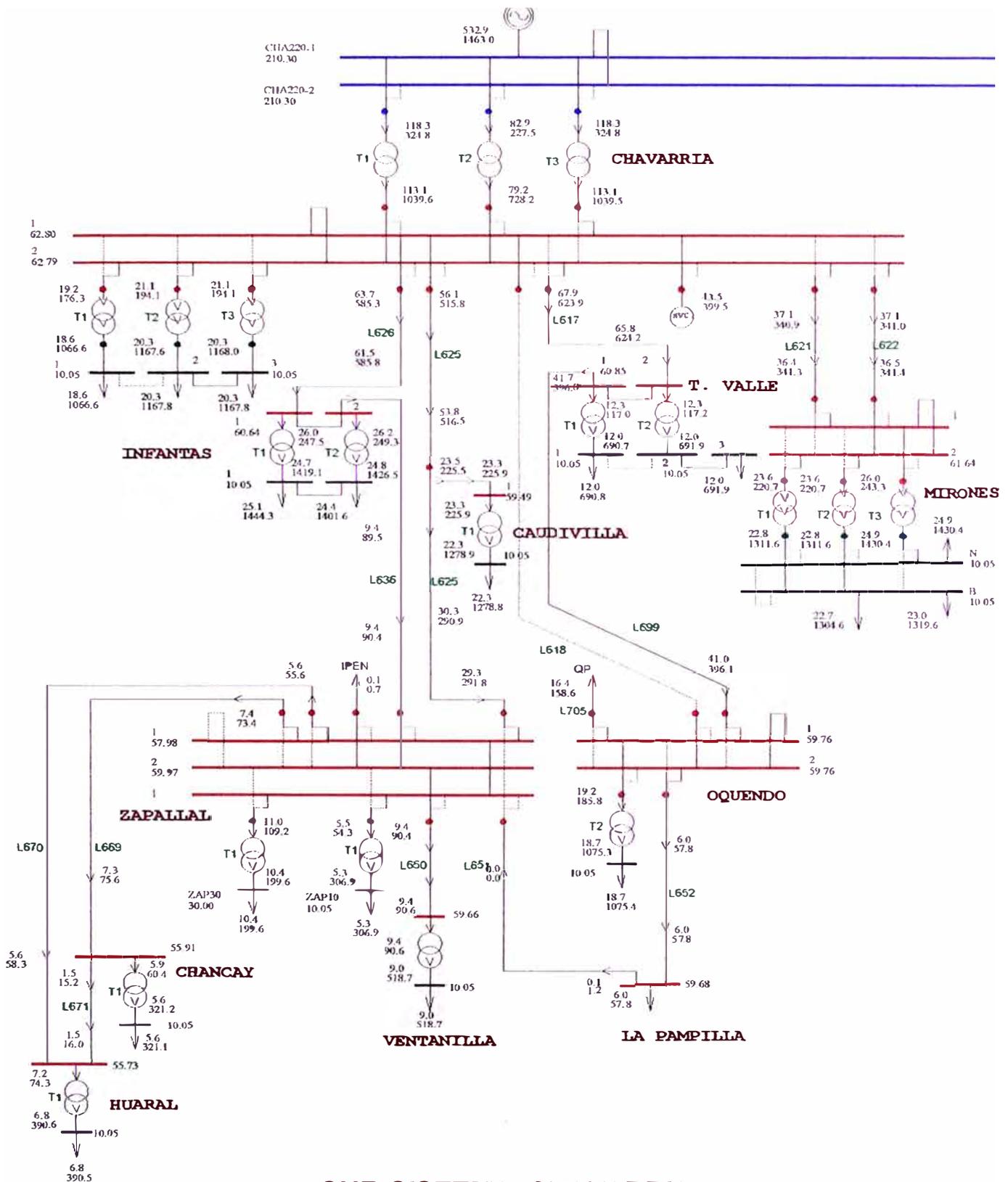


SUB-SISTEMA CHAVARRIA

F/S Línea 617 (SET Chavarría - SET T. Valle)

(Flujo N° 3)

(Hora Punta 20:00 horas)

