

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



"ANALISIS Y REDISEÑO DE LA RED
PRIMARIA DE
SHOUGANG HIERRO PERU"

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

LUIS ALBERTO MARAÑON RUIZ

PROMOCION 1988 I

LIMA - PERU - 1996

A mis padres, que con
su amor me trazaron el
camino del bien y me
hicieron profesional.

**A mi esposa y mis hijas
que con su amor y apoyo
lograron la culminación
de mi profesión.**

A G R A D E C I M I E N T O

Al Ing. Julio Salvador que gracias a su experiencia, colaboración y consejos permitió una mejor realización del presente trabajo.

Al personal del Departamento de Mantenimiento Eléctrico de SHOUGANG HIERRO PERU S.A., área de San Nicolás, ya que, debido a su apoyo se pudo obtener importante información, la cual, ha contribuido a la elaboración del presente trabajo.

S U M A R I O

El objetivo del presente trabajo es analizar el comportamiento de las redes de distribución primaria de las tres áreas del sistema eléctrico de Shougang, para recomendar las mejores acciones correctivas.

Las causas que justifican el análisis son debido al incremento de las cargas, como con secuencia del aumento de la producción y la antigüedad de las redes, ya que la mayoría tiene más de 20 años.

Las áreas analizadas son las denominadas San Juan, Mina y San Nicolás.

Para el análisis de San Juan se ha instalado registradores de tensión y potencia, al comienzo y al final de cada circuito, así mismo, se ha efectuado lectura en todas las subestaciones en horas puntas y fuera de punta, para determinar las cargas.

Las cargas de San Nicolás y la Mina se han obtenido de lecturas de consumos históricos de las cargas instaladas y de la producción programada.

Las acciones correctivas van a permitir lo siguiente:

- 1.- Reducir las pérdidas en las redes de US \$ 310,356 a US \$ 246,190.
- 2.- Las caídas de tensión disminuyen
- 3.- La confiabilidad del sistema eléctrico aumenta.
- 4.- El servicio eléctrico mejora

A N A L I S I S Y R E D I S E Ñ O D E
L A R E D P R I M A R I A D E
S H O U G A N G H I E R R O P E R U

TITULO : "ANALISIS Y REDISEÑO DE LA RED
PRIMARIA DE SHOUGANG HIERRO PERU"
AUTOR : LUIS ALBERTO MARAÑON RUIZ
GRADO A OPTAR : INGENIERO ELECTRICO
FACULTAD : FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y
ELECTRONICA
UNIVERSIDAD : UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
CIUDAD : LIMA
AÑO : 1996

EXTRACTO

En el primer capítulo se describe el sistema eléctrico de Shougang, la planta térmica, las barras de generación, los circuitos de distribución y el enlace con el sistema interconectado centro norte.

En el segunda capítulo se hace el análisis de la Red Primaria de San Juan, describiéndose, las subestaciones de distribución primaria, los centros de consumo de energía eléctrica principales que conforman la carga total de San Juan. Finalmente, se hace el estudio de cada uno de los circuitos que conforman la red primaria de San Juan.

En el capítulo III, se analiza la red primaria de San Nicolás y la Mina, sus diagramas de carga se han obtenido de lecturas de consumo de energía eléctrica.

En la parte final del presente trabajo se describen las conclusiones y recomendaciones para las áreas analizadas.

I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
SISTEMA ELECTRICO DE SHOUGANG HIERRO PERU	5
1.1 Generalidades	5
1.2 Configuración del sistema eléctrico	6
1.3 Central Termo Eléctrica de San Nicolás	6
1.4 Sistema de barras de generación y distribución	7
1.5 Protección de los alimentadores de distribución de 13.8Kv.	6
1.6 Enlace con el sistema interconectado centro- norte	9
1.7 Subestación San Nicolás (SESANI)	9
1.8 Distribución y subtransmisión	11
CAPITULO II	
ANALISIS DE LA RED PRIMARIA DE SAN JUAN	14
2.1 Descripción	14
2.2 Circuito # 1	16
2.3 Circuito # 2	27
2.4 Circuito # 3	27
2.5 Circuito # 4	32
2.6 Circuito # 5	59

CAPITULO III

ANALISIS DE LA RED PRIMARIA DE SAN NICOLAS	74
3.1 Circuito de concentradora N° 1 C1	75
3.2 Circuito de concentradora N° 2 C2	79
3.3 Circuito de concentradora N° 3 C3	83
3.4 Circuito de P1 (Pelets N °1)	83
3.5 Circuito de P2 (Pelets N° 2)	90
3.6 Circuito de DP (Diesel Plant)	90
3.7 Circuito de transmisión línea 1 (TL-1)	90
3.8 Circuito de transmisión línea 2 (TL-2)	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
ANEXOS	114
BIBLIOGRAFIA	137

INTRODUCCION

El objetivo del presente trabajo es el de analizar el comportamiento de las redes de Distribución Primaria de las 3 áreas del Sistema Eléctrico de Shougang (San Juan, Mina y San Nicolás), para recomendar las mejores acciones correctivas.

Las causas que justifican el análisis son debido al incremento de las cargas, como consecuencia del aumento de la producción y la antigüedad de las redes, ya que la mayoría tienen más de 20 años y algunas pasan los 30 años de antigüedad.

En el Capítulo N°1 se describe el sistema eléctrico general de Shougang Hierro Perú, la Planta Térmica de San Nicolás, las barras de Generación y Distribución, los circuitos de distribución y su protección. También se describe el enlace con el Sistema Interconectado Centro Norte y el equipamiento de la Subestación de San Nicolás (SESANI).

En el Capítulo II se hace el análisis de la Red Primaria de San Juan; describiéndose, inicialmente, el circuito de distribución, las subestaciones de distribución primaria, los centros de consumo de energía eléctrica principales que conforman la carga total de San Juan. Finalmente, se hace el estudio de cada uno de los circuitos que conforman

la red primaria de San Juan.

Para el cálculo de las caídas de tensión en San Juan se ha instalado registradores de tensión y Potencia al comienzo y al final de cada Circuito (simultáneamente), así mismo, se ha efectuado lecturas en todas las Subestaciones para determinar las cargas en horas punta y Fuera de Punta. Después de los cálculos se ha procedido a cambiar la sección de los cables en algunos tramos, así como realizar modificaciones en otros.

Para cada circuito se muestran cuadros de las lecturas de voltaje y potencia, cuadros con el cálculo de las caídas de tensiones, relación de las subestaciones por cada circuito y sus cargas medidas, diagramas unifilares, diagramas de carga, etc. Al final del capítulo se muestran unos cuadros resumen de los circuitos originales y los modificados; notándose que la inversión en líneas es US \$ 43,816 y el ahorro de pérdidas en las líneas de transmisión US \$ 8,686 por año, siendo la recuperación del capital en aprox. 5 años.

En el Capítulo III se analiza la red primaria de San Nicolás y la Mina, los Diagramas de Carga para cada circuito, se ha obtenido de lecturas de los consumos históricos (ver Anexo III), las cargas instaladas en cada circuito y con la producción programada, los cuales han permitido estimar los futuros consumos de Energía Eléctrica.

Para cada circuito se muestra un cuadro con su carga instalada, cuadro del cálculo de las caídas de tensión y

su diagrama unifilar. En los circuitos que lo han requerido, se ha variado la sección de los conductores, para lograr que la máxima caída de tensión sea menor a 5% y para minimizar los costos por pérdidas en las líneas de transmisión.

Al final del capítulo se muestran unos cuadros resumen de los circuitos originales y los modificados; notándose que la inversión en líneas es de US \$ 684,305 y el ahorro de pérdidas en las líneas de transmisión US \$ 55,706 por año, siendo la recuperación del capital en apróx. 12 años.

En el Capítulo IV se describen las conclusiones y recomendaciones, haciéndose notar que las mejoras principales para el circuito de San Juan son las siguientes :

La máxima caída de tensión en el circuito N°3, disminuyó de 8.35% a a 4.13%.

La máxima caída de tensión en el circuito N°5, disminuyó de 5.40% a a 4.38%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito N°3 disminuyó de 47.48% a 9.32%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito N°5 disminuyó de 22.58% a 12.26%.

Las pérdidas totales de San Juan disminuyen de 374,827 Kw-Hr a 201,111 Kw-hr. O de US \$ 18,741 a US \$ 10,056.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas disminuye de 17.8% a 7.9%., o sea en 55.6%.

Y las mejoras principales para las áreas de San Nicolás y la Mina son las siguientes :

La máxima caída de tensión en el circuito DP, disminuyó de 7.52% a a 4.96%.

La máxima caída de tensión en el circuito TL-1, disminuyó de 6.2% a a 4.79%.

La relación costo de pérdidas/costo de líneas del circuito C2 disminuyó de 23.12% a 11.82%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito P1 disminuyó de 15.04% a 10.02%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito DP disminuyó de 27.79% a 17.42%. - La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito TL-1 disminuyó de 14.45% a 6.49%.

Las pérdidas totales de San Nicolás y la Mina disminuyen de US \$ 291,615 a US \$ 236,134, apróx. 20%.

La relación costo de pérdidas totales / costo de líneas totales, disminuye de 16.57% a 11.54%, o sea en 30%.

CAPITULO I SISTEMA ELECTRICO DE SHOUGANG HIERRO PERU

1.1 Generalidades

SHOUGANG HIERRO PERU (SHP), es una empresa de la gran minería cuyo centro de producción y embarque está localizado a 400 Km. al Sur-Este de Lima en el distrito de San Juan de Marcona, provincia de Nazca, departamento de Ica.

Las plantas de beneficio están localizadas en la de San Nicolás y la bahía del mismo nombre, es utilizada para las operaciones de embarque.

La Mina se encuentra a 13 Km. al NorEste de las plantas de beneficio, en una elevación a 800 metros sobre el nivel del mar.

En la península de San Juan a 15 Km. al sur de las plantas de beneficio se encuentra el centro poblacional, lugar de residencia de los trabajadores y familiares, se estima una población de 20,000 personas.

El proceso productivo se inicia en la Mina, mediante el sistema de cielo abierto. Dicho proceso comprende: perforación, voladura, carguío y acarreo a las plantas de chancado, para luego ser transportados por un sistema de fajas a las plantas de beneficio en San Nicolás.

El mineral recepcionado en San Nicolás ingresa a un proceso de concentración, en las plantas de chancado, de

molienda y separación magnética, para luego pasar a un proceso de peletización en las plantas de filtros y pelets.

La producción es trasladada mediante fajas transportadoras hasta los almacenamientos de facilidades portuarias, en la bahía de San Nicolás, para el embarque. La capacidad instalada, dependiendo de la mezcla de productos finales a obtener, alcanzan la cifra de 7.3 millones de TLS/año. (TLS = Toneladas Largas Secas).

1.2 Configuración del sistema eléctrico

Hasta Abril de 1976, el complejo minero de (Marcona) SHOUGANG HIERRO PERU (SHP), era un centro aislado de consumo de energía, autoabastecido en sus necesidades eléctricas por su Central Termo Eléctrica (C.T.E) en San Nicolás. En 1978 se puso en servicio el primer enlace a 13.8 Kv. entre ELECTROPERU y HIERRO PERU, y en setiembre de 1979 entra en servicio el segundo enlace a 13.8 Kv.

En la actualidad, para el suministro de energía eléctrica al complejo minero metalúrgico de SHP, se dispone básicamente de dos fuentes de energía:

De la C.T.E. a vapor de San Nicolás, de 73,530 KVA, de capacidad instalada, de propiedad de SHP.

A través del Sistema Eléctrico Interconectado Centro-Norte del Perú. Operado por ELECTROPERU (ELP).

1.3 Central termo eléctrica de San Nicolás

La C.T.E. de S.N. está conformada por tres unidades de generación, conocidas como Unidad 1, 2 y 3

respectivamente.

Cada unidad está constituida por :

- a) Un Generador de Vapor (Caldera), y equipos auxiliares, siendo los principales: las bombas de agua de alimentación, ventilador de tiro forzado, bombas de combustible etc.
- b) Una turbina a vapor de eje horizontal, con condensación y extracciones de vapor, y equipos auxiliares como : bombas de lubricación, bombas de agua salada del sistema de condensación etc.
- c) Un Generador Síncrono, trifásico de 13.8 KV de tensión de generación, 60 Hz, 0.85 de F.P., 3600 r.p.m., conexión en estrella con neutro puesto a tierra.

Para la salida de la energía la C.T.E. cuenta con tres barras ómnibus de generación, que trabajan enlazadas entre sí, de: 1,200, 2,000 y 3,000 amperios y 13.8 Kv.

1.4 Sistema de barras de generación y distribución

La C.T.E. cuenta con tres juegos de barras ómnibus de generación, las cuales constituyen a la vez las barras de distribución.

Características de las Barras:

Barras Omnibus N°1	3 x 1200 AMP.	13.8 KV.
Barras Omnibus N°2	3 x 2000 AMP.	13.8 KV.
Barras Omnibus N°3	3 x 3000 AMP.	13.8 KV.

Los tres juegos de barras trabajan normalmente enlazadas entre sí, formando un solo juego de barras.

Las barras están constituidas por barras de cobre (Cu) de sección rectangular, las cuales corren, desde los

bornes de los aisladores terminales (bushings) de los generadores hasta las celdas de distribución en 13.8 KV (Switchgear), a través de ductos rectangulares, soportados sobre espaciadores aislantes, estando además las barras forradas con una funda aislante, a todo lo largo de su recorrido excepto en los extremos de conexión.

Desde estas barras se derivan los diferentes circuitos de alimentación en 13.8 KV hacia los centros de consumo del complejo minero.

1.5 Protección de los alimentadores de distribución 13.8Kv

Los alimentadores de salida de la estación de barras de la C.T.E., en 13.8 kV , dispone de protección contra:

a) Falla entre fases

Esta protección es provista por tres relés, uno por fase, de sobrecorriente tipo disco de inducción de tiempo inverso, los cuales son alimentados de los T.C. de cada fase de cada alimentador.

El relé empleado es el relé de sobrecorriente temporizado (función 51) tipo 1AC de manufactura G.E.

b) Falla a tierra

Siendo el sistema de potencia un sistema sólidamente conectado a tierra, los alimentadores de 13.8 kV que salen de la estación de barras, están provistos de relés de sobrecorriente tipo inducción de tiempo inverso (función 50GS).

Los relés están conectados al circuito de corriente de un transformador de corriente residual ó T.C. de secuencia cero. El relé empleado es el tipo 1AC de manufactura G.E.

1.6 Enlace con el sistema interconectado centro-norte

El Sistema Eléctrico de SHOUGANG HIERRO PERU (SESHP) se encuentra interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Centro- Norte del Perú (SICN), en la parte extrema de este. La interconexión con el SICN; está conformada por:

- Una Línea de Transmisión, a 220 Kv, de una terna, con una capacidad de transmisión de 150MW, que enlaza la subestación Independencia de Pisco con la subestación Marcona de SHOUGANG HIERRO PERU.

La subestación de transformación Marcona con una capacidad de transformación actual, de 50 MVA- 220/60/10 kv. Esta S.E. dispone además de un compensador síncrono de 30 MVA de capacidad.

- Dos líneas de Transmisión a 60 Kv, una de dos ternas y la otra de una terna con 15.4 km. de recorrido, desde la S.E. Marcona hasta la subestación San Nicolás (SESANI), propiedad de ELECTROPERU.

La subestación de Transformación San Nicolás de propiedad de ELECTROPERU, de una capacidad de transformación de 3 x 30 / 37.5 MVA y 60/13.8 Kv de relación de transformación, ubicada en San Nicolás, adjunta a la C.T.E. de SHP.

1.7 Subestación San Nicolás (SESANI)

De llegada de ELECTROPERU 3 x 37.5 MVA - 60/13.8 KV. La subestación de ETECEN en San Nicolás, se encuentra ubicada adyacente a la Central Termoeléctrica, de propiedad de ELECTROPERU, en la península de San Nicolás,

distrito de Marcona, provincia de Nazca, departamento de Ica.

La S.E. es del tipo convencional interior constituida por una sala de llaves, de acometida, una sala de transformación una sala de mando y señalización y el enlace con las barras de 13.8 de la C.T.E. de SHOUGANG.

La sala de transformación está constituida por tres transformadores, en baño de aceite de 37.5 MVA, 60/13.8 kV, trifásico, 60 Hz. con el lado de alta tensión (60 kV) conectado en triángulo y el lado de media tensión (13.8 kV) conectado en estrella, con el neutro sólidamente conectado a tierra a través de un banco de resistencia. El grupo de conexión de los transformadores es Dy5.

El enlace a 13.8 kV entre la Subestación San Nicolás de ETECEN con la C.T.E. de SHP San Nicolás se inicia en los bornes, lado de 13.8 kV. de cada uno de los tres transformadores 30/37.5 MVA 60/13.8 kV, en la Subestación ETECEN San Nicolás, mediante tres cables tripolares, en paralelo, de 3 x 380 mm² por cada transformador.

El equipamiento de maniobra en 13.8 Kv está constituido por celdas autosoportadas, blindadas, tipo interior, una por cada grupo de cables de enlace con la subestación de ETECEN San Nicolás 60/13.8 Kv. Se encuentran instaladas en la C.T.E. de San Nicolás de SHOUGANG HIERRO PERU. Dos grupos de cables alimentan a la barra ómnibus N° 3, con capacidad para 3000 Amp, y un tercer grupo de cables alimenta a la barra omnibus N° 2, con capacidad para 2000

Amp. Cada celda está equipada con interruptor de soplo magnético, tipo extraíble, de 2000 Amp. 750 MVA, transformadores de medida y equipos auxiliares de medición y control.

Los aparatos de medida y protección están instalados en la sala de control de la C.T.E. de SHP, desde el cual se puede dar mando de apertura y cierre de los correspondientes interruptores de 13.8 Kv.

1.8 Distribución y subtransmisión

La distribución de energía eléctrica hacia los diferentes centros de carga del complejo minero metalúrgico se efectúa desde las barras de distribución (generación), en 13.8 Kv a través de cables de energía aislados, los cuales se encuentran, en la mayoría de su longitud, expuestos a la intemperie, suspendidos en postes de madera y una pequeña parte a través de ductos y canaletas.

Cada alimentador a cada centro de carga constituye un circuito independiente con su respectiva celda de distribución, la que alberga el accionamiento de maniobra en 13.8 Kv y los transformadores de corriente y potencial para los dispositivos de protección y control. Las celdas de distribución de alta tensión están equipadas con interruptores de potencia trifásicos de soplo magnético, de 750 MVA de capacidad de ruptura y 13.8 Kv de tensión de operación, extraíble, accionado por motor eléctrico. Son de manufactura General Eléctrica, tipo MAGNE BLAST CIRCUIT BREAKER.

Los dispositivos de protección, control e indicación se encuentran ubicados en un panel de mando independiente ubicado en la Sala de Control de la C.T.E. de SHP, desde donde se controla la apertura y cierre de los interruptores de potencia de los diferentes circuitos de distribución.

Los circuitos de distribución en 13.8 Kv que salen de las barras de distribución en la C.T.E. hacia los diferentes centros de carga del complejo son :

DENOMINACION DEL CIRCUITO	DESCRIPCION
C1	Concentrador N ^o 1
C2	Concentrador N ^o 2
C3	Concentrador N ^o 3
P1	Planta Pellet N ^o 1
P2	Planta Pellet N ^o 2
DP	Ex - Planta Diesel
TL1	Línea de Transmisión N ^o 1
TL2	Línea de Transmisión N ^o 2
A1	Servicios auxiliares de la Unidad N ^o 1
SS	Subestación de servicios de la C.T.E.
A2	Servicios auxiliares de la Unidad N ^o 2
SWP	Bombas de Agua Salada
A3	Servicios auxiliares de la Unidad N ^o 3

Los alimentadores en 13.8 Kv de los circuitos denominados TL1 y TL2 alimentan cada uno a un transformador de potencia trifásico de 10 MVA, 13.8/34.5 Kv - 60c/s DY5.

Este centro de transformación eleva la tensión de suministro de 13.8 Kv a 34.5 Kv. tensión a la cual se suministra energía al área Mina y San Juan, mediante la línea de transmisión 1 (TL1), y línea de transmisión 2 (TL2) respectivamente.

CAPITULO II ANALISIS DE LA RED PRIMARIA DE SAN JUAN

2.1 Descripción

San Juan es el lugar de residencia de la mayoría de trabajadores de Shougang y sus familiares.

El circuito que alimenta a San Juan es el denominado TL-2, el cual sale de las barras de la Planta Térmica en 13.8 Kv, aprox. a 100 mt de la C.T.E. alimenta a un transformador trifásico de 10 MVA de 13.8/34.5 Kv-60Hz Dy5. Esta línea con 5 Mw de capacidad de transmisión y una longitud de aprox. 17 Km. llega a 2 subestaciones de distribución primaria en San Juan, denominados Centros de Distribución Nº 1 y 2 donde se transforma el suministro eléctrico de 34.5 Kv a 4.16 Kv. Desde estos centros de distribución salen cinco circuitos de distribución en 4.16 Kv que alimentan a las S.E. secundarias de 4.16/.220 Kv. Los centros de consumo de energía Eléctrica principales que conforman la carga total del área de San Juan son :

- Residencia de los trabajadores de la Empresa
- Zona Comercial y residencia de personas no dependientes de la Empresa.
- Alumbrado público - Cargas concentradas :
- + Sistema de bombeo de agua dulce
- + Sistema de bombeo de agua salada

+ Hospital San Juan

+ Base Naval

+ Otros

La mayor carga está constituida por una carga doméstica típica, constituida mayormente por artefactos monofásicos operados de manera aleatoria.

Toda la distribución primaria es aérea con conductores de cobre desnudo, a 4160 V, sostenidos en postes de madera. En el trabajo se analiza los 5 circuitos existentes uno a uno, para ver el estado en que se encontraban las líneas, tanto en carga como en conservación (ferretería); así como el estado de las subestaciones (transformadores, fusibles, etc.).

Se instalaron registradores de tensión y potencia al comienzo y al final de cada circuito, para determinar el Diagrama de carga diario y las caídas de voltaje en cada circuito. Posteriormente, se calculó las caídas de tensión (ver formulas en Anexo 1) en todos los tramos de cada uno de los circuitos.

Además en las subestaciones de cada circuito se ha tomado lecturas de las corrientes por fase y de la potencia o de la carga en horas punta y fuera de punta, incluyendo estos valores en los diagramas unifilares para efectuar los cálculos de las caídas de tensión y determinar las secciones de los conductores, apropiados para cada tramo.

Se analizó circuito a circuito, con sus respectivas lecturas de campo, diagramas de carga, cuadros de caídas

de tensiones, etc.

2.2 Circuito # 1

Al iniciar el estudio, este circuito estaba conformado por 2 ramales; el primero, en donde se encuentran conectados los servicios considerados básicos para la zona de San Juan (Aeropuerto, Capitanía, Base Naval, Bombas de Agua Dulce, etc.) y el segundo ramal conformado, por 3 subestaciones, denominadas El Palomar, Pebal y Zona H (ver gráfico #2).

Para este Circuito se muestran 6 Cuadros; en el Cuadro 1.1 se muestran los registros de voltaje al comienzo y al final del Circuito, obteniéndose una caída de tensión máxima de 4.43 %. Después de los cálculos efectuados se nota que en el ramal # 1 la caída de tensión es apróx. 1.5%.

En vista que en esa época la Empresa llevaba a cabo un programa de racionamiento de energía, en el cual no estaba incluido el Circuito 1 (precisamente por estar conectados a este circuito los servicios considerados básicos o estratégicos), se decidió desconectar al segundo ramal del Circuito # 1 (Ver gráfica # 3) y conectarlo en el Circuito 4 como se verá posteriormente .

En el Cuadro 1.2 se muestran los registros de Voltaje, Corriente (calculada) y Potencia con el cual se confecciona el Diagrama de carga (Ver gráfico # 1) para este Circuito y cuya máxima demanda fue 350 Kw, además se muestra el cálculo del factor de carga y del factor de pérdidas (ver Anexo # 1), los cuales se vuelven a mostrar

en el Cuadro 1.4, para el cálculo de las caídas de tensión.

En el Cuadro 1.3 se muestra la relación de las Subestaciones pertenecientes al Circuito # 1, con el valor de placa de su transformador, su relación de transformación, su amperaje nominal en alta y en baja, el voltaje y corrientes de las 3 fases medidas en la parte de baja tensión, en horas punta y fuera de punta así como los KVA calculados, los cuales van a servir para el cálculo de las caídas de tensiones que se muestran en el Cuadro 1.5 y en el Cuadro 1.6. La potencia en horas punta de todas las subestaciones asciende a 360 Kw que es apróx. igual a la máxima demanda obtenida en el Cuadro 1.2. Se está considerando un factor de potencia de 0.9.

En el Cuadro 1.5 y 1.6 se muestran las caídas de tensiones del primer ramal y segundo ramal respectivamente y en la gráfica # 2 se muestra el diagrama de cargas del circuito # 1 con los 2 ramales, los KVA considerados son los que se han calculado en el Cuadro 1.3 más el 25 % ó en su defecto se ha considerado el valor de placa del transformador de la Subestación. En estos Cuadros se ha calculado el costo de las líneas en dólares (por tramos y total), considerando un costo promedio de 5.5 dólares/Kg de conductor de cobre desnudo, además se está calculando las pérdidas totales de energía (Kw-Hr) por mes y por año, así como el costo de estas pérdidas, considerando 5 centavos de dólar el costo del Kw-Hr.

CUADRO 1.1

CUADRO DONDE SE MUESTRA LA CAIDA DE TENSION ENTRE LA S.E. CD1 (COMIENZO DE CIRCUITO C1) Y LA COLA DEL CIRCUITO C1

CABEZA DEL
CIRCUITO 1

COLA DEL
CIRCUITO 1

S.E. CD1
PT = 4200/120
K = 35

S.E. AEROPUERTO
PT = 4160/230
K = 18.08

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) CABEZA	HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) COLA	CAIDA DE TENSION (VOLTIOS)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM	4200.0	10:00 AM	4068.0	132.0	3.14
11:00 AM	4252.5	11:00 AM	4068.0	184.5	4.34
12:00 AM	4200.0	12:00 AM	4031.8	168.2	4.00
01:00 PM	4200.0	01:00 PM	4068.0	132.0	3.14
02:00 PM	4235.0	02:00 PM	4068.0	167.0	3.94
03:00 PM	4235.0	03:00 PM	4077.0	158.0	3.73
04:00 PM	4270.0	04:00 PM	4086.0	184.0	4.31
05:00 PM	4165.0	05:00 PM	4049.9	115.1	2.76
06:00 PM	4200.0	06:00 PM	4022.8	177.2	4.22
07:00 PM	4165.0	07:00 PM	4049.9	115.1	2.76
08:00 PM	4130.0	08:00 PM	3977.6	152.4	3.69
09:00 PM	4165.0	09:00 PM	3995.7	169.3	4.07
10:00 PM	4200.0	10:00 PM	4049.0	151.0	3.60
11:00 PM	4200.0	11:00 PM	4068.0	132.0	3.14
12:00 PM	4235.0	12:00 PM	4086.0	149.0	3.52
01:00 AM	4165.0	01:00 AM	4068.0	97.0	2.33
02:00 AM	4130.0	02:00 AM	4086.0	44.0	1.07
03:00 AM	4200.0	03:00 AM	4068.0	132.0	3.14
04:00 AM	4200.0	04:00 AM	4068.0	132.0	3.14
05:00 AM	4235.0	05:00 AM	4068.0	167.0	3.94
06:00 AM	4182.5	06:00 AM	4049.9	132.6	3.17
07:00 AM	4200.0	07:00 AM	4068.0	132.0	3.14
08:00 AM	4165.0	08:00 AM	4068.0	97.0	2.33
09:00 AM	4200.0	09:00 AM	4013.8	186.2	4.43
09:32 AM	4200.0	09:32 AM	4013.8	186.2	4.43

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) : 4.43

CUADRO 1.2

LECTURA REGISTRO KW CIRCUITO C1 - SAN JUAN

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS)	REGISTRO (REG)	TOTAL KW (REG)* 700	CORRIENTE (AMPER)	CAIDA DE TENSION (%)
09:30 AM		0.440	308.0		
10:00 AM	4200.0	0.455	318.5	48.65	3.14
11:00 AM	4252.5	0.400	280.0	42.24	4.34
12:00 AM	4200.0	0.350	245.0	37.42	4.00
01:00 PM	4200.0	0.320	224.0	34.21	3.14
02:00 PM	4235.0	0.320	224.0	33.93	3.94
03:00 PM	4235.0	0.310	217.0	32.87	3.73
04:00 PM	4270.0	0.380	266.0	39.96	4.31
05:00 PM	4165.0	0.380	266.0	40.97	2.76
06:00 PM	4200.0	0.390	273.0	41.70	4.22
07:00 PM	4165.0	0.430	301.0	46.36	2.76
08:00 PM	4130.0	0.500	350.0	54.36	3.69
09:00 PM	4165.0	0.490	343.0	52.83	4.07
10:00 PM	4200.0	0.420	294.0	44.91	3.60
11:00 PM	4200.0	0.360	252.0	38.49	3.14
12:00 PM	4235.0	0.290	203.0	30.75	3.52
01:00 AM	4165.0	0.200	140.0	21.56	2.33
02:00 AM	4130.0	0.185	129.5	20.11	1.07
03:00 AM	4200.0	0.185	129.5	19.78	3.14
04:00 AM	4200.0	0.170	119.0	18.18	3.14
05:00 AM	4235.0	0.300	210.0	31.81	3.94
06:00 AM	4182.5	0.360	252.0	38.65	3.17
07:00 AM	4200.0	0.410	287.0	43.84	3.14
08:00 AM	4165.0	0.430	301.0	46.36	2.33
09:00 AM	4200.0	0.44	308.0	47.04	4.43
09:32 AM	4200.0				4.43

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) : 4.43

MAXIMA DEMANDA (KW) : 350

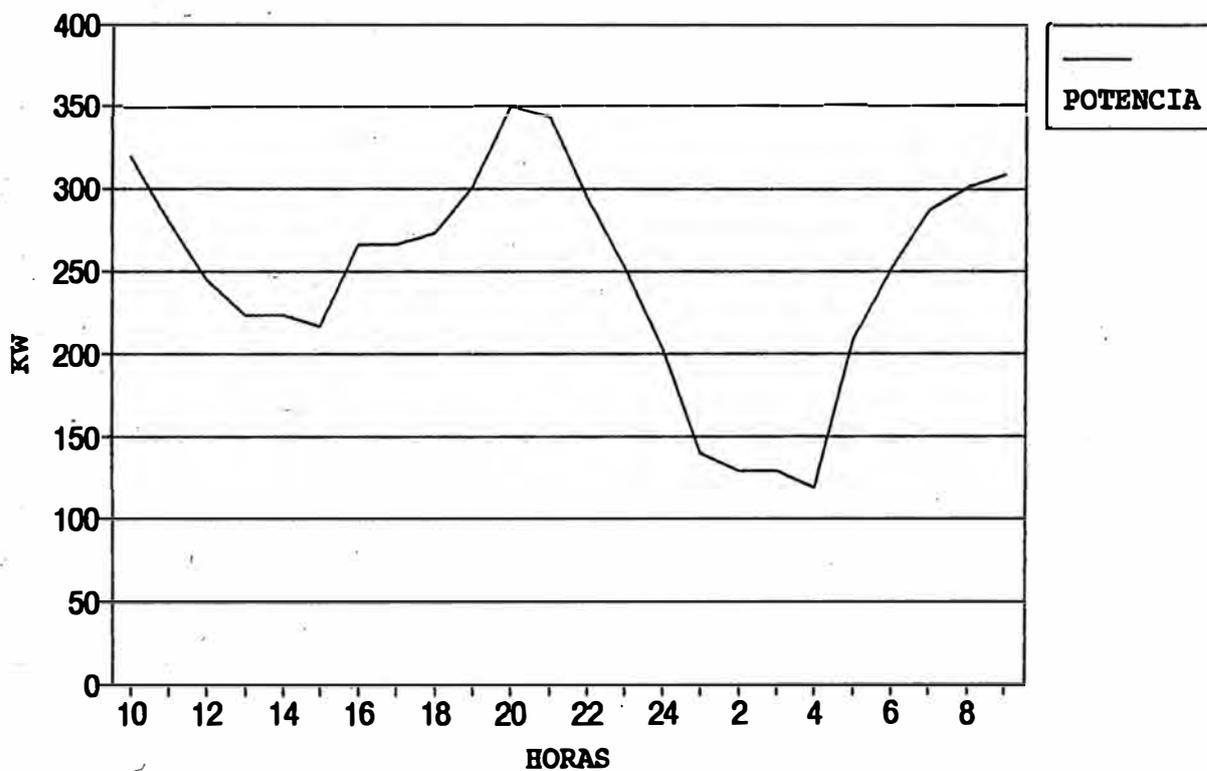
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA : 5932.5

FACTOR DE CARGA : 0.70625

FACTOR DE PERDIDAS : 0.561027

OBSERVACION · LA CAIDA DE TENSION ES ENTRE LA CABEZA Y LA COL DEL CIRCUITO C1

DIAGRAMA DE CARGA DEL CIRCUITO Nro 1 DE SAN JUAN



CUADRO 1.3

CIRCUITO # 1

CUADRO DE LECTURAS DE VOLTAJE Y AMPERAJE TOMADAS EN LAS SES

N° Y NOMBRE DE LA S.E.	HORA	KVA (PLACA)	R. T.	In (ALTA)	In (BAJA)	VOLTAJE MEDIDO	AMPERAJE PROMEDIO	KVA CALC	KW CALC	A1 AMP.	A2 AMP.	A3 AMP.
205 PESCADORES	08:27 PM	2*37.5	DELTA			225	39.33	15	14	39	35	44
	11:25 AM	75	ABIERTO 4160/230	10.41	188.27	226	15.33	6	5	17	15	14
BASE NAVAL								30	27			
	11:06 AM	100	4160/230	0.00	0.00	230	37.67	15	14	44	29	40
AGUA DULCE		1*112.5						90	81			
	01:00 PM	112.5	4160/460	15.61	141.20	445	117.33	90	81	118	118	116
202 P. BLOQUETA (NO HAY CARGA)		1*75										
		75	4160/ 480-240	10.41	90.21 180.42							
CAPITANIA		1*75						15	14			
	11:03 AM	75	4160/230	10.41	188.27	226	10.67	4	4	13	14	5
206 MOTOR POOL	08:37 PM	3*37.5				461	29.00	23	21	26	33	28
	10:30 AM	112.5	4160/ 480-240	15.61	135.32 270.63	479 235	10.83	9	8	11	12	9.5
AEROPUERTO		1*100						50	45			
	10:10 AM	100	4160/230	13.88	251.02	228	39.00	15	14	43	37	37
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA (RAMAL 1)								224	202			
401 PALONAR	08:19 PM	3*25				234	38.33	16	14	33	36	46
	02:05 PM	75	4160/240	10.41	180.42	233	20.67	8	8	23	19	20
402 PEBAL	08:10 PM	3*37.5				235	117.00	48	43	135	147	69
	01:50 PM	112.5	4160/240	15.61	270.63	240	50.33	21	19	49	63	39
403 ZONA "H"	07:55 PM	3*50				233	280.00	113	102	300	300	240
	01:26 PM	150	4160/240	20.82	360.84	240	107.67	45	40	117	109	97
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA (RAMAL 2)								176	159			
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA EN LOS 2 RAMALES								400	360			

CUADRO 1.4

CALIBRE (AWG)	SECCION (mm ²)	RADIO (mm)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	Z (OHM/KM)	PESO Kg/Km (INDECO)	COSTO D CONDUCT (\$/Km)	
	7	10	2.025	1.9609	0.4824	1.9751	89.0	489.50
	5	16	2.550	1.2256	0.4651	1.3058	146.0	803.00
	3	25	3.225	0.7844	0.4474	0.9009	228.0	1254.0
	2	35	3.780	0.5603	0.4354	0.6940	320.0	1760.0
1/0		50	4.530	0.3922	0.4217	0.5368	455.0	2502.5
2/0		70	5.375	0.2801	0.4088	0.4303	639.0	3514.5
3/0		85	5.878	0.2223	0.4021	0.3753	775.0	4262.5
4/0		95	6.300	0.2064	0.3969	0.3588	866.0	4763.0

DISTRIBUCION :	PRIMARIA
TIPO DE CONDUCTOR:	COBRE DESNUDO
DISPOSICION:	
D 1-2	0.63
D 2-3	0.89
D 1-3	1.52
DIST.MEDIA GEOM.(mm)	948.11
TENSION (Kv)	4.2
FACTOR DE POTENCIA :	0.9
FACTOR DE CARGA :	0.706
FACTOR DE PERDIDAS :	0.561
RESIST.(20oC)Ohm.mm ² /Km:	17.90
TEMP. EN CONDUCTOR(oC)	45
RESISTIV.(Ohm.mm ² /Km) :	19.61

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 1 DE SAN JUAN : CIRCUITO ORIGINAL (CON 2 RAMALES)