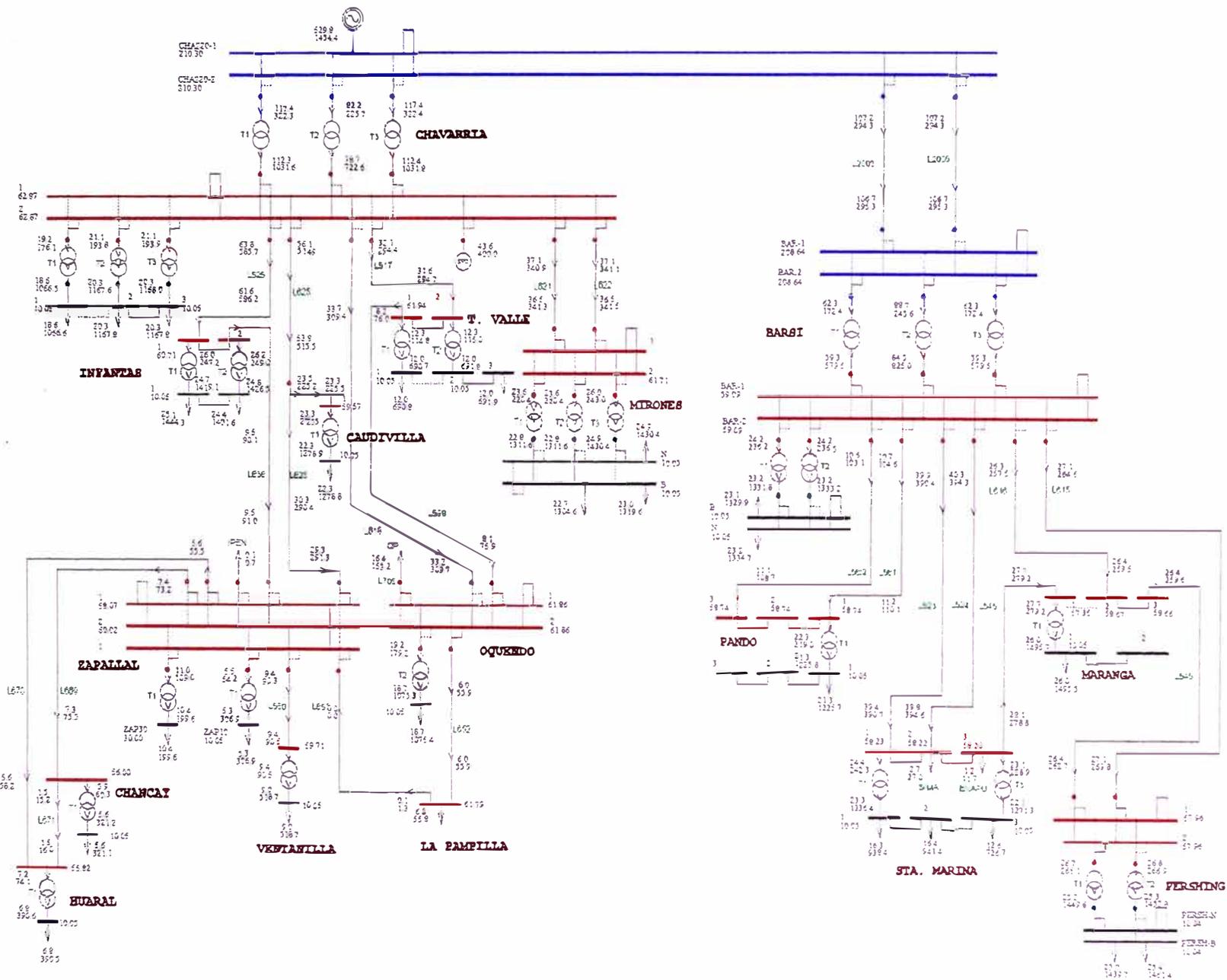


SUB-SISTEMA CHAVARRIA

F/S Línea 618 (SET Chavarría - SET Oquendo)