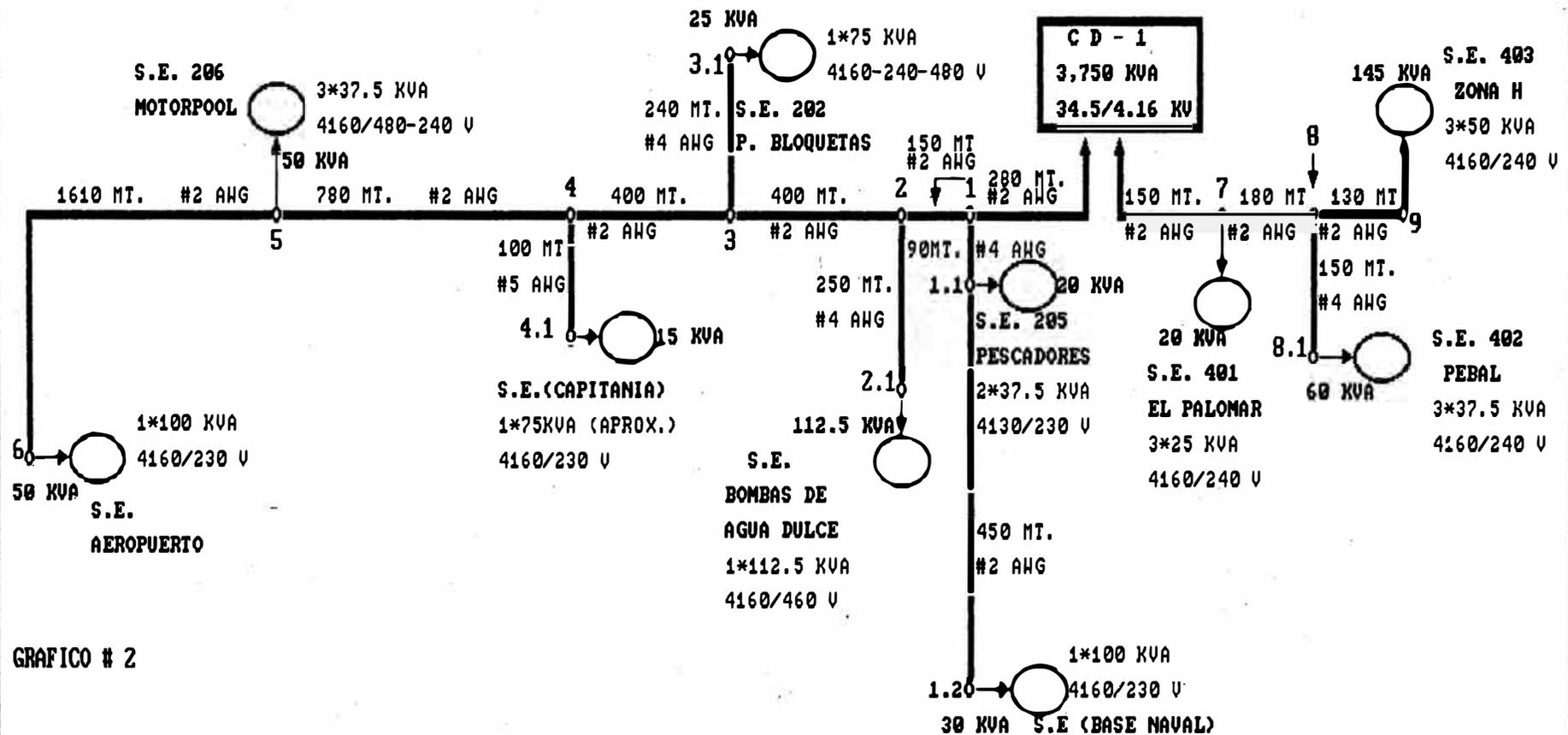


GRAFICO # 2

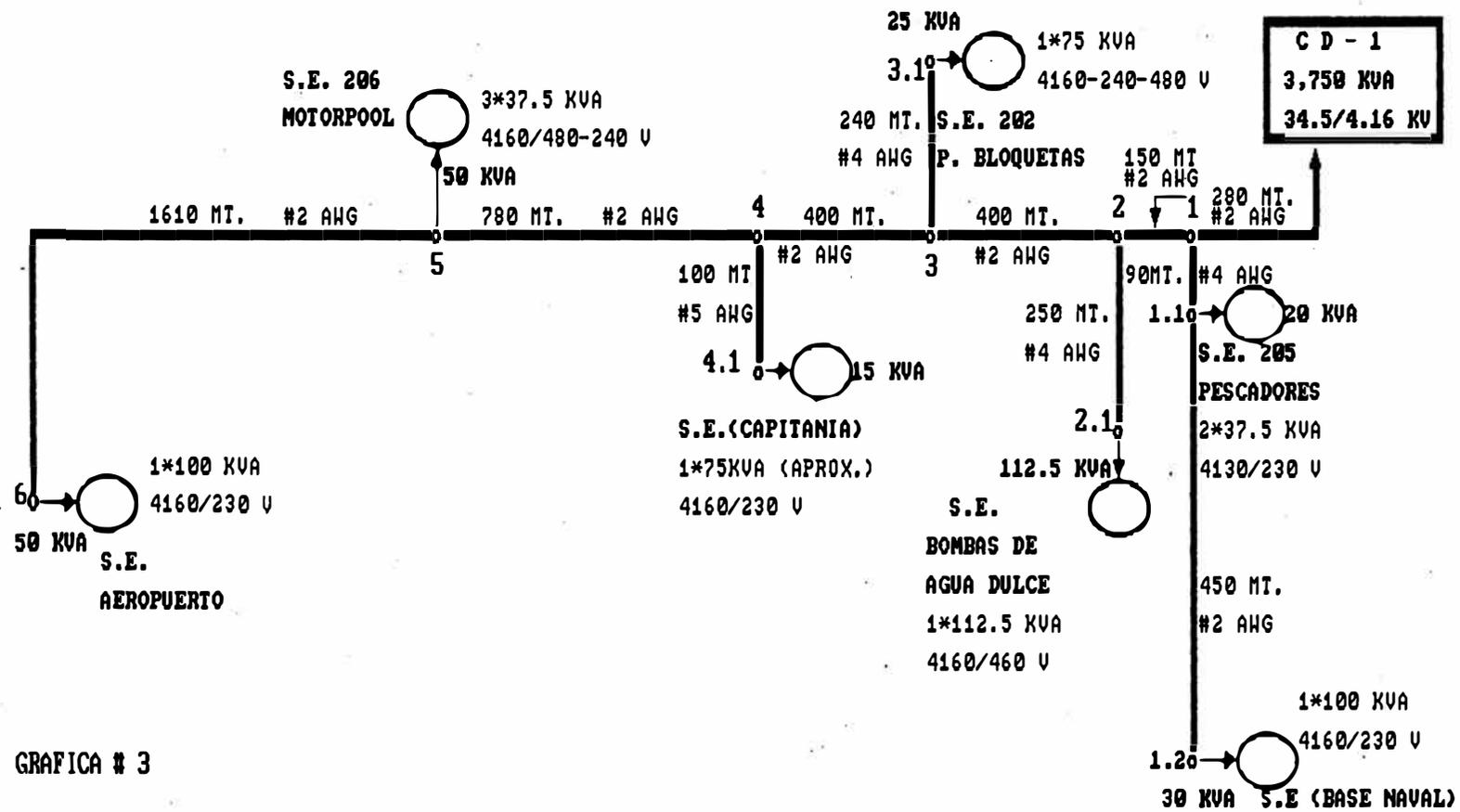
CUADRO 1.6

CIRCUITO C1-2

CUADRO DEL CALCULO DE LAS CAIDAS DE TENSIONES

TRAMO	7	8	8.1	9	TOTAL
P (KVA)	20		60	145	
S P(KVA)	225	205	60	145	225
I (Amperios)	30.93	28.18	8.25	19.93	
L (KM)	0.15	0.18	0.15	0.13	
S P*L	33.75	36.9	9	18.85	
S (mm ²)	35	35	16	35	
DV (%)	0.133	0.145	0.067	0.074	
SUMA DV(%)	0.13	0.28	0.34	0.35	0.35
COSTO LINEAS/TRAMO	\$912	\$1,095	\$435	\$791	\$3,233
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	97.43	97.05	15.16	35.07	245
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	1,185	1,181	184	427	2,977
COSTO DE PERDIDAS US \$	\$59	\$59	\$9	\$21	\$149
COSTO DE PERDIDAS	6.50%	5.39%	2.12%	2.70%	4.60%
COSTO DE LINEAS					

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 1 DE SAN JUAN : CIRCUITO ACTUAL (1 RAMAL)



GRAFICA # 3

En el cuadro 1.4, se muestra una tabla de las secciones de los conductores y sus respectivos valores de resistencia, reactancia e impedancia en Ohm/Km; además su peso en Kg/Km y el costo aproximado del conductor en US \$/Km.

En la gráfica # 3 se muestra el diagrama de cargas del Circuito # 1 con 1 sólo ramal, tal como ha quedado en la actualidad

Debido a que las caídas de tensiones y las pérdidas son bajas en este circuito, no se ha previsto modificar la sección de los conductores.

2.3 Circuito # 2

Este circuito estaba conformado, solamente, por 2 Subestaciones y su recorrido era paralelo al circuito # 3, viéndose por conveniente (Después de haber hecho los cálculos ver Cuadro 2.1), conectar ambas Subestaciones (Zona N y Zona K) al Circuito # 3, dando por resultado una serie de ventajas como el haber recuperado un cantidad apreciable de cable, aisladores, postes y disponer de un interruptor de reserva.

En el cuadro 2.1 se muestra las características del circuito N°2 y las caídas de tensión; y en el gráfico N°4 el diagrama de cargas de dicho circuito.

2.4 Circuito # 3

En este circuito se encuentra conectada toda la zona de Empleados más la zona Comercial, a este Circuito se ha conectado 2 subestaciones que pertenecían al Circuito # 2.

Para este Circuito se muestran 7 Cuadros; en el Cuadro

CUADRO 2.1

CIRCUITO # 2

CUADRO DEL CALCULO DE LAS CAIDAS DE TENSION

TRAMO	1	2	TOTAL
P (KVA)	145	112.5	
Σ P(KVA)	257.5	112.5	257.5
I (AMP)	35.40	15.46	
L (KM)	0.39	0.1	
Σ P*L	100.43	11.25	
S (mm ²)	16	16	
DV (%)	0.74	0.08	
Σ DV(%)	0.74	0.83	0.83
COSTO LINEAS/TRAMO	\$1,130	\$290	\$1,420
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	509	25	534
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	6,199	303	6,502
COSTO DE PERDIDAS/AÑO	\$310	\$15	\$325
COSTO DE PERDIDAS	27.42%	5.23%	22.89%
COSTO DE LINEAS			

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO Nro 2 DE SAN JUAN

**C D - 1
TRANSFO. DE 3,750 KVA
34.5 KV / 4.16 KV**

**350 MT.
5 AWG**

**390 MT.
5 AWG**



**S.E.102
(ZONA K)
3*50 KVA
4160/240 V**

**100 MT.
5 AWG**

**S.E. 103
ZONA N
3*37.5 KVA
4160 / 240 V**



GRAFICO Nro 4

3.1 se muestran los registros de voltaje al comienzo y al final del Circuito, obteniéndose una caída de tensión máxima de 8.52%. De los cálculos efectuados para determinar las caídas de tensión con las secciones del circuito original, se obtiene una caída de tensión máxima de 7.43% que es aproximada a la obtenida en el Cuadro 3.1.

En el Cuadro 3.2 se muestran los registros de Voltaje, Corriente (calculada) y Potencia con el cual se confecciona el Diagrama de carga para este Circuito (Ver gráfica # 5) y cuya máxima demanda es 833 Kw, además se muestra el cálculo del factor de carga y del factor de pérdidas, los cuales se vuelven a mostrar en el Cuadro 3.4, para el cálculo de las caídas de tensión.

En el Cuadro 3.3 se muestra la relación de las Subestaciones pertenecientes al Circuito # 3, con el valor de placa de su transformador, su relación de transformación, su amperaje nominal en alta y en baja, el voltaje y corrientes de las 3 fases medidas en la parte de baja tensión, en horas punta y fuera de punta así como los KVA calculados, los cuales van a servir para el cálculo de las caídas de tensión que se muestran en los Cuadros 3.5, 3.6 y 3.7. La potencia en Kw (ver cuadro 3.3), de todas las SEs asciende, en horas punta, a 813 que es apróx. igual a la Máxima Demanda obtenida del Cuadro 3.2.

Los KVA considerados en cada S.E. para el cálculo de las caídas de tensión son los obtenidos en el cuadro 3.3 más el 25 % ó en su defecto se ha considerado el valor de placa del transformador de la Subestación. En los Cuadros

3.5, 3.6 y 3.7 se ha calculado el costo de las líneas en dólares (por tramos y total), considerando un costo promedio de 5.5 dólares/Kg de conductor de cobre desnudo, además se está calculando las pérdidas totales de energía (Kw-Hr) por mes y por año, así como el costo de estas pérdidas, considerando 5 centavos de dólar el costo del Kw-Hr.

En el cuadro 3.4, se muestra una tabla de las secciones de los conductores y sus respectivos valores de resistencia, reactancia e impedancia en Ohm/Km; además su peso en Kg/Km y el costo aproximado del conductor en US \$/Km.

Para calcular las caídas de tensión se ha empleado una hoja de cálculo, en la cual solamente se efectúa variaciones en la sección de los conductores y automáticamente se calcula las caídas de tensión en los diferentes tramos del Circuito.

Caso 1 : Se ha considerado las Subestaciones originales y el calibre original de los cable; la máxima caída de tensión obtenida ha sido 7.43%. Los cálculos se muestran en el Cuadro 3.5; el costo de las pérdidas es aprox. 6,903 dólares que representa el 35.72% del costo total de las líneas, lo cual es excesivo. La potencia total considerada en este Circuito es 857.5 KVA, muy superior a los apróx. 694 KVA que suman todas las subestaciones en el Cuadro 3.3 (en horas punta), sin considerar a las ex-subestaciones del Circuito N°2, se ha considerado esa carga previendo futuros aumentos en ésta.

CUADRO 3.1

CUADRO DONDE SE MUESTRA LA CAIDA DE TENSION ENTRE LA S.E. CD1 (COMIENZO DE CIRCUITO C3) Y LA COLA DEL CIRCUITO C3

CABEZA DEL
CIRCUITO 3

COLA DEL
CIRCUITO 3

REG. DE VOLTAJE
S.E. CD1
PT = 4200/120
K = 35

REG. DE VOLTAJE
S.E. MARIA REICH
PT = 4160/230
K = 18.08

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) CABEZA	HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) COLA	CAIDA DE TENSION (VOLTIOS)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM	4200.0	10:00 AM			
11:00 AM	4235.0	11:00 AM	4022.8	212.2	5.01
12:00 AM	4130.0	12:00 AM	3977.6	152.4	3.69
01:00 PM	4252.5	01:00 PM	4077.0	175.5	4.13
02:00 PM	4287.5	02:00 PM	4158.4	129.1	3.01
03:00 PM	4235.0	03:00 PM	4113.2	121.8	2.88
04:00 PM	4305.0	04:00 PM	4113.2	191.8	4.46
05:00 PM	4200.0	05:00 PM	4022.8	177.2	4.22
06:00 PM	4200.0	06:00 PM	3977.6	222.4	5.30
07:00 PM	4200.0	07:00 PM	3977.6	222.4	5.30
08:00 PM	4130.0	08:00 PM	3778.0	352.0	8.52
09:00 PM	4200.0	09:00 PM	3887.2	312.8	7.45
10:00 PM	4200.0	10:00 PM	3932.0	268.0	6.38
11:00 PM	4235.0	11:00 PM	4022.8	212.2	5.01
12:00 PM	4235.0	12:00 PM	4068.0	167.0	3.94
01:00 AM	4165.0	01:00 AM	4068.0	97.0	2.33
02:00 AM	4200.0	02:00 AM	4068.0	132.0	3.14
03:00 AM	4217.5	03:00 AM	4068.0	149.5	3.54
04:00 AM	4270.0	04:00 AM	4122.2	147.8	3.46
05:00 AM	4270.0	05:00 AM	4122.2	147.8	3.46
06:00 AM	4235.0	06:00 AM	4068.0	167.0	3.94
07:00 AM	4200.0	07:00 AM	3941.4	258.6	6.16
08:00 AM	4200.0	08:00 AM	3923.4	276.6	6.59
09:00 AM	4235.0	09:00 AM	4031.8	203.2	4.80
09:32 AM	4165.0	09:32 AM	3887.2	277.8	6.67

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)

8.52

CUADRO 3.2

LECTURA REGISTRO KW CIRCUITO C3 - SAN JUAN

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS)	REGISTRO (REG)	TOTAL KW (REG)* 1400	CORRIENTE (AMPER)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM	4200.0	0.400	560	85.53	
11:00 AM	4235.0	0.310	434	65.74	5.01
12:00 AM	4130.0	0.250	350	54.36	3.69
01:00 PM	4252.5	0.210	294	44.35	4.13
02:00 PM	4287.5	0.190	266	39.80	3.01
03:00 PM	4235.0	0.190	266	40.29	2.88
04:00 PM	4305.0	0.200	280	41.72	4.46
05:00 PM	4200.0	0.325	455	69.50	4.22
06:00 PM	4200.0	0.335	469	71.63	5.30
07:00 PM	4200.0	0.420	588	89.81	5.30
08:00 PM	4130.0	0.490	686	106.55	8.52
09:00 PM	4200.0	0.595	833	127.23	7.45
10:00 PM	4200.0	0.500	700	106.92	6.38
11:00 PM	4235.0	0.390	546	82.71	5.01
12:00 PM	4235.0	0.330	462	69.98	3.94
01:00 AM	4165.0	0.320	448	69.00	2.33
02:00 AM	4200.0	0.270	378	57.74	3.14
03:00 AM	4217.5	0.250	350	53.24	3.54
04:00 AM	4270.0	0.250	350	52.58	3.46
05:00 AM	4270.0	0.245	343	51.53	3.46
06:00 AM	4235.0	0.355	497	75.28	3.94
07:00 AM	4200.0	0.400	560	85.53	6.16
08:00 AM	4200.0	0.420	588	89.81	6.59
09:00 AM	4235.0	0.435	609	92.25	4.80
09:32 AM	4165.0				6.67

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) : 8.52

MAXIMA DEMANDA (KW) : 833

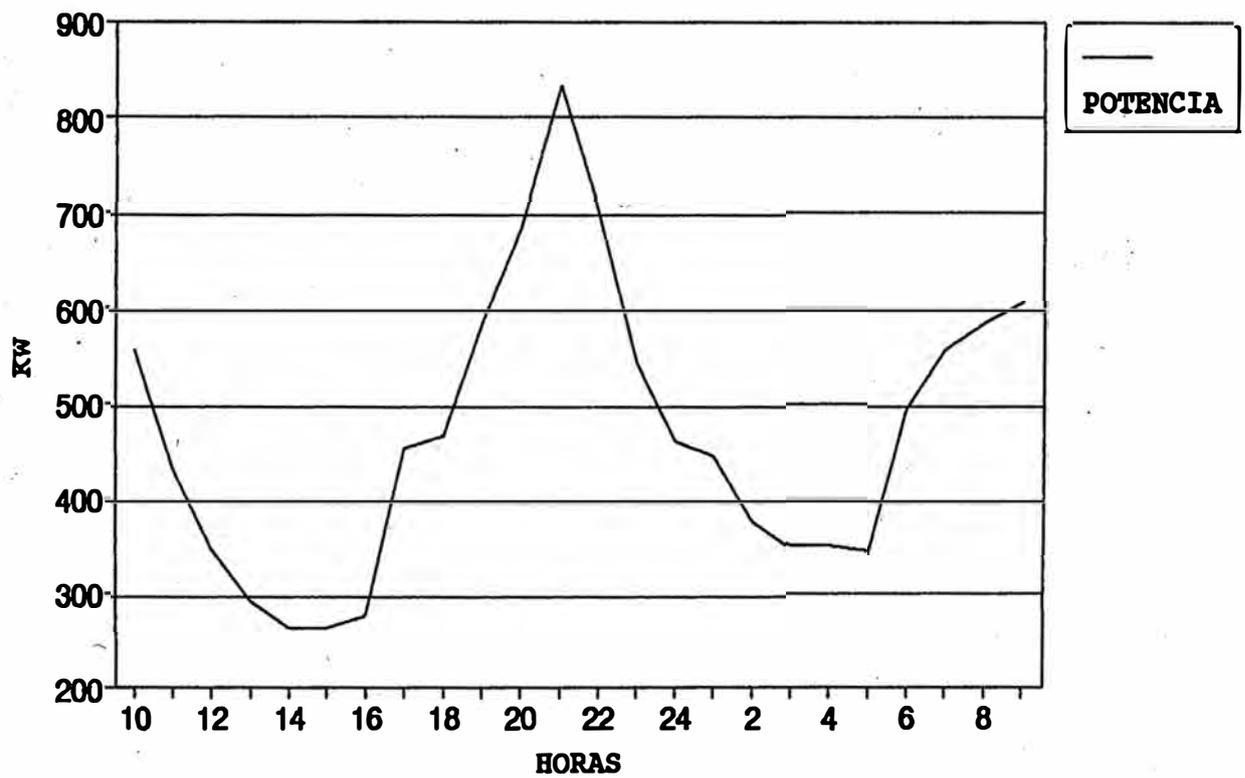
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA : 11312

FACTOR DE CARGA : 0.565826

FACTOR DE PERDIDAS : 0.39386

OBSERVACION LA CAIDA DE TENSION ES ENTRE LA CABEZA Y LA COLA DEL CIRCUITO C3

DIAGRAMA DE CARGA DEL CIRCUITO Nro 3 DE SAN JUAN



CUADRO 3.3

CIRCUITO # 3

CUADRO DE LECTURAS DE VOLTAJE Y AMPERAJE TOMADAS EN LAS SES

N° 6 NOMBRE DE LA SE	HORA	KVA (PLACA)	R. T.	In (ALTA)	In (BAJA)	VOLT MED.	AMPERAJE PROMEDIO	KVA CALC	KW CALC	A1 AMP.	A2 AMP.	A3 AMP.
301 CINE BAHIA	07:30 PM	3*37.5				238	244.67	101	91	238	235	261
	02:05 PM	112.5	4160/240	15.61	270.63	249	96.00	41	37	110	83	95
101 GRAÑA	07:46 PM	3*50				225	266.00	104	93	282	240	276
	02:05 PM	150	4160/ 240-120	20.82	360.84 721.69	232	135.33	54	49	150	112	144
102 ZONA "R" (**)	08:01 PM	3*50				225	294.67	115	103	307	288	289
	01:00 PM	150	4160/240	20.82	360.84	238	82.00	34	30	93	79	74
103 ZONA "N" (**)	08:08 PM	3*37.5				228	237.33	94	84	226	252	234
	02:30 PM	112.5	4160/240	15.61	270.6	235	61.33	25	22	60	55	69
302 ZONA "P"	08:35 PM	3*167				214	386.67	143	129	390	380	390
	11:10 AM	501	4160/240	69.53	1205.2	228	221.67	88	79	230	229	206
303 MANTENIM.	08:15 PM	3*50				217	231.67	87	78	228	256	211
	01:45	150	4160/240	20.82	360.8	237	101.33	42	37	115	97	92
305 ZONA "P"	08:25 PM	3*37.5				220	148.33	57	51	165	140	140
	11:00 AM	112.5	4160/240	15.61	270.6	235	78.33	32	29	91	75	69
306 ZONA "P"	08:00 PM	1*160				217	286.67	108	97	313	252	295
	10:45 AM	160	4160/230	22.21	401.6	230	144.00	57	52	160	120	152
MARIA REICH	08:33 PM	1*320				214	257.33	95	86	331	221	220
	10:21 AM	320	4160/230	44.41	803.3	225	183.33	71	64	256	99	195
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA								903	813			

(**) : ESTAS SUBESTACIONES PERTENECIAN AL CIRCUITO # 2

CUADRO 3.4

CIRCUITO # 3

CALIBRE (AWG)	SECCION (mm ²)	RADIO (mm)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	Z (OHM/KM)	PESO Kg/Km (INDECO)	COSTO D CONDUCT (\$/Km)	
	7	10	2.025	1.9609	0.4824	1.9751	89.0	489.50
	5	16	2.550	1.2256	0.4651	1.3058	146.0	803.00
	3	25	3.225	0.7844	0.4474	0.9009	228.0	1254.0
	2	35	3.780	0.5603	0.4354	0.6940	320.0	1760.0
1/0		50	4.530	0.3922	0.4217	0.5368	455.0	2502.5
2/0		70	5.375	0.2801	0.4088	0.4303	639.0	3514.5
3/0		85	5.878	0.2223	0.4021	0.3753	775.0	4262.5
4/0		95	6.300	0.2064	0.3969	0.3588	866.0	4763.0

DISTRIBUCION :	PRIMARIA
TIPO DE CONDUCTOR:	COBRE DESNUDO
DISPOSICION:	
D 1-2	0.63
D 2-3	0.89
D 1-3	1.52
DIST.MEDIA GEOM.(mm) :	948.11
TENSION (Kv) :	4.2
FACTOR DE POTENCIA :	0.9
FACTOR DE CARGA :	0.566
FACTOR DE PERDIDAS :	0.394
RESIST.(20oC)Ohm.mm ² /Km:	17.9
TEMP. EN CONDUCTOR(oC) :	45
RESISTIV.(Ohm.mm ² /Km) :	19.61

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 3 DE SAN JUAN : CASO # 1

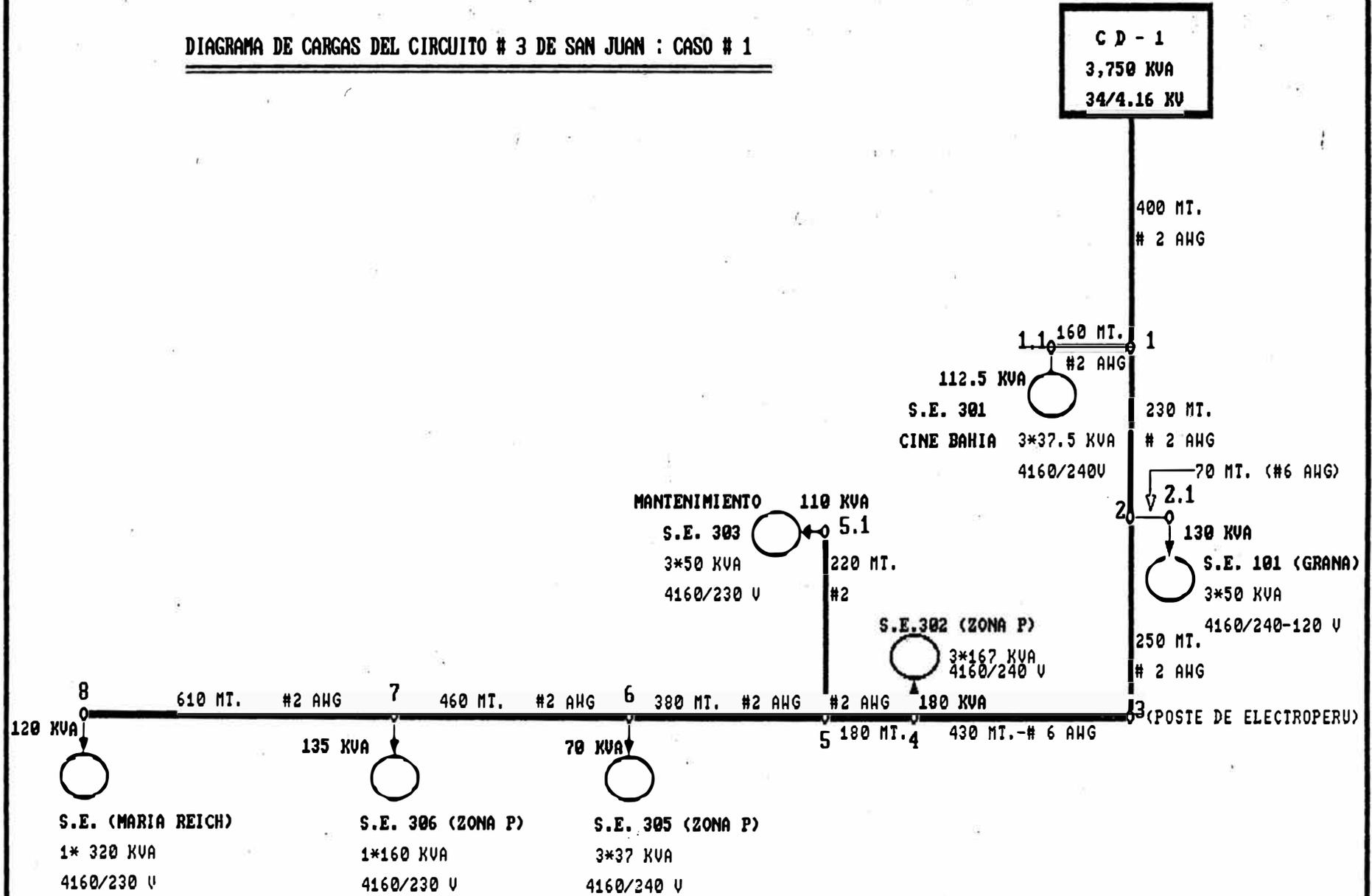


GRAFICO # 6

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 3 DE SAN JUAN : CASO # 2

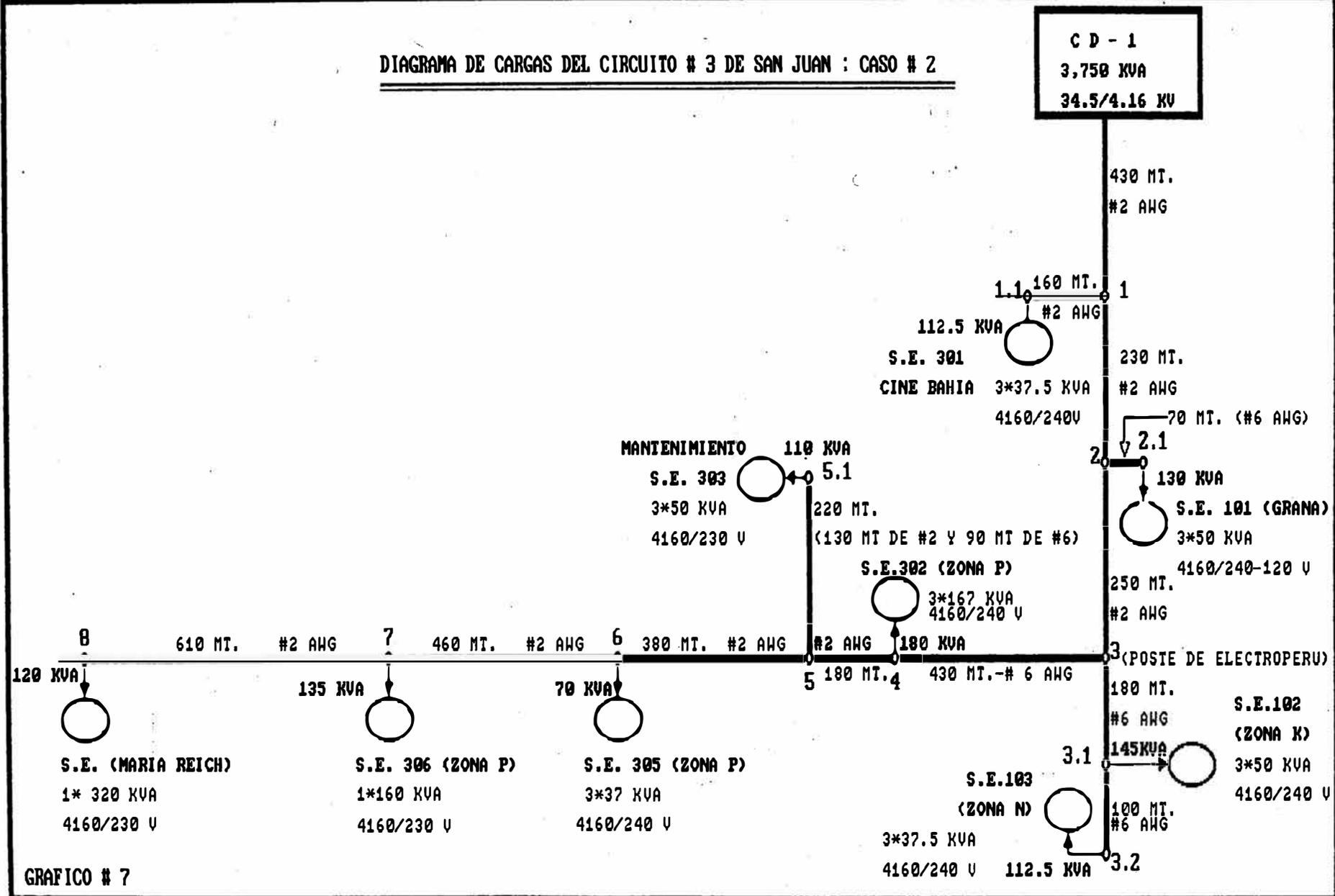


GRAFICO # 7

CUADRO 3.7

CIRCUITO # 3 : CASO 3

CUADRO DEL CALCULO DE LAS CAIDAS DE TENSION : SECCIONES MODIFICADAS

TRAMO	1	1.1	2	2.1	3	3.1	3.2	4	5	5.1	6	7	8	TOTAL
P (KVA)		112.5		130		145	112.5	180		110	70	135	120	
Σ P(KVA)	1115	112.5	1002.5	130	872.5	257.5	112.5	615	435	110	325	255	120	1115
I (AMP)	153.27	15.46	137.81	17.87	119.94	35.40	15.46	84.54	59.80	15.12	44.68	35.05	16.50	
L (KM)	0.43	0.17	0.23	0.07	0.25	0.2	0.12	0.45	0.18	0.24	0.4	0.48	0.63	
Σ P*L	479.45	19.13	230.58	9.10	218.13	51.50	13.50	276.75	78.30	26.40	130.00	122.40	75.60	
S (mm2)	95	35	85	16	85	35	16	70	50	35	35	35	35	
DV (%)	0.98	0.08	0.49	0.07	0.46	0.20	0.10	0.68	0.24	0.10	0.51	0.48	0.30	
Σ DV(%)	0.98	1.05	1.47	1.53	1.93	2.13	2.23	2.60	2.84	2.95	3.35	3.84	4.13	4.13
COSTO LINEAS/TRAMO	\$6,901	\$1,034	\$3,346	\$203	\$3,637	\$1,217	\$348	\$5,537	\$1,577	\$1,460	\$2,433	\$2,920	\$3,832	\$34,444
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	1,774	19	857	23	706	119	30	766	215	26	381	281	82	5,280
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	21,583	236	10,430	284	8,587	1,453	364	9,326	2,613	318	4,630	3,420	994	64,238
COSTO DE PERDIDAS/AÑO	\$1,079	\$12	\$522	\$14	\$429	\$73	\$18	\$466	\$131	\$16	\$231	\$171	\$50	\$3,212
COSTO DE PERDIDAS	15.64%	1.14%	15.59%	6.99%	11.81%	5.97%	5.23%	8.42%	8.28%	1.09%	9.51%	5.86%	1.30%	9.32%
COSTO DE LINEAS														
INVERSION DE LINEAS	\$6,901		\$3,346	\$203	\$3,637	\$1,217	\$348	\$5,537	\$1,577					\$22,765
AHORRO DE PERDIDAS	\$1,850		\$745	\$9	\$613	\$182	\$11	\$2,798	\$56					\$6,263
RECUPERACION DE CAPITAL	4		4	24	6	7	32	2	28					4

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 3 DE SAN JUAN : CASO # 3

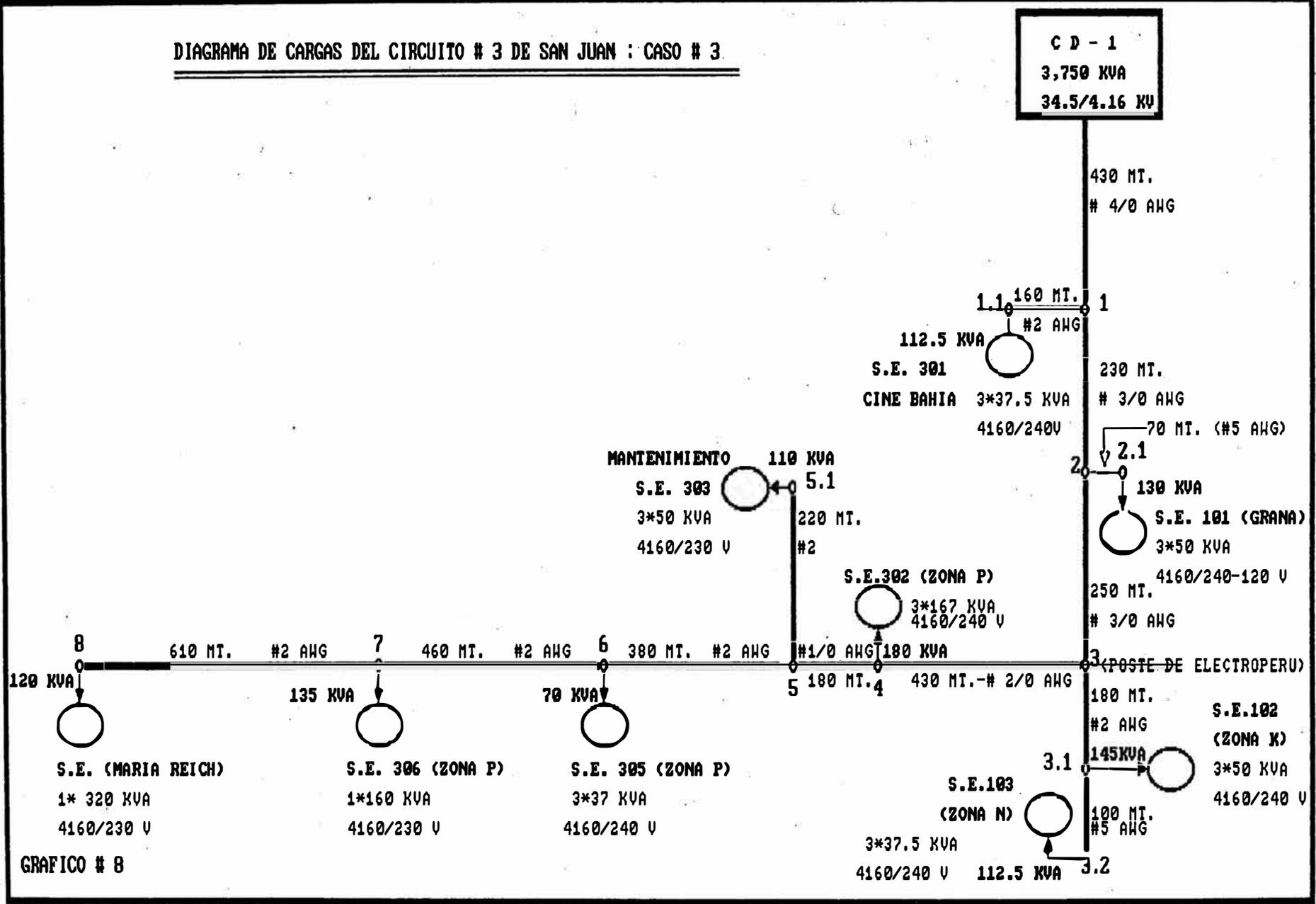


GRAFICO # 8

Caso 2 : En este caso se incluyen las ex-subestaciones del Circuito N°2. La máx. caída de tensión calculada es 8.35% (no se ha variado la sección de los cables) y se muestra en el cuadro 3.6, el costo de las líneas es de US \$ 19,955, las pérdidas US \$ 9,475 que equivalen al 47.48% del costo de las líneas. La carga total del circuito es de 1,115 Kva superior en 20% a la carga total de las subestaciones en horas punta (ver cuadro 3.3).

Caso 3 : Debido a que la caída de tensión y pérdidas obtenidas en el Caso 2 (ver Cuadro 3.6) son altas, se va efectuar otra simulación para determinar los calibres más adecuados en los tramos del Circuito, de tal manera que la caída de tensión esté en rangos permisibles, así como las pérdidas. Se ha efectuado una simulación en la hoja de cálculo, variando la sección de los conductores en algunos tramos del circuito hasta conseguir una caída de tensión aceptable, la máxima caída de tensión obtenida es 4.13% (ver cuadro 3.7). El costo de las pérdidas equivalen a US \$ 3,212 y representan el 9.32% del costo de las líneas. Las pérdidas han disminuido de 189,500 Kw-hr a 64,238 que equivale a un ahorro anual de US \$ 6,263; la inversión de las líneas es US \$ 22,765, por lo que la recuperación se logra en , apróx., 4 años.

2.5 Circuito # 4

En este circuito se encontraba conectada, solamente, la zona de Funcionarios, las Oficinas de Shougang en el área de San Juan y la estación de Bombas de Agua Salada (los servicios higiénicos de las viviendas en el área de San

Juan usan agua salada, debido a la escasez de agua dulce. El agua salada es bombeada hacia unos tanques de almacenamiento, ubicados en las partes altas de San Juan, y desde ahí es distribuida, el agua, hacia las viviendas). Posteriormente se añadió a este circuito 3 subestaciones que pertenecían al Circuito # 1 (segundo ramal).

Para este Circuito se muestran 3 Cuadros; en el Cuadro 4.1 se muestran los registros de voltaje al comienzo y al final del Circuito, obteniéndose una caída de tensión máxima de 2.79 %. De los cálculos efectuados para determinar las caídas de tensión con las secciones de los cables originales, se obtiene una caída de tensión máxima de 2.51 % (ver Cuadro 4.6) que es aproximada a la obtenida en el Cuadro 4.1.

En el Cuadro 4.2 se muestran los registros de Voltaje, Corriente (calculada) y Potencia con el cual se confecciona el Diagrama de carga para este Circuito y cuya máxima demanda es 686 Kw, además se muestran los valores del factor de carga y del factor de pérdidas, los cuales se vuelven a mostrar en el Cuadro 4.5 para el cálculo de las caídas de tensión.