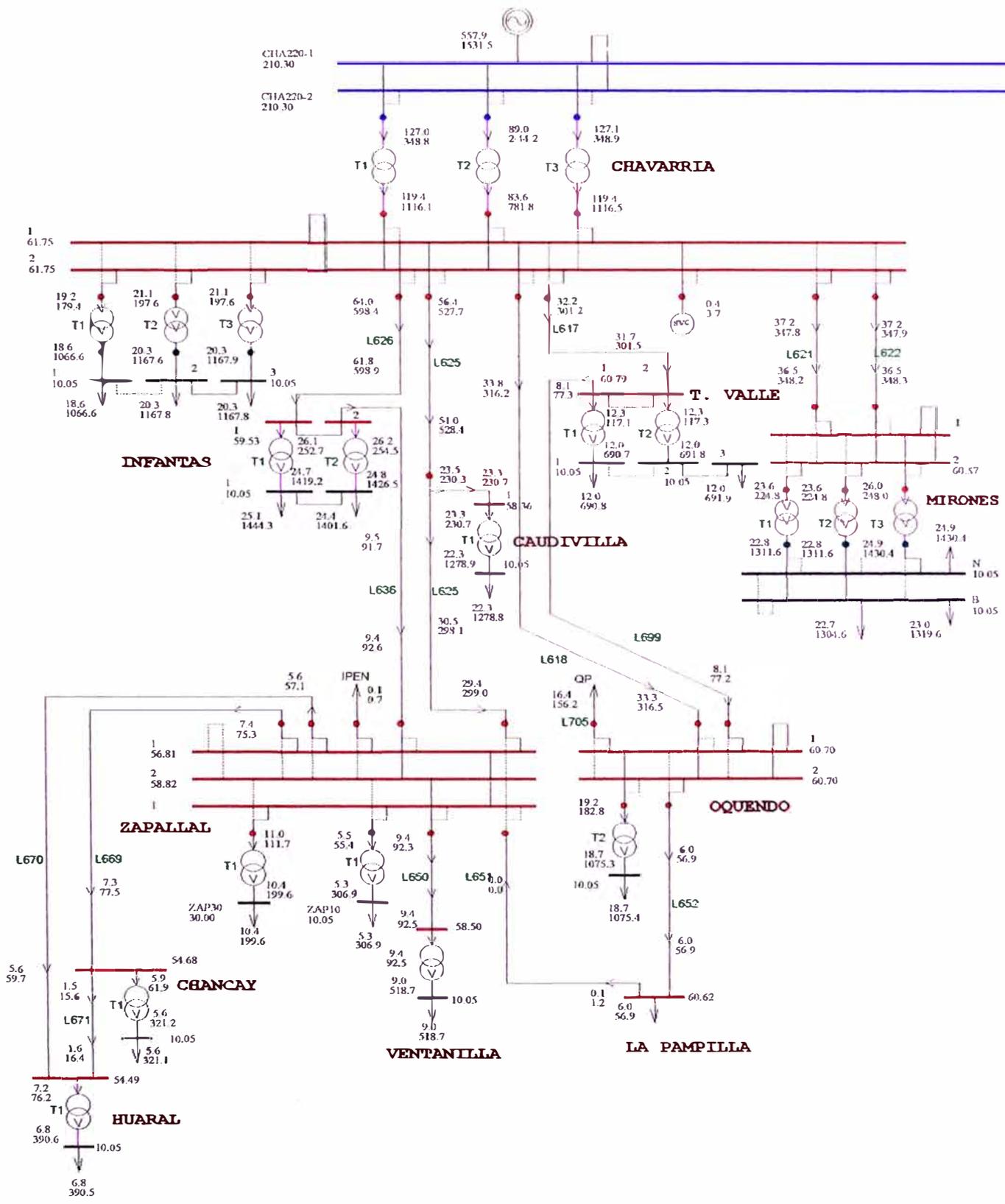
(Flujo N° 4)

(Hora Punta 20:00 horas)



SUB-SISTEMA CHAVARRIA-BARSÍ

Comportamiento Normal del Sistema (Hora Punta nocturna 19:30 horas)



SUB-SISTEMA CHAVARRIA

Condiciones Normales

(Flujo N° 6)

(Hora Punta 10:00 horas)

PERFORMANCE ACTUAL DE LAS UTR'S DE MARCA HARRIS

En el período de Junio de 1996 a Julio de 1997, se tuvieron las fallas que se detallan a continuación en las UTR'S de marca HARRIS instaladas en EDELNOR :

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)		
BARSÍ	1/07/96		14		
	12/07/96	264	12		
	13/07/96	24	8		
	24/07/96	264	1		
	16/09/96	1296	3		
	28/09/96	288	8		
	7/10/96	216	116		
	1/11/96	600	22		
	1/12/96	720	4		
	2/12/96	24	2		
	17/01/97	1104	18		
	18/01/97	24	12		
	25/01/97	168	59		
	27/01/97	48	18		
	15/03/97	1128	1		
TOTAL		6168	298		
				MTBF actual	441
				Duración Promedio de Falla	20

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)		
MIRONES	13/07/96		12		
	24/07/96	264	1		
	1/11/96	2400	22		
	1/12/96	720	3		
	2/12/96	24	2		
	29/12/96	648	87		
	17/01/97	456	4		
	TOTAL		4512	131	
				MTBF actual	752
				Duración Promedio de Falla	19