En el Cuadro 4.3 se muestra la relación de las Subestaciones pertenecientes al Circuito # 4 (sin considerar a las ex-subestaciones del Circuito # 1, éstas se muestran en el cuadro 4.4), con el valor de placa de su transformador, su relación de transformación, su amperaje nominal en alta y en baja, el voltaje y corrientes de las 3 fases medidas en la parte de baja tensión, en horas

punta y fuera de punta así como los KVA calculados, los cuales van a servir para el cálculo de las caídas de tensiones que se muestran en los cuadros 4.6, 4.7 y 4.8. La potencia en horas punta de todas las SEs mostradas en el Cuadro 4.3 (sin considerar las ex SEs del Circuito # 1) asciende a 671 Kw, que es apróx. igual a la Máxima Demanda obtenida del Cuadro 4.2.

Debido a que la máxima caída de tensión obtenida (2.51%) no es excesiva (ver cuadro 4.6), se decidió conectar las 3 subestaciones que pertenecían al ramal 2 del Circuito # 1, además estas subestaciones van a ser conectadas al comienzo del Circuito # 4, por lo que no se va a elevar demasiado la caída de tensión, como se verá posteriormente. También por la ubicación de la SE 412 de la zona M, se modificó su conexión inicial (ver gráfico N°10), conectándola como se muestra en el gráfico N°11 y N°12.

En el Cuadro 4.4 se muestra la relación de SEs que pertenecían al Circuito # 1, igualmente, se muestran con el valor de placa del transformador de la SE, su relación de transformación, su amperaje nominal en alta y en baja, el voltaje y corrientes de las 3 fases medidas en la parte de baja tensión, en horas punta y fuera de punta así como los KVA calculados, los cuales van a servir para el cálculo de las caídas de tensiones que se muestran en el Cuadro 4.7.

En el cuadro 4.6 se calculan las caídas de tensión considerando, solamente, las subestaciones originales del

Circuito 4, la máxima caída de tensión obtenida ha sido 2.51 %.

En el cuadro 4.7 se calculan las caídas de tensión considerando las subestaciones originales del Circuito # 4 más las que se han añadido del circuito # 1 ; la máxima caída de tensión obtenida en esta configuración es 2.67%, la cual es considerada aceptable, pero en los tramos 1, 2 y 3 las pérdidas sobrepasan el 20% del costo de las líneas, por lo que se efectúa otra simulación aumentando la sección en esos tramos hasta 4/0 (ver cuadro 4.8). En este cuadro se observa que las pérdidas disminuyen de 8.43 % a 6.90 %, la inversión en las líneas es de US \$6,741 y el ahorro de US \$ 378/año y la recuperación del capital de logra en apróx. 18 años. La máxima caída de tensión obtenida en el cuadro 4.8 es 2.49%.

Los KVA considerados en las simulaciones se han tomado del Cuadro 4.3 y 4.4 más el 25 % ó en su defecto se ha considerado el valor de placa del transformador de la Subestación. En los Cuadros 4.6, 4.7 y 4.8, también, se ha calculado el costo de las líneas en dólares (por tramos y total), considerando un costo promedio de 5.5 dólares/Kg de conductor de cobre desnudo, además se está calculando las pérdidas totales de energía (Kw-Hr) por mes y por año, así como el costo de estas pérdidas, considerando 5 centavos de dólar el costo del Kw-Hr.

Para calcular las caídas de tensiones se ha empleado una hoja de cálculo, en la cual solamente se efectúa variaciones en la sección de los conductores y

CUADRO 4.1

CUADRO DONDE SE MUESTRA LA CAIDA DE TENSION ENTRE LA S.E. CD1 (COMIENZO DE CIRCUITO C4) Y LA COLA DEL CIRCUITO C4

CABEZA DEL
CIRCUITO 4

COLA DEL
CIRCUITO 4

S.E. CD1
PT = 4200/120
K = 35

S.E. 413 P. HERMOSA
PT = 4160/230
K = 18.08

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) CABEZA	HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) COLA	CAIDA DE TENSION (VOLTIOS)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM		10:00 AM			
11:00 AM	4182.5	11:00 AM	4068.0	114.5	2.74
12:00 AM	4235.0	12:00 AM	4158.4	76.6	1.81
01:00 PM	4235.0	01:00 PM	4194.6	40.4	0.95
02:00 PM	4270.0	02:00 PM	4230.7	39.3	0.92
03:00 PM	4235.0	03:00 PM	4194.6	40.4	0.95
04:00 PM	4200.0	04:00 PM	4122.2	77.8	1.85
05:00 PM	4235.0	05:00 PM	4158.4	76.6	1.81
06:00 PM	4130.0	06:00 PM	4104.2	25.8	0.63
07:00 PM	4165.0	07:00 PM	4068.0	97.0	2.33
08:00 PM	4130.0	08:00 PM	4068.0	62.0	1.50
09:00 PM	4147.5	09:00 PM	4031.8	115.7	2.79
10:00 PM	4165.0	10:00 PM	4068.0	97.0	2.33
11:00 PM	4217.5	11:00 PM	4122.2	95.3	2.26
12:00 PM	4217.5	12:00 PM	4158.4	59.1	1.40
01:00 AM	4200.0	01:00 AM	4158.4	41.6	0.99
02:00 AM	4270.0	02:00 AM	4230.7	39.3	0.92
03:00 AM	4235.0	03:00 AM	4230.7	4.3	0.10
04:00 AM	4270.0	04:00 AM	4248.8	21.2	0.50
05:00 AM	4270.0	05:00 AM	4212.6	57.4	1.34
06:00 AM	4235.0	06:00 AM	4176.5	58.5	1.38
07:00 AM	4235.0	07:00 AM	4140.3	94.7	2.24
08:00 AM	4200.0	08:00 AM	4140.3	59.7	1.42
09:00 AM	4200.0	09:00 AM	4158.4	41.6	0.99

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) :

2.79

CUADRO 4.2

LECTURA REGISTRO KW CIRCUITO C4 - SAN JUAN

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS)	REGISTRO (REG)	TOTAL KW (REG)* 1400	CORRIENTE (AMPER)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM		0.440	616		
11:00 AM	4182.5	0.400	560	85.89	2.74
12:00 AM	4235.0	0.350	490	74.22	1.81
01:00 PM	4235.0	0.320	448	67.86	0.95
02:00 PM	4270.0	0.320	448	67.30	0.92
03:00 PM	4235.0	0.320	448	67.86	0.95
04:00 PM	4200.0	0.345	483	73.77	1.85
05:00 PM	4235.0	0.370	518	78.46	1.81
06:00 PM	4130.0	0.380	532	82.63	0.63
07:00 PM	4165.0	0.390	546	84.10	2.33
08:00 PM	4130.0	0.490	686	106.55	1.50
09:00 PM	4147.5	0.490	686	106.10	2.79
10:00 PM	4165.0	0.440	616	94.88	2.33
11:00 PM	4217.5	0.390	546	83.05	2.26
12:00 PM	4217.5	0.345	483	73.47	1.40
01:00 AM	4200.0	0.320	448	68.43	0.99
02:00 AM	4270.0	0.300	420	63.10	0.92
03:00 AM	4235.0	0.290	406	61.50	0.10
04:00 AM	4270.0	0.280	392	58.89	0.50
05:00 AM	4270.0	0.320	448	67.30	1.34
06:00 AM	4235.0	0.385	539	81.65	1.38
07:00 AM	4235.0	0.475	665	100.73	2.24
08:00 AM	4200.0	0.440	616	94.09	1.42
09:00 AM	4200.0	0.450	630	96.23	0.99
09:32 AM					

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) : 2.79

MAXIMA DEMANDA (KW) : 686

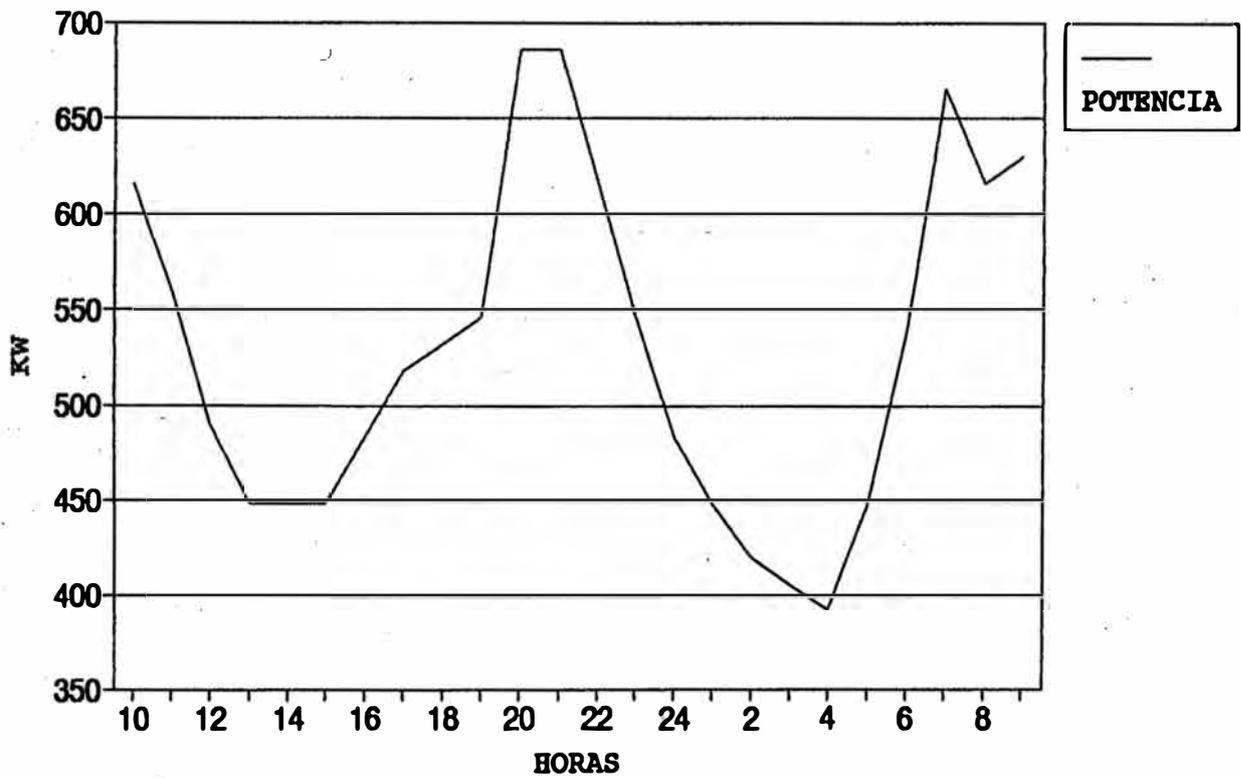
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA : 12670

FACTOR DE CARGA : 0.769558

FACTOR DE PERDIDAS : 0.645421

OBSERVACION LA CAIDA DE TENSION ES ENTRE LA CABEZA Y LA COLA DEL CIRCUITO C4

DIAGRAMA DE CARGA DEL CIRCUITO Nro 4 DE SAN JUAN



CUADRO 4.3

CIRCUITO # 4 :

CUADRO DE LECTURAS DE VOLTAJE Y AMPERAJE TOMADAS EN LAS SES

N° ó NOMBRE DE LA SE	HORA	KVA (PLACA)	R. T.	In (ALTA)	In (BAJA)	VOLT MED.	AMPERAJE PROMEDIO	KVA CALC	KW CALC	A1 AMP.	A2 AMP.	A3 AMP.
412 ZONA "M"	08:23 PM	3*50				229	189.67	75	68	207	163	199
	03:10 PM	150	4160/240	20.82	360.8	236	68.33	28	25	72	61	72
411 FRENTE A LA IGLESIA	08:29 PM	3*50				230	132.33	53	47	112	140	145
	02:43 PM	150	4160/240	20.82	360.8	237	68.00	28	25	63	75	66
HOSPITAL	07:58 PM	3*75				222	135.33	52	47	222	123	61
	02:56 PM	225	4160/240	31.23	541.3	226	197.67	77	70	227	179	187
405 COMEDOR	07:53 PM	3*50				230	108.00	43	39	103	119	102
	02:25 PM	150	4160/240	20.82	360.8	236	127.33	52	47	122	128	132
406 P. HERMOSA	08:41 PM	3*37.5				230	168.00	67	60	180	155	169
	02:06 PM	112.5	4160/240	15.61	270.6	239	71.33	30	27	83	72	59
407 P. HERMOSA	08:50 PM	3*50				234	74.00	30	27	72	102	48
	02:00 PM	150	4160/240	20.82	360.8	240	26.00	11	10	22	33	23
408 P. HERMOSA	08:01 PM	3*37.5				231	107.00	43	39	98	131	92
	01:46 PM	112.5	4160/240	15.61	270.6	237	40.00	16	15	33	58	29
409 P. HERMOSA	08:57 PM	3*50				230	154.00	61	55	136	178	148
	11:12 AM	150	4160/240	20.82	360.8	232	82.00	33	30	100	92	54
CASA GERENCIA	09:00 PM	1*50				247	27.33	11	10	45	37	
	11:15 AM	50	4160/240	6.94	120.3	CON NEU 126					CON NEUTRO	
410 ZONA "G" INTERMEDIA	09:05 PM	2*50				245	93.67	40	36	109	121	51
	10:56 AM	100	4160/240	13.88	240.6	232	80.33	32	29	91	115	35
413 ZONA "G" ALTA	07:25 PM	3*50				222	77.33	30	27	57	126	49
	10:24 AM	150	4160/230	20.82	376.5	232	49.33	20	18	47	63	38
	07:28 PM	1*37.5	4160/230	5.20	94.1	230	27.33	19	17	82		
BOMBAS DE AGUA SALADA			4160					220 0	200 0	109 91	121 115	51 35
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA								744	671			

CUADRO 4.4

CIRCUITO # 4 :

CUADRO DE LECTURAS DE VOLTAJE Y AMPERAJE TOMADAS EN LAS SES

N° Ó NOMBRE DE LA SE	HORA	KVA (PLACA)	R. T.	In (ALTA)	In (BAJA)	VOLT MED.	AMPERAJE PROMEDIO	KVA CALC	KW CALC	A1 AMP.	A2 AMP.	A3 AMP.
401 PALOMAR (**)	08:19 PM	3*25				234	38.33	16	14	33	36	46
	02:05 PM	75	4160/240	10.41	180.42	233	20.67	8	8	23	19	20
402 PEBAL (**)	08:10 PM	3*37.5				235	117.00	48	43	135	147	69
	01:50 PM	112.5	4160/240	15.61	270.63	240	50.33	21	19	49	63	39
403 ZONA "H" (**)	07:55 PM	3*50				233	280.00	113	102	300	300	240
	01:26 PM	150	4160/240	20.82	360.84	240	107.67	45	40	117	109	97
POTENCIAS DE LAS EX SUBESTACIONES DEL CIRCUITO # 1 EN HORAS PUNTA								176	159			
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA								920	830			

(**) : ESTAS SUBESTACIONES PERTENECIAN AL CIRCUITO # 1

CUADRO 4.5

CIRCUITO # 4

CALIBRE (AWG)	SECCION (mm ²)	RADIO (mm)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	Z (OHM/KM)	PESO Kg/Km (INDECO)	COSTO D CONDUCT (\$/Km)	
	7	10	2.025	1.9609	0.4824	1.9751	89.0	489.50
	5	16	2.550	1.2256	0.4651	1.3058	146.0	803.00
	3	25	3.225	0.7844	0.4474	0.9009	228.0	1254.0
	2	35	3.780	0.5603	0.4354	0.6940	320.0	1760.0
1/0		50	4.530	0.3922	0.4217	0.5368	455.0	2502.5
2/0		70	5.375	0.2801	0.4088	0.4303	639.0	3514.5
3/0		85	5.878	0.2223	0.4021	0.3753	775.0	4262.5
4/0		95	6.300	0.2064	0.3969	0.3588	866.0	4763.0

DISTRIBUCION : PRIMARIA
TIPO DE CONDUCTOR: COBRE DESNUDO
DISPOSICION:
D 1-2 0.63
D 2-3 0.89
D 1-3 1.52
DIST.MEDIA GEOM.(mm) : 948.11
TENSION (Kv) : 4.2
FACTOR DE POTENCIA : 0.9
FACTOR DE CARGA : 0.565826
FACTOR DE PERDIDAS : 0.393859
RESIST.(20oC)Ohm.mm²/Km: 17.9
TEMP. EN CONDUCTOR(oC) : 45
RESISTIV.(Ohm.mm²/Km) : 19.60945

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO

4 DE SAN JUAN (CIRCUITO ORIGINAL)

CASO 1

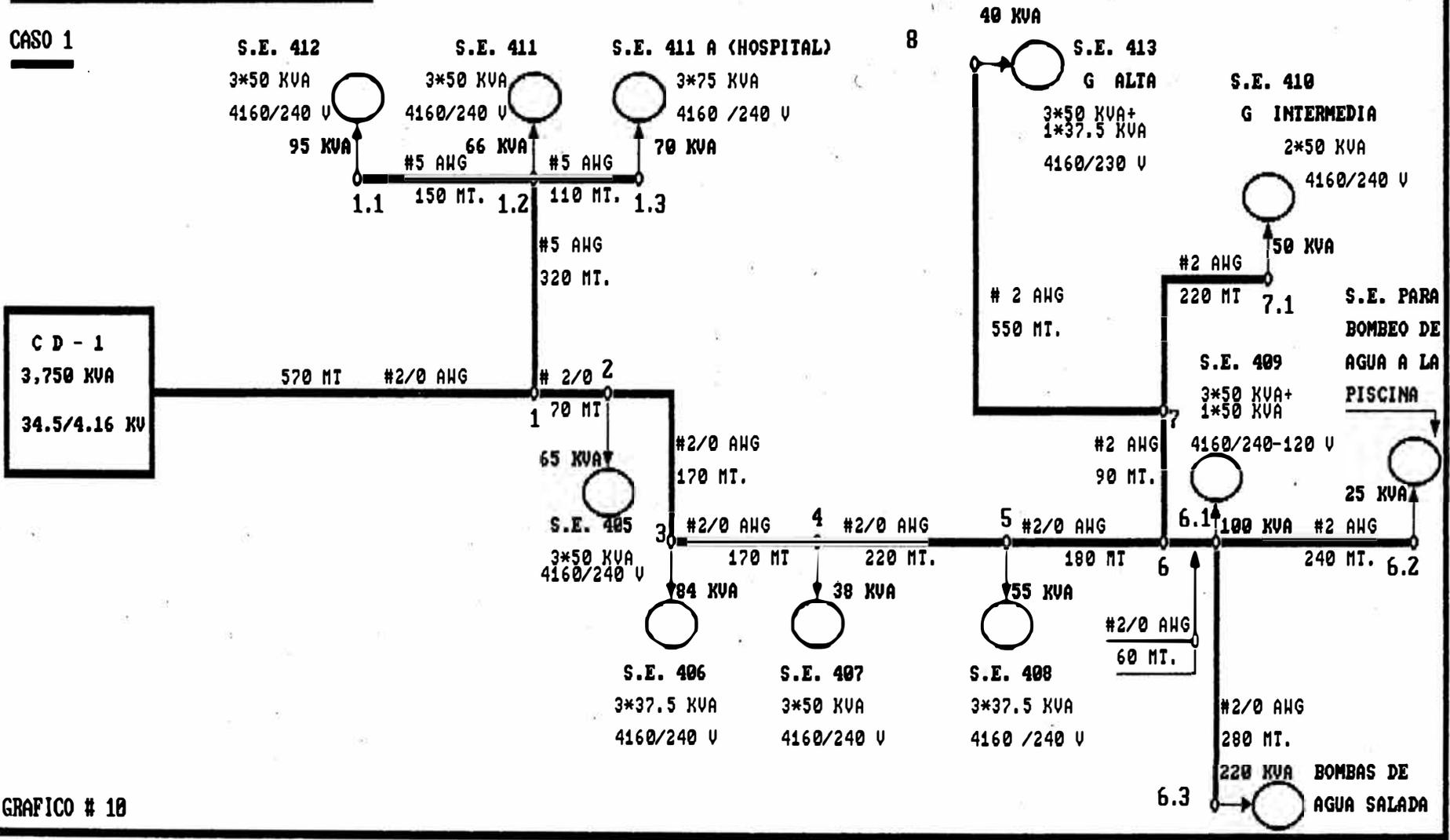


GRAFICO # 10

CUADRO 4.7

CIRCUITO # 4 : CASO 2

CUADRO DE LAS CAIDAS DE TENSION : SE HAN AÑADIDO LAS SUBESTACIONES DEL CIRCUITO C1-2 Y SE HA MODIFICADO LA CONEXION DE LA S.E. 412 DE LA ZONA M

TRAMO	1	1.1	2	2.1	3	3.1	3.2	4	4.1	4.2	5	6	7	8	9	9.1	9.2	9.3	10	10.1	11	TOTAL
P (KVA)		20		60		145	95		66	70	65	84	38	55		100	25	220		50	40	
Σ P(KVA)	1133	20	1113	60	1053	145	95	813	136	70	677	612	528	490	435	345	25	220	90	50	40	1133
I (AMP)	157.24	2.78	154.47	8.33	146.14	20.12	13.18	112.83	18.87	9.72	93.96	84.94	73.28	68.01	60.37	47.88	3.47	30.53	12.49	6.94	5.55	
L (KM)	0.16	0.06	0.16	0.16	0.1	0.6	0.1	0.15	0.32	0.11	0.07	0.17	0.17	0.22	0.18	0.06	0.24	0.28	0.09	0.22	0.55	
S P*L	181.28	1.2	178.08	9.6	105.3	87	9.5	121.95	43.52	7.7	47.39	104.04	89.76	107.8	78.3	20.7	6	61.6	8.1	11	22	
S (mm2)	70	16	70	16	70	16	16	70	16	16	70	70	70	70	70	70	35	70	35	35	35	
DV (%)	0.44	0.01	0.43	0.07	0.26	0.64	0.07	0.30	0.32	0.06	0.12	0.25	0.22	0.26	0.19	0.05	0.02	0.15	0.03	0.04	0.09	
Σ DV(%)	0.44	0.45	0.88	0.95	1.13	1.78	1.20	1.43	1.75	1.81	1.55	1.80	2.02	2.28	2.47	2.52	2.55	2.67	2.51	2.55	2.59	2.67
COSTO DE LINEAS/TRAMO (US \$)	\$1,969	\$174	\$1,969	\$464	\$1,230	\$1,739	\$290	\$1,846	\$928	\$319	\$861	\$2,092	\$2,092	\$2,707	\$2,215	\$738	\$1,460	\$3,445	\$547	\$1,338	\$3,346	\$31,766
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	943	0.48	910	12	509	253	18	455	119	11	147	292	218	242	156	32.78	1	62	7	5	8	4,402
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	11,471	6	11,070	141	6,193	3,082	221	5,537	1,446	132	1,792	3,556	2,647	2,950	1,902	399	17	757	81	61	98	53,559
COSTO DE PERDIDAS/AÑO (US \$)	\$574	\$0	\$553	\$7	\$310	\$154	\$11	\$277	\$72	\$7	\$90	\$178	\$132	\$148	\$95	\$20	\$1	\$38	\$4	\$3	\$5	\$2,678
COSTO DE PERDIDAS COSTO DE LINEAS/TRAMO	29.14%	0.17%	28.12%	1.52%	25.17%	8.86%	3.80%	15.00%	7.80%	2.07%	10.40%	8.50%	6.33%	5.45%	4.29%	2.70%	0.06%	1.10%	0.74%	0.23%	0.15%	8.43%

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 4

DE SAN JUAN (CASO 2)

SE ESTAN INCLUYENDO LAS EX
S.E. DEL CIRCUITO # 1

C D - 1
3,750 KVA
34/4.16 KV

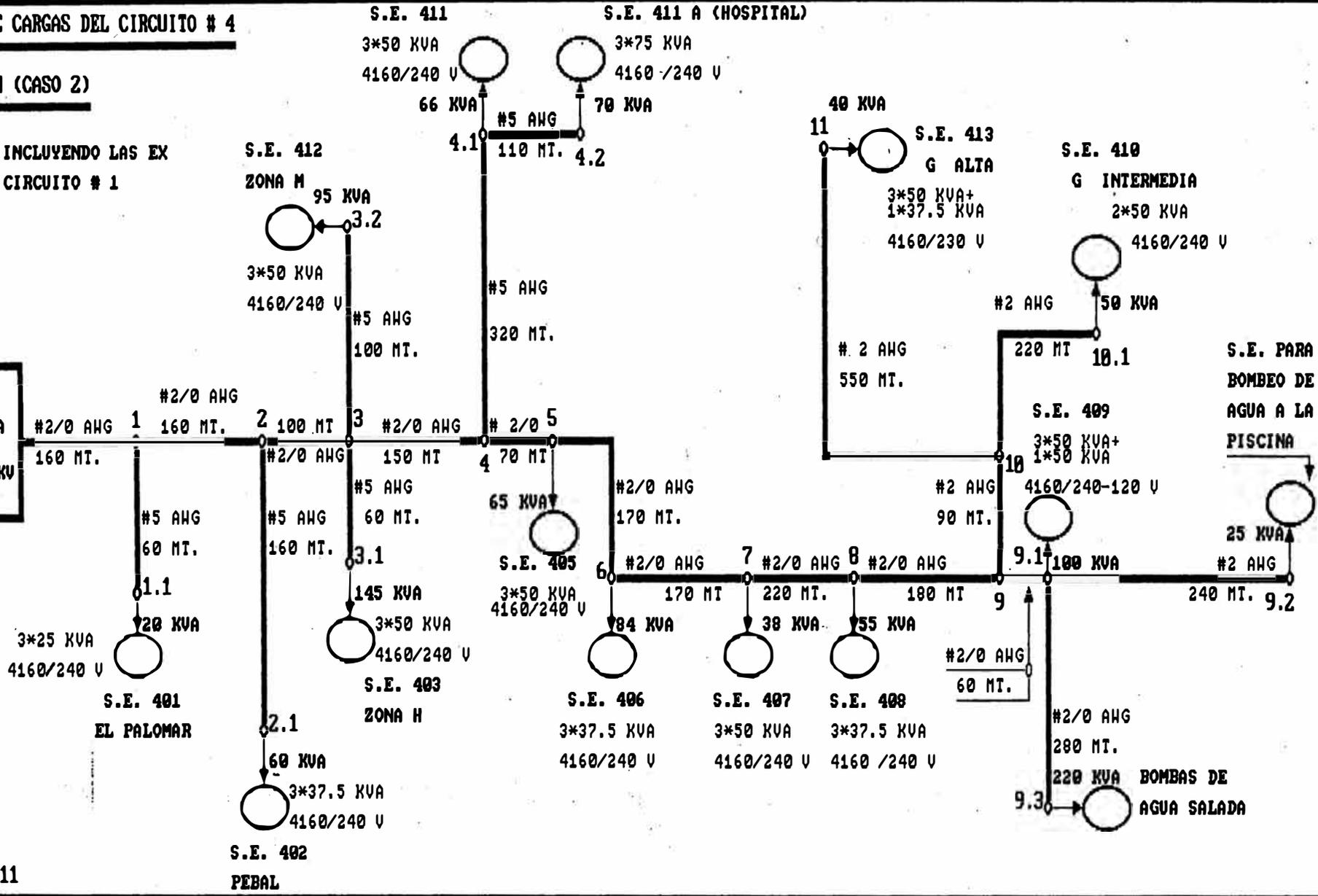


GRAFICO # 11

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 4

DE SAN JUAN (CIRCUITO MODIFICADO)

CASO 3

SE ESTAN INCLUYENDO LAS EX
S.E. DEL CIRCUITO # 1

CD - 1
3,750 KVA
34/4.16 KV

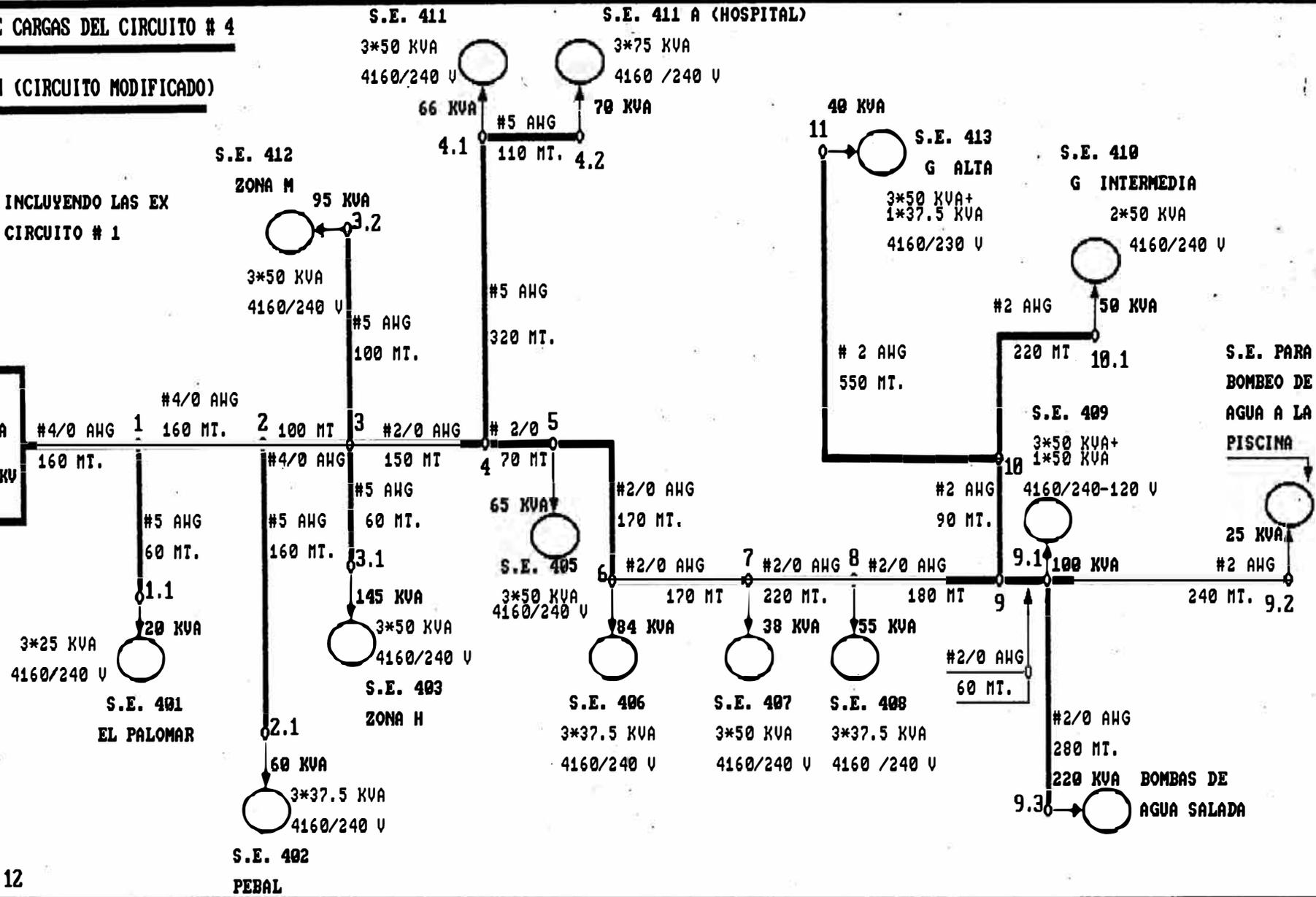


GRAFICO # 12

S.E. 402
PEBAL

automáticamente se calcula las caídas de tensiones en los diferentes tramos del Circuito, así como las pérdidas de energía.

2.6 Circuito # 5

En este circuito se encuentra conectada toda la zona de Obreros. Para este Circuito se muestran 6 Cuadros; en el Cuadro 5.1 se muestran los registros de las mediciones de voltaje efectuadas al comienzo y al final del Circuito, obteniéndose una caída de tensión máxima de 7.24 %. De los cálculos efectuados para determinar las caídas de tensión con las secciones de los cables originales, se obtiene una caída de tensión máxima de 5.40 % (ver cuadro 5.5). Las diferencias, pueden deberse a errores de instrumentos o de lecturas.

En el Cuadro 5.2 se muestran los registros de Voltaje, Corriente (calculada) y Potencia con el cual se confecciona el Diagrama de carga (ver gráfico # 11) para este Circuito y cuya máxima demanda es 1,344 Kw, además se muestra el cálculo del factor de carga y del factor de pérdidas, los cuales se vuelven a mostrar en el Cuadro 5.4, para el cálculo de las caídas de tensión.

En el Cuadro 5.3 se muestra la relación de las Subestaciones pertenecientes al Circuito # 5, con el valor de placa de su transformador, su relación de transformación, su amperaje nominal en alta y en baja, el voltaje y corrientes de las 3 fases medidas en la parte de baja tensión, en horas punta y fuera de punta así como los KVA calculados, los cuales van a servir para el cálculo de

las caídas de tensiones que se muestran en los Cuadros 5.5 y 5.6. La potencia en horas punta de todas las SEs (ver cuadro 5.3) asciende apróx. a 1347 Kva.

Los KVA considerados en los Cuadros 5.5 y 5.6 son los que se han calculado en el Cuadro 5.3 más el 25 % ó en su defecto se ha considerado el valor de placa del transformador de la Subestación. En estos Cuadros se ha calculado el costo de las líneas en dólares (por tramos y total), considerando un costo promedio de 5.5 dólares/Kg de conductor de cobre desnudo, además se está calculando las pérdidas totales de energía (Kw-Hr) por mes y por año, así como el costo de estas pérdidas, considerando 5 centavos de dólar el costo del Kw-Hr. La sumatoria de todas las cargas es 1,347 KVA (ver cuadro 5.5 y 5.6), similar a la Máxima Demanda obtenida en el Cuadro 5.2.

En el Cuadro 5.4 se muestra una tabla de las secciones de los conductores y sus respectivos valores de resistencia, reactancia e impedancia en Ohm/Km; además su peso en Kg/Km y el costo aproximado del conductor en US \$/Km.

Para calcular las caídas de tensiones se ha empleado una hoja de cálculo, en la cual solamente se efectúa variaciones en la sección de los conductores y automáticamente se calcula las caídas de tensiones en los diferentes tramos del Circuito. Para determinar los calibres más adecuados de los tramos del Circuito, de tal manera que la caída de tensión esté en rangos permisibles; como ya se dijo anteriormente, se ha efectuado 2 Cálculos

CUADRO 5.1

CUADRO DONDE SE MUESTRA LA CAIDA DE TENSION ENTRE LA S.E. CD2 (COMIENZO DE CIRCUITO C5) Y LA COLA DEL CIRCUITO C5

CABEZA DEL
CIRCUITO 5

COLA DEL
CIRCUITO 5

S.E. CD2
PT = 4200/120
K = 35

S.E. 109 ZONA "U"
PT = 4160/230
K = 18.08

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) CABEZA	HORA	VOLTAJE (VOLTIOS) COLA	CAIDA DE TENSION (VOLTIOS)	CAIDA DE TENSION (%)
10:00 AM	4112.5	10:00 AM	3887.2	225.3	5.48
11:00 AM	4095.0	11:00 AM	3995.7	99.3	2.43
12:00 AM	4130.0	12:00 AM	4086.1	43.9	1.06
01:00 PM	4130.0	01:00 PM	4068.0	62.0	1.50
02:00 PM	4130.0	02:00 PM	4122.2	7.8	0.19
03:00 PM	4130.0	03:00 PM	4122.2	7.8	0.19
04:00 PM	4130.0	04:00 PM	4068.0	62.0	1.50
05:00 PM	4130.0	05:00 PM	4013.8	116.2	2.81
06:00 PM	4165.0	06:00 PM	4049.9	115.1	2.76
07:00 PM	4130.0	07:00 PM	3977.6	152.4	3.69
08:00 PM	4112.5	08:00 PM	3814.9	297.6	7.24
09:00 PM	4060.0	09:00 PM	3796.8	263.2	6.48
10:00 PM	4095.0	10:00 PM	3923.4	171.6	4.19
11:00 PM	4095.0	11:00 PM	3977.6	117.4	2.87
12:00 PM	4130.0	12:00 PM	4068.0	62.0	1.50
01:00 AM	4112.5	01:00 AM	3977.6	134.9	3.28
02:00 AM	4130.0	02:00 AM	4104.2	25.8	0.63
03:00 AM	4147.5	03:00 AM	4086.1	61.4	1.48
04:00 AM	4165.0	04:00 AM	4122.2	78.9	1.03
05:00 AM	4130.0	05:00 AM	4086.1	43.9	1.06
06:00 AM	4130.0	06:00 AM	3941.4	188.6	4.57
07:00 AM	4112.5	07:00 AM	3977.6	134.9	3.28
08:00 AM	4095.0	08:00 AM	3887.2	4095.0	5.07
09:00 AM	4095.0	09:00 AM	3887.2	207.8	5.07
09:32 AM	4095.0	09:32 AM	3833.0	262.0	6.40

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)

7.24

CUADRO 5.2

LECTURA REGISTRO KW CIRCUITO C5 - SAN JUAN

HORA	VOLTAJE (VOLTIOS)	REGISTRO (REG)	TOTAL KW (REG)* 2800	CORRIENTE (AMPER)	CAIDA DE TENSION (%)
09:00 AM		0.400	1120		
10:00 AM	4112.5	0.375	1050	163.79	5.48
11:00 AM	4095.0	0.280	784	122.82	2.43
12:00 AM	4130.0	0.220	616	95.68	1.06
01:00 PM	4130.0	0.200	560	86.98	1.50
02:00 PM	4130.0	0.160	448	69.59	0.19
03:00 PM	4130.0	0.140	392	60.89	0.19
04:00 PM	4130.0	0.240	672	104.38	1.50
05:00 PM	4130.0	0.250	700	108.73	2.81
06:00 PM	4165.0	0.265	742	114.28	2.76
07:00 PM	4130.0	0.300	840	130.47	3.69
08:00 PM	4112.5	0.480	1344	209.65	7.24
09:00 PM	4060.0	0.465	1302	205.72	6.48
10:00 PM	4095.0	0.350	980	153.52	4.19
11:00 PM	4095.0	0.270	756	118.43	2.87
12:00 PM	4130.0	0.270	756	117.43	1.50
01:00 AM	4112.5	0.230	644	100.46	3.28
02:00 AM	4130.0	0.180	504	78.28	0.63
03:00 AM	4147.5	0.180	504	77.95	1.48
04:00 AM	4165.0	0.175	490	75.47	1.03
05:00 AM	4130.0	0.175	490	76.11	1.06
06:00 AM	4130.0	0.290	812	126.13	4.57
07:00 AM	4112.5	0.290	812	126.66	3.28
08:00 AM	4095.0	0.360	1008	157.91	5.07
09:00 AM	4095.0	0.400	1120		5.07