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)		
OQUENDO	24/07/96		1		
	29/07/96	120	12		
	20/10/96	1992	12		
	1/11/96	288	22		
	1/12/96	720	3		
	2/12/96	24	2		
	15/01/97	1056	18		
	25/01/97	240	91		
	27/01/97	48	18		
	29/01/97	96	84		
	2/03/97	768	12		
	15/03/97	312	1		
	TOTAL		5664	276	
				MTBF actual	515
				Duración Promedio de Falla	23

MTBF : Tiempo medio entre fallas. (horas)

(Anexo N° 36)

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
STA. ROSA	5/07/96		6
	19/09/96	1824	2
	TOTAL	1824	8

MTBF actual	1824
Duración Promedio de Falla	4

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
TACNA	11/10/96		12
	17/10/96	144	8
	1/11/96	360	22
	15/01/97	1800	6
	17/01/97	48	4
	29/04/97	2448	12
	15/05/97	384	2
TOTAL	5184	66	

MTBF actual	864
Duración Promedio de Falla	9

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
PERSHING	24/07/96		1
	16/09/96	1296	2
	7/10/96	504	116
	1/11/96	600	22
	17/01/97	1848	4
	21/02/97	840	12
	24/02/97	72	12
	25/02/97	24	13
	3/03/97	144	12
TOTAL	5328	194	

MTBF actual	666
Duración Promedio de Falla	22

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
STA MARINA	13/07/96		12
	24/07/96	264	1
	30/10/96	2352	2
	1/11/96	48	22
	6/11/96	120	49
	9/11/96	72	56
	2/12/96	552	7
	14/12/96	288	12
	16/12/96	48	12
	21/12/96	120	26
	6/01/97	384	68
	13/01/97	168	3
	14/01/97	24	41
	17/01/97	72	4
	19/01/97	48	4
	21/01/97	48	15
	14/02/97	576	18
29/04/97	1776	12	
14/06/97	1104	12	
TOTAL	8064	376	

MTBF actual	448
Duración Promedio de Falla	20

MTBF : Tiempo medio entre fallas. (horas)

(Anexo N° 36)

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
MARANGA	24/07/96		1
	17/01/97	4248	4
	18/01/97	24	20
	19/03/97	1440	36
	21/03/97	48	79
	30/03/97	216	12
	31/03/97	24	110
	11/05/97	984	12
TOTAL		6984	274

MTBF actual	998
Duración Promedio de Falla	34

INSTALACION	FECHA FUERA DE SERVICIO	PERIODO ENTRE FALLAS (HORAS)	DURACION DE LA FALLA (HORAS)
ZAPALLAL	24/07/96		1
	24/10/96	2208	93
	1/11/96	192	22
	1/12/96	720	3
	17/01/97	1128	4
	21/01/97	96	15
	4/02/97	336	12
	30/03/97	1296	12
TOTAL		5976	162

MTBF actual	854
Duración Promedio de Falla	20

MTBF : Tiempo medio entre fallas. (horas)

BIBLIOGRAFIA

- | | | |
|----|---|-----------|
| 1 | -Base de datos CMX | (SAINCO) |
| 2 | -Base de datos SYBASE | (SAINCO) |
| 3 | -Centros de Control - SCADA | (SAINCO) |
| 4 | -Documentación SCADA | (SAINCO) |
| 5 | -Descripción Técnica General de OASyS - Vol. I | (SAINCO) |
| 6 | -Descripción Técnica General de OASyS - Vol. II | (SAINCO) |
| 7 | -Documentación de Operaciones | (EDELNOR) |
| 8 | -Manual de Procedimientos de Operación en Alta Tensión | (EDELNOR) |
| 9 | -Manual de Procedimientos de Operación en Media Tensión | (EDELNOR) |
| 10 | -Manual de CMX Comandos | (SAINCO) |
| 11 | -OASyS System Operati3n - Vol. I | (SAINCO) |
| 12 | -OASyS System Operati3n - Vol. II | (SAINCO) |
| 13 | -OASyS - Guía del Programador | (SAINCO) |
| 14 | -OASyS Management Manual - Vol. I | (SAINCO) |
| 15 | -OASyS Management Manual - Vol. II | (SAINCO) |
| 16 | -Procedimiento de Pruebas de UTR's - Vol. I | (SAINCO) |
| 17 | -Reglamentos de Seguridad | (EDELNOR) |
| 18 | -Suministros de RTU's - Tomo I | (SAINCO) |
| 19 | -Suministros de RTU's - Tomo II | (SAINCO) |
| 20 | -Unidades Terminales Remotas para SET's | (SAINCO) |