MAXIMA CAIDA DE TENSION (%) : 7.24

MAXIMA DEMANDA (KW) : 1344

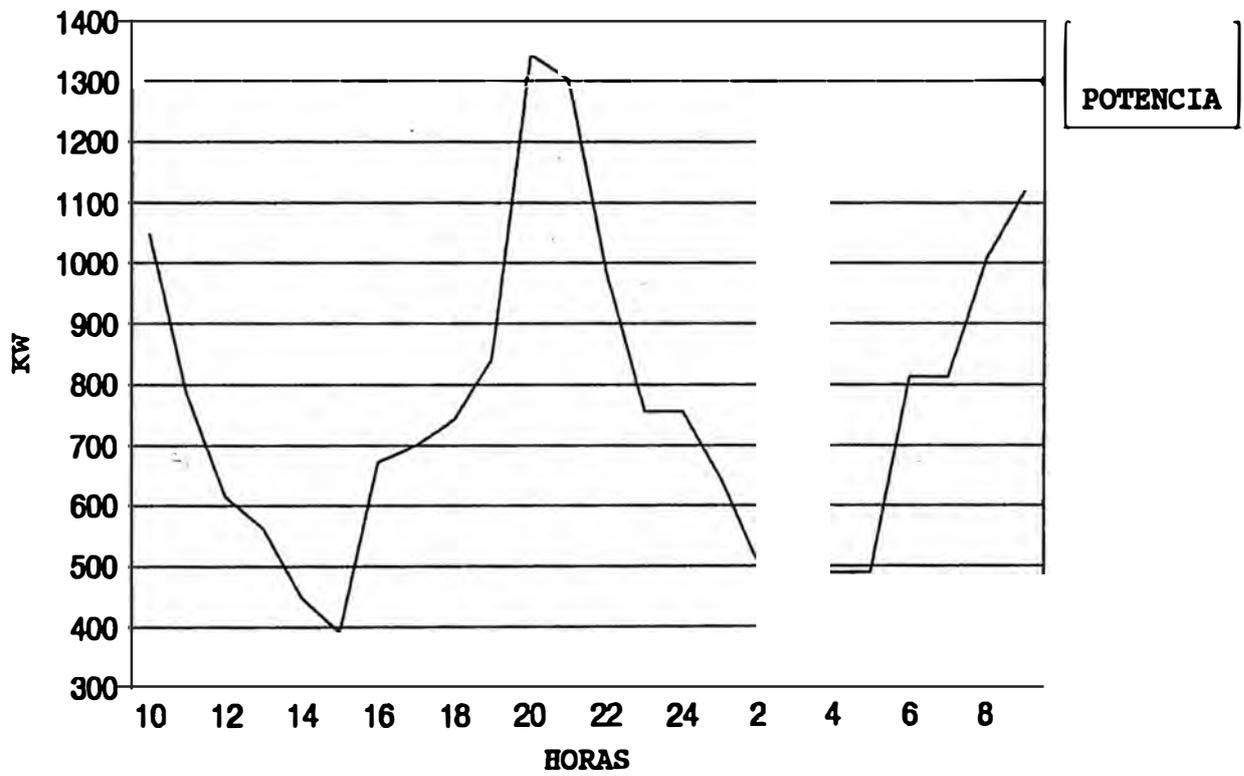
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA : 18326

FACTOR DE CARGA : 0.568142

FACTOR DE PERDIDAS : 0.396393

OBSERVACION LA CAIDA DE TENSION ES ENTRE LA CABEZA Y LA COLA DEL CIRCUITO C5

DIAGRAMA DE CARGA DEL CIRCUITO Nro 5 DE SAN JUAN



CUADRO 5.3

CIRCUITO # 5

CUADRO DE LECTURAS DE VOLTAJE Y AMPERAJE TOMADAS EN LAS SES

N° ó NOMBRE DE LA SE	HORA	KVA (PLACA)	R. T.	In (ALTA)	In (BAJA)	VOLT MED.	AMPERAJE PROMEDIO	KVA CALC	KW	A1 AMP.	A2 AMP.	A3 AMP.
113 LAS ISLAS	08:30 PM	3*50				226	377.33	148	133	407	365	360
	09:30 AM	150	4160/240	20.82	360.8	228	353.33	140	126	358	335	367
111 LA UNION	08:15 PM	1*250				226	544.67	213	192	560	542	532
	10:10 AM	250	4160/230	34.70	627.6	228	389.33	154	138	400	393	375
110 ZONA "O" (NUEVA)	08:32 PM	3*37.5				220	223.00	85	76	213	213	243
	10:45 AM	112.5	4160/230	15.61	282.4	228	167.00	66	59	185	140	176
	08:35 PM	2*37.5				214	187.33	69	62	205	162	195
	10:50 AM	75	4160/230	10.41	188.3	223	114.67	44	40	129	112	103
105 ZONA "Q"	08:18 PM	3*50 TAP 4				222	332.67	128	115	365	316	317
	12:54 PM	150	4160/230	20.82	360.8	235	124.33	51	46	149	83	141
104 ZONA "O" (VIEJA)	08:25 PM	3*37.5				227	191.00	75	68	166	207	200
	11:10 AM	112.5	4160/240	15.61	270.6	237	65.67	27	24	62	75	60
106 ZONA "R"	08:00 PM	1*160				208	307.00	111	100	315	297	309
	01:14 PM	160	4160/230	22.21	401.6	218	146.33	55	50	152	133	154
107 ZONA "S"		3*50						70	63			
	01:49 PM	150	4160/240	20.82	360.8	228	89.67	35	32	73	97	99
108 ZONA "T"	07:45 PM	1*200				212	343.33	126	113	340	350	340
	02:00 PM	200	4160/230	27.76	502.0	225	133.33	52	47	105	145	150
109 ZONA "U"	08:03 PM	1*200				211	344.00	126	113	355	313	364
	02:16 PM	200	4160/230	27.76	502.0	231	117.00	47	42	129	106	116
POTENCIAS TOTALES EN HORAS PUNTA								1,151	1,036			

CUADRO 5.4

CIRCUITO # 5

CALIBRE (AWG)	SECCION (mm ²)	RADIO (mm)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	Z (OHM/KM)	PESO Kg/Km (INDECO)	COSTO D CONDUCT (\$/Km)
	7	10	2.025	1.9609	0.4824	89.0	489.50
	5	16	2.550	1.2256	0.4651	146.0	803.00
	3	25	3.225	0.7844	0.4474	228.0	1254.0
	2	35	3.780	0.5603	0.4354	320.0	1760.0
1/0		50	4.530	0.3922	0.4217	455.0	2502.5
2/0		70	5.375	0.2801	0.4088	639.0	3514.5
3/0		85	5.878	0.2223	0.4021	775.0	4262.5
4/0		95	6.300	0.2064	0.3969	866.0	4763.0

DISTRIBUCION : PRIMARIA
TIPO DE CONDUCTOR: COBRE DESNUDO
DISPOSICION:
D 1-2 0.63
D 2-3 0.89
D 1-3 1.52
DIST.MEDIA GEOM.(mm) : 948.11
TENSION (Kv) : 4.16
FACTOR DE POTENCIA : 0.9
FACTOR DE CARGA : 0.565826
FACTOR DE PERDIDAS : 0.393859
RESIST.(20oC)Ohm.mm²/Km: 17.9
TEMP. EN CONDUCTOR(oC) : 45
RESISTIV.(Ohm.mm²/Km) : 19.60945

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 5 DE SAN JUAN : CASO 1

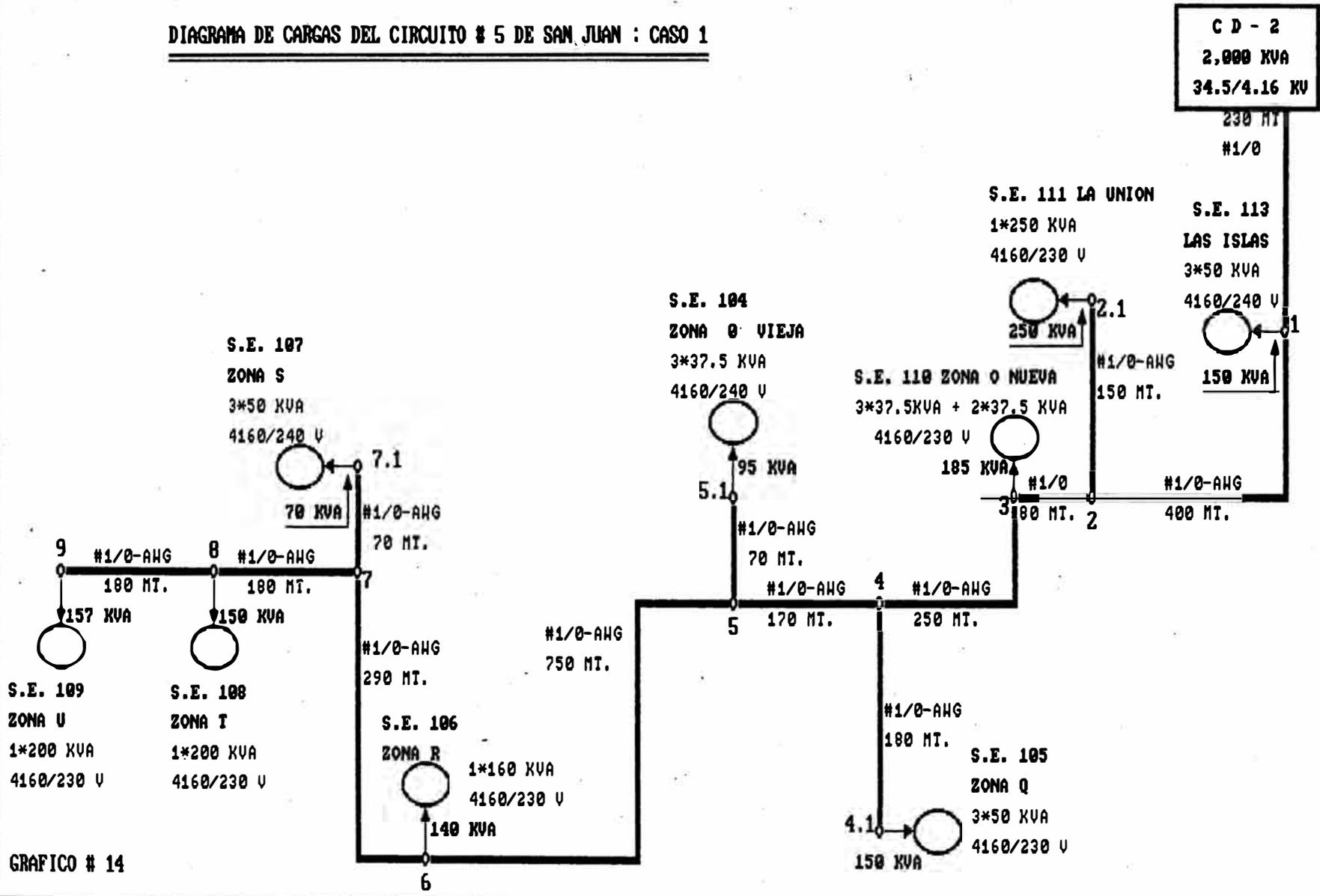
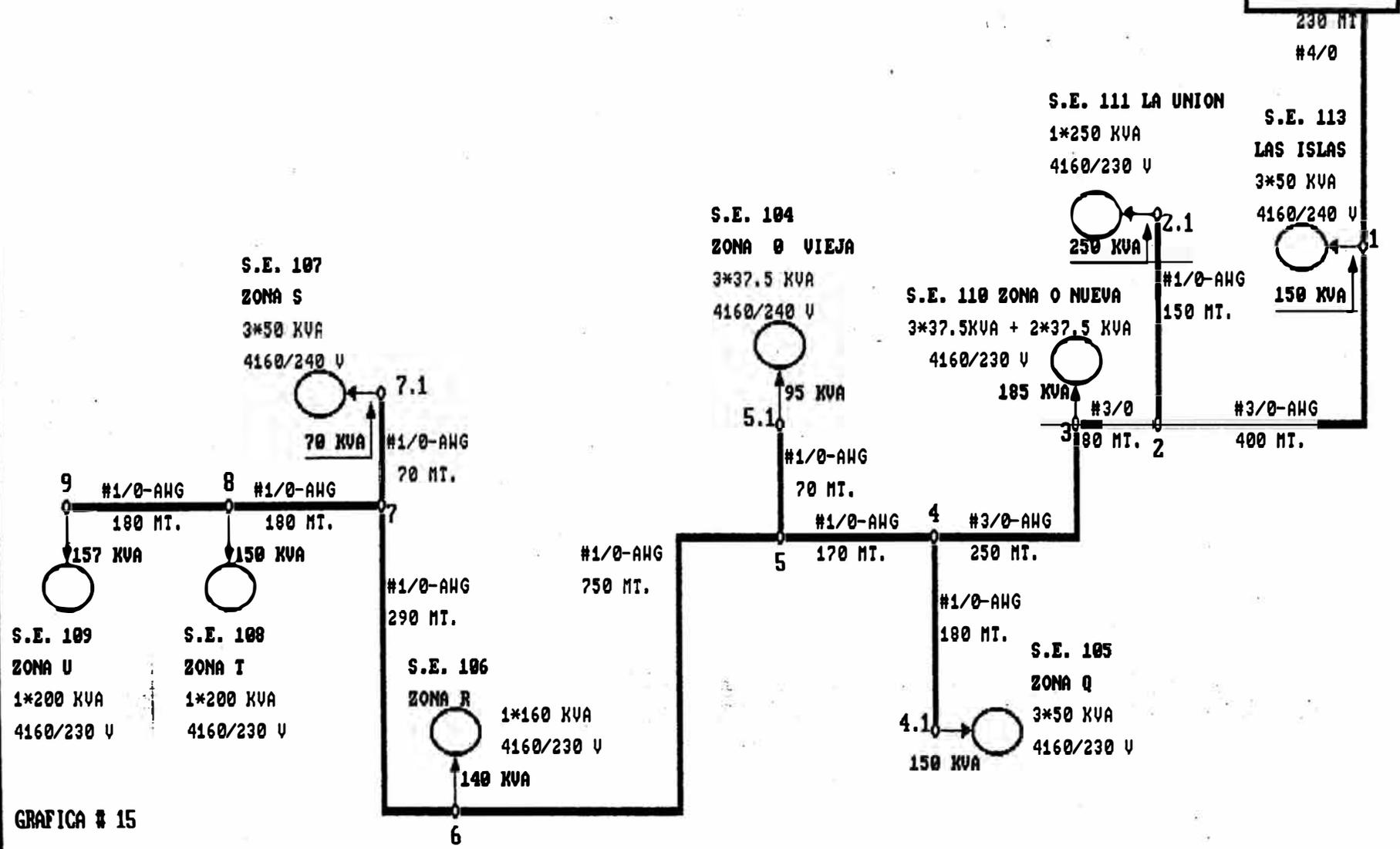


GRAFICO # 14

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO # 5 DE SAN JUAN : CASO # 2

C D - 2
2,000 KVA
34.5/4.16 KV



GRAFICA # 15

para las caídas de tensión las cuales se detallan a continuación :

Caso 1 : Se ha considerado el calibre original de los cables, la máxima caída de tensión obtenida ha sido de 5.40% Los cálculos se muestran en el Cuadro 5.5; el costo de las pérdidas es apróx. 6,055 dólares que representa el 22.58% del costo total de las líneas, lo cual es excesivo. La potencia total considerada en este Circuito es 1,347 KVA se ha considerado esa carga previendo futuros aumentos en ésta. Caso 2 : Debido a que la caída de tensión obtenida en el caso anterior es excesiva, se efectuó una simulación en la hoja de cálculo, variando la sección de los conductores en algunos tramos del circuito, hasta conseguir una caída de tensión aceptable, ésto se muestra en el Cuadro 5.6.

La máxima caída de tensión obtenida es 4.38 % y las pérdidas han disminuido a 12.26% . La inversión de líneas es US \$14,311 y los ahorros en las pérdidas (Caso 1 - Caso 2) es US \$2,045. La recuperación del capital se logra en 7 años; tener en cuenta que muchas de las líneas a cambiar en los circuitos pueden ser utilizadas en otros tramos, por lo que la recuperación se logra en menos tiempo.

Observaciones

- Las corrientes In , en alta y baja no son las de la placa del transformador; son corrientes calculadas y aproximadas a las nominales y que sirven de referencia, ya que en la mayoría de los transformadores, estos datos no son visibles.

A1, A2 y A3 son corrientes medidas en horas de punta y en horas del día, estos valores se pueden comparar con In (baja), para observar si el transformador esta subdimensionado o sobredimensionado (generalmente se da este caso).

KVA (calc.) es el valor en KVA que proporciona la subastación en hora punta; este valor se ha calculado con las corrientes medidas en la hora punta y el voltaje a la misma hora. este valor sirve de referencia para el calculo de las caídas de tensión.

- KW (calc.), es el valor de KVA (calc.) multiplicado por el factor de potencia (se esta considerando: F.P.= 0.9)

CUADRO 6.1

CUADRO RESUMEN DE LOS CIRCUITOS ORIGINALES DE SAN JUAN

DESCRIPCION	CIRCUITO N°1-1	CIRCUITO N°1-2	CIRCUITO N°2	CIRCUITO N°3	CIRCUITO N°4	CIRCUITO N°5	TOTAL
CARGA TOTAL (KVA)	302.5	225	257.5	857.5	908	1347	3,898
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)	1.51	0.35	0.83	7.43	2.51	5.40	
COSTO TOTAL DE LAS LINEAS	\$26,729	\$3,233	\$1,420	\$19,328	\$29,534	\$26,810	\$107,055
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	877	245	534	11,348	3,710	9,954	26,667
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	10,667	2,977	6,502	138,063	45,142	121,101	324,452
COSTO DE PERDIDAS	\$533	\$149	\$325	\$6,903	\$2,257	\$6,055	\$16,223
COSTO DE PERDIDAS	2.00%	4.60%	22.89%	35.72%	7.64%	22.58%	15.15%
COSTO DE LINEAS							

CUADRO 6.2

CUADRO RESUMEN DE LOS CIRCUITOS MODIFICADOS DE SAN JUAN

* **

DESCRIPCION	CIRCUITO N°1	CIRCUITO N°3	CIRCUITO N°4	CIRCUITO N°5	TOTAL
CARGA TOTAL (KVA)	302.5	1115	1133	1347	3,898
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)	1.51	8.35	2.67	5.40	
COSTO LINEAS/TRAMO	\$26,729	\$19,955	\$31,766	\$26,810	\$105,260
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	877	15,575	4,402	9,954	30,808
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	10,667	189,500	53,559	121,101	374,827
COSTO DE PERDIDAS/AÑO	\$533	\$9,475	\$2,678	\$6,055	\$18,741
COSTO DE PERDIDAS	2.00%	47.48%	8.43%	22.58%	17.80%
COSTO DE LINEAS					

* : SE HAN INCLUIDO 2 SUBESTACIONES DEL CIRCUITO N°2.

** : SE HAN INCLUIDO 3 SUBESTACIONES DEL CIRCUITO N°1-2

CUADRO 6.3

CUADRO RESUMEN DE LOS CIRCUITOS DE SAN JUAN CON CAMBIO DE CONDUCTORES

DESCRIPCION	CIRCUITO N°1	CIRCUITO N°3	CIRCUITO N°4	CIRCUITO N°5	TOTAL
CARGA TOTAL (KVA)	302.5	1115	1133	1347	3,898
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)	1.51	4.13	2.49	4.38	
COSTO LINEAS/TRAMO	\$26,729	\$34,444	\$33,339	\$32,710	\$127,222
PERDIDAS DE ENERGIA/MES (KW-HR)	877	5,280	3,781	6,593	16,530
PERDIDAS DE ENERGIA/AÑO (KW-HR)	10,667	64,238	45,998	80,209	201,111
COSTO DE PERDIDAS/AÑO	\$533	\$3,212	\$2,300	\$4,010	\$10,056
COSTO DE PERDIDAS		9.32%	6.90%	12.26%	7.90%
COSTO DE LINEAS	2.00%				
INVERSION DE LINEAS		\$22,765	\$6,741	\$14,311	\$43,816
AHORRO DE PERDIDAS		\$6,263	\$378	\$2,045	\$8,686
RECUPERACION DE CAPITAL (AÑOS)		4	18	7	5

CAPITULO III ANALISIS DE LA RED PRIMARIA DE SAN NICOLAS

En San Nicolás se encuentra ubicada la Planta Térmica, donde se encuentran instaladas las barras de Interconexión con el Mantaro y desde las cuales se efectúa la distribución de energía eléctrica hacia los diferentes centros de carga del complejo minero metalúrgico. La distribución se efectúa, en 13.8 Kv a través de cables de energía aislados, los cuales se encuentran, en la mayoría de su longitud, expuestos a la intemperie, suspendidos en postes de madera y una pequeña parte a través de ductos y canaletas.

Cada alimentador a cada centro de carga constituye un circuito independiente con su respectiva celda de distribución, la que alberga el accionamiento de maniobra en 13.8 Kv y los transformadores de corriente y potencial para los dispositivos de protección y control. Las celdas de distribución de alta tensión están equipadas con interruptores de potencia trifásicos de soplo magnético, de 750 MVA de capacidad de ruptura y 13.8 Kv de tensión de operación, extraíble, accionado por motor eléctrico. Son de manufactura General Electric, tipo MAGNE BLAST CIRCUIT BREAKER.

Los dispositivos de protección, control e indicación se encuentran ubicados en un panel de mando independiente

ubicado en la Sala de Control de la C.T.E. de SHP, desde donde se controla la apertura y cierre de los interruptores de potencia de los diferentes circuitos de distribución.

A continuación se indican los principales circuitos de distribución en 13.8 Kv que salen de las barras de distribución en la C.T.E. hacia los diferentes centros de carga del complejo y que van a ser analizados.

DENOMINACION DEL CIRCUITO	DESCRIPCION
C1	Concentradora N ^o 1
C2	Concentradora N ^o 2
C3	Concentradora N ^o 3
P1	Planta Pellet N ^o 1
P2	Planta Pellet N ^o 2
DP	Ex - Planta Diesel
TL1	Línea de Transmisión N ^o 1
TL2	Línea de Transmisión N ^o 2

Se va a ir analizando los Circuitos uno por uno, para determinar, las caídas de tensión máximas, consumos, pérdidas, etc.

3.1 Circuito concentradora N°1 C1

Este Circuito alimenta a una parte de la Planta Concentradora y a una parte de la Planta Filtros (ver diagrama unifilar del Anexo 4), su carga principal es mostrada en el Cuadro 3.1.1, y en el Cuadro 3.1.2 las caídas de tensiones, las cuales se consideran aceptables, pero el porcentaje costo de pérdidas /costo de líneas es

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO C1
CUADRO 3.1.1

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1	4 MOTORES DE 700 HP SINCRONOS 3 MOTORES DE 1,250 HP SINCRONOS TRANSFORMADOR 364-103 DE 1000 KVA TRANSFORMADOR 364-110 DE 1000 KVA	7,700
2	4 MOTORES DE 350 HP PLANTA FILTROS	1,250
	TOTALES	8,950

CIRCUITO CONCENTRADORA # 1 (C1)

CUADRO 3.1.2

OPCION # 1

TRAMO	1	2	TOTALES
P (KVA)	7,700	1,250	8950
Σ P (KVA)	8,950	1,250	
TENSION (KV)	13.8	4.16	
I (AMP)	374.44	173.48	
L (Km.)	1.44	0.3	
Σ P x L	12,888	375	
CALIBRE (AWG)	500	1/0	
CAIDA DE TENSION (%)	1.090	0.916	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	1.090	2.006	2.01
COSTO DE LAS LINEAS	\$145,440	\$6,313	\$151,753
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	33,276	6,343	39,619
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	399,312	76,119	475,432
COSTO ANUAL (US \$)	\$19,966	\$3,806	\$23,772
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	591,271	33,425	624,696
COSTO ANUAL (US \$)	\$5,913	\$334	\$6,247
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$25,878	\$4,140	\$30,019
COSTO DE PERDIDAS			
<u>COSTO DE PERDIDAS</u>	17.79%	65.59%	19.78%
<u>COSTO DE LINEAS</u>			

FACTOR DE CARGA = 0.9010

FACTOR DE PERDIDA = 0.8385

CIRCUITO CONCENTRADORA # 1 (C1)

CUADRO 3.1.3

OPCION # 2

TRAMO	1	2	TOTALES
P (KVA)	7,700	1,250	8950
Σ P (KVA)	8,950	1,250	
TENSION (KV)	13.8	4.16	
I (AMP)	374.44	173.48	
L (Km.)	1.44	0.3	
Σ P x L	12,888	375	
CALIBRE (AWG)	500	4/0	
CAIDA DE TENSION (%)	1.090	0.541	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	1.090	1.631	1.63
COSTO DE LAS LINEAS	\$145,440	\$11,994	\$157,434
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	33,276	3,259	36,535
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	399,312	39,110	438,422
COSTO ANUAL (US \$)	\$19,966	\$1,955	\$21,921
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	591,271	29,924	621,195
COSTO ANUAL (US \$)	\$5,913	\$299	\$6,212
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$25,878	\$2,255	\$28,133
COSTO DE PERDIDAS			
COSTO DE LINEAS	17.79%	18.80%	17.87%
INVERSION EN LINEAS	\$0	\$11,994	\$11,994
AHORRO PERDIDAS/AÑO	\$0	\$1,886	\$1,886
RECUP. CAPITAL (AÑOS)		6	6

alto en el tramo 2, por lo que se efectúa otra simulación (ver cuadro 3.1.3), en donde la sección del tramo 2 es variada de 1/0 a 4/0, disminuyendo el porcentaje de 65.59% a 18.8%, siendo la inversión de US \$ 11,994, al ahorro anual por pérdidas será US \$ 1,886, por lo que la recuperación del capital se dará en 6 años. En el gráfico 16-A se muestra el Diagrama de cargas.

Para el cálculo de los factores de carga y de pérdidas se está usando los cuadros estadísticos de los consumos de energía del circuito C1 en el año 1,994. Ver anexo 3.

Se está considerando el costo del kw-hr a US \$ 0.05 y del Kvar-Hr a US \$ 0.01.

3.2 Circuito concentradora N°2 (C2)

Este Circuito alimenta a una parte de la Planta Concentradora, su carga principal es mostrada en el Cuadro # 3.1.4 y su caída de tensión en el Cuadro 3.1.5. la cual se considera aceptable. El porcentaje de pérdidas con respecto al costo de líneas es 23.12%; al efectuar otra simulación (ver cuadro 3.1.6), se obtiene 11.82%, variándose la sección de 500 MCM a 750 MCM.

La inversión sería de US \$ 206,039, con un ahorro anual de US \$ 7,407 pero la recuperación del capital se lograría en 28 años.

En el gráfico 16-B se muestra el Diagrama de cargas.

Para el cálculo de los factores de carga y de pérdidas se está usando los cuadros estadísticos de los consumos de energía del circuito C2 en el año 1,994. Ver anexo 3.

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO C2
CUADRO 3.1.4

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1	TRANSFORMADOR 364-105 DE 1,000 KVA 3 MOTORES DE 4,000 HP SINCRONOS	10,000
	TOTALES	10,000

CIRCUITO CONCENTRADORA # 2 (C2)

CUADRO 3.1.5

OPCION N°1

TRAMO	1	
P (KVA)	10,000	
Σ P (KVA)	10,000	
TENSION (KV)	13.8	
I (AMP)	418.37	
L (Km.)	1.36	
Σ P x L	13,600	
CALIBRE (AWG)	500	
CAIDA DE TENSION (%)	1.150	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	1.150	
COSTO DE LAS LINEAS	\$137,360	
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	40,317	
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	483,802	
COSTO ANUAL (US \$)	\$24,190	
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	757,085	
COSTO ANUAL (US \$)	\$7,571	
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$31,761	
COSTO DE PERDIDAS	23.12%	
COSTO DE LINEAS		

FACTOR DE CARGA = 0.9462

FACTOR DE PERDIDA = 0.9106

CIRCUITO CONCENTRADORA # 2 (C2)

CUADRO 3.1.6

OPCION N° 2

TRAMO	1	
P (KVA)	10,000	
Σ P (KVA)	10,000	
TENSION (KV)	13.8	
I (AMP)	418.37	
L (Km.)	1.36	
Σ P x L	13,600	
CALIBRE (AWG)	750	
CAIDA DE TENSION (%)	1.001	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	1.001	
COSTO DE LAS LINEAS	\$206,040	
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	28,798	
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	345,573	
COSTO ANUAL (US \$)	\$17,279	
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	707,524	
COSTO ANUAL (US \$)	\$7,075	
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$24,354	
COSTO DE PERDIDAS	11.82%	
COSTO DE LINEAS		
INVERSION EN LINEAS	\$206,039	
AHORRO PERDIDAS/AÑO	\$7,407	
RECUP. CAPITAL (AÑOS)	28	

Se está considerando el costo del kw-hr a US \$ 0.05 y del Kvar-Hr a US \$ 0.01.

3.3 Circuito concentradora N°3 C3

Este Circuito alimenta a una parte de la Planta Concentradora y a una parte de la Planta Filtros (ver diagrama unifilar del Anexo 4), su carga principal es mostrada en el Cuadro 3.1.7 y en el Cuadro 3.1.8 las caídas de tensiones y el porcentaje costo de pérdidas/costo de líneas, los cuales se consideran aceptables y por lo tanto no se va a efectuar modificaciones en este Circuito.

En el gráfico 16-C se muestra el Diagrama de cargas.

3.4 Circuito P1 (Pelets N°1)

Este Circuito alimenta a toda la Planta Pelets # 1 y a una parte de la Planta Concentradora y Planta Filtros, su carga principal es mostrada en el Cuadro # 3.1.9 y en el Cuadro 3.1.10 las caídas de tensiones, las cuales se consideran aceptables.

Debido a que en los tramos 1 y 2.1, los porcentajes de pérdidas con respecto al costo de líneas son altos, se efectuó otra simulación (ver cuadro 3.1.11), lográndose disminuir esos porcentajes, pero la inversión sería de US \$ 155,298, el ahorro anual US \$5,985 y la recuperación del capital en 26 años.

Por lo que no se prevee hacer modificaciones.

En el Gráfico 17-A se muestra el Diagrama de cargas del circuito P1.

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO C3
CUADRO 3.1.7

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1	1 MOTOR DE 700 HP SINCRONO 1 MOTOR DE 1,250 HP SINCRONO 2 MOTORES DE 4,000 HP SINCRONOS TRANSFORMADOR 364-094 DE 750 KVA TRANSFORMADOR 364-259 DE 1,500 KVA	8,500
2	TRANSFORMADOR 364-249 DE 1,000 KVA	1,000
	TOTALES	9,500

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO C-1 EN SAN NICOLAS

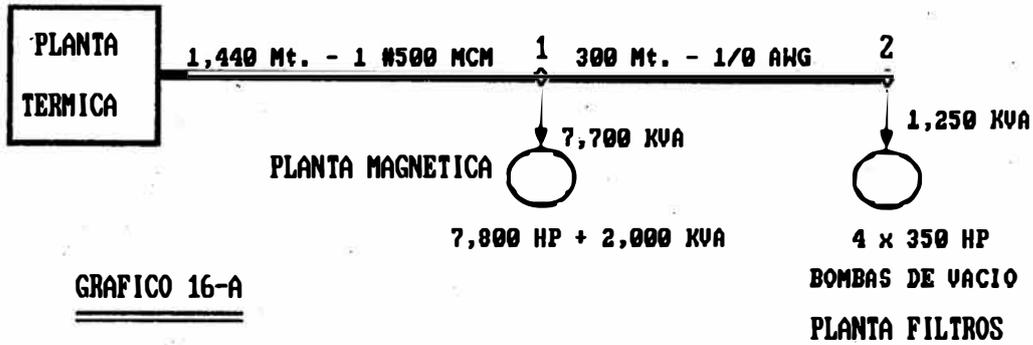


GRAFICO 16-A

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO C-2 EN SAN NICOLAS

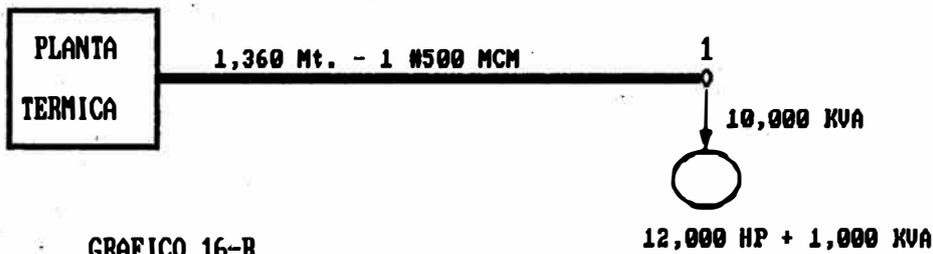


GRAFICO 16-B

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO C-3 EN SAN NICOLAS

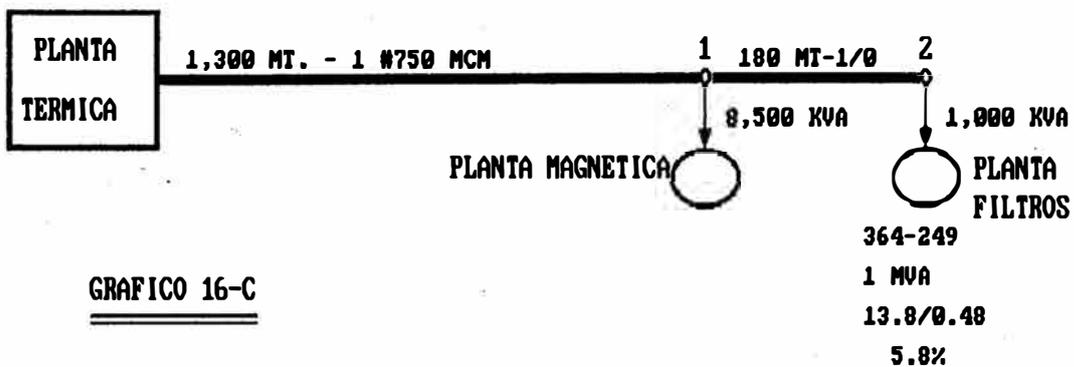


GRAFICO 16-C

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO P1
CUADRO 3.1.9

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1.1	TRANSFORMADOR 364-088 DE 1,500 KVA TRANSFORMADOR 364-089 DE 1,500 KVA TRANSFORMADOR 364-090 DE 250 KVA 1 MOTOR DE 2,682 HP 3 MOTORES DE 939 HP	5,800
2	2 MOTORES DE 700 HP SINCRONOS	1,200
2.1	TRANSFORMADOR 364-250 DE 1,500 KVA	1,000
3	TRANSFORMADOR 364-111 DE 1,000 KVA TRANSFORMADOR 364-288 DE 1,000 KVA	1,500
4	2 MOTORES DE 300 HP 2 MOTORES DE 350 HP	1,200
	TOTALES	10,700

CIRCUITO PELLETS 1 (P-1)

CUADRO 3.1.10

OPCION # 1

TRAMO	1	1.1	2	2.1	3	4	TOTALES
P (KVA)		5,800	1,200	1,000	1,500	1,200	10700
Σ P (KVA)	10,700	5,800	4,900	1,000	2,700	1,200	
TENSION (KV)	13.8	13.8	13.8	4.16	4.16	4.16	
I (AMP)	447.66	242.65	205.00	138.79	374.72	166.54	
L (Km.)	1	0.275	0.44	0.095	0.24	0.24	
Σ P x L	10,700	1,595	2,156	95	648	288	
CALIBRE (AWG)	500	500	500	1/0	500	500	
CAIDA DE TENSION (%)	0.905	0.135	0.182	0.232	0.603	0.268	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.905	1.040	1.087	1.319	1.690	1.958	1.96
COSTO DE LAS LINEAS	\$101,000	\$27,775	\$44,440	\$1,999	\$24,240	\$24,240	\$223,694
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	30,750	2,485	2,837	1,197	5,171	1,021	43,461
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	368,994	29,815	34,048	14,362	62,053	12,257	521,531
COSTO EN US \$ / AÑO	\$18,450	\$1,491	\$1,702	\$718	\$3,103	\$613	\$26,077
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	546,379	44,148	50,416	6,307	91,883	18,150	757,283
COSTO EN US \$ / AÑO	\$5,464	\$441	\$504	\$63	\$919	\$181	\$7,573
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$23,914	\$1,932	\$2,207	\$781	\$4,021	\$794	\$33,649
COSTO DE PERDIDAS	23.68%	6.96%	4.97%	39.08%	16.59%	3.28%	15.04%
COSTO DE LINEAS							

FACTOR DE CARGA = 0.8633

FACTOR DE PERDIDA = 0.7806

CIRCUITO PELLETS 1 (P1)

CUADRO 3.1.11

OPCION # 2

TRAMO	1	1.1	2	2.1	3	4	TOTALES
P (KVA)		5,800	1,200	1,000	1,500	1,200	10700
Σ P (KVA)	10,700	5,800	4,900	1,000	2,700	1,200	
TENSION (KV)	13.8	13.8	13.8	4.16	4.16	4.16	
I (AMP)	447.66	242.65	205.00	138.79	374.72	166.54	
L (Km.)	1	0.275	0.44	0.095	0.24	0.24	
Σ P x L	10,700	1,595	2,156	95	648	288	
CALIBRE (AWG)	750	500	500	4/0	500	500	
CAIDA DE TENSION (%)	0.788	0.135	0.182	0.137	0.603	0.268	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.788	0.923	0.970	1.107	1.573	1.841	1.84
COSTO DE LAS LINEAS	\$151,500	\$27,775	\$44,440	\$3,798	\$24,240	\$24,240	\$275,993
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	21,964	2,485	2,837	615	5,171	1,021	34,093
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	263,567	29,815	34,048	7,379	62,053	12,257	409,121
COSTO EN US \$ / AÑO	\$13,178	\$1,491	\$1,702	\$369	\$3,103	\$613	\$20,456
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	510,611	44,148	50,416	5,646	91,883	18,150	720,855
COSTO EN US \$ / AÑO	\$5,106	\$441	\$504	\$56	\$919	\$181	\$7,208.55
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$18,284	\$1,932	\$2,207	\$425	\$4,021	\$794	\$27,665
COSTO DE PERDIDAS	12.07%	6.96%	4.97%	11.20%	16.59%	3.28%	10.02%
COSTO DE LINEAS							
INVERSION EN LINEAS	\$151,500			\$3,798			\$155,298
AHORRO PERDIDAS/AÑO	\$5,629			\$356			\$5,985
RECUP. CAPITAL (AÑOS)	27			11			26

3.5 Circuito P2 (Pelets N°2)

Este Circuito alimenta a toda la Planta Pelets # 2, su carga principal es mostrada en el Cuadro # 3.1.12 y la caída de tensión en el Cuadro 3.1.13, la cual se considera aceptable, por lo que no se va a efectuar modificaciones.

En el Gráfico 17-B se muestra el Diagrama de cargas.

3.6 Circuito DP (Diesel Plant)

Las cargas principales de este circuito está conformado por la Planta Chancadora, Planta Bentonita, Planta Desaladora, Oficinas, Talleres, Facilidades Generales, el Stacker de La Mina y el área de Transferencia, Embarque y Muelle , su carga principal se muestra en el Cuadro # 3.1.14 y el cálculo de las caídas de tensiones en el Cuadro 3.1.15, donde se observa que en dos tramos las caídas sobrepasan el 5 %, por lo que se va a aumentar la sección del cable en esos tramos, las nuevas caídas de tensiones se muestran en el Cuadro 3.1.16 y el Diagrama de Cargas en el gráfico # 18.

Variando la sección en algunos tramos, se logra reducir el porcentaje costo de pérdidas/costo de líneas de 27.79% a 18.91%, con una inversión de US \$ 102,157, un ahorro anual de US \$ 20,835 y la recuperación del capital se logra en 5 años.

3.7 Circuito de transmisión línea 1 (TL 1)

La línea de transmisión a la Mina (TL1), con 10 MW de capacidad de transmisión y un recorrido de 14 kilómetros, llega a siete (07) subestaciones de subtransmisión, donde se transforma la energía de 34.5 Kv. a 4.16 Kv. Desde

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO P2
CUADRO 3.1.12

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1	1 MOTOR DE 2,500 HP SINCRONO 3 MOTORES DE 2,000 HP ASINCRONOS 1 MOTOR DE 500 HP ASINCRONO TRANSFORMADOR 364-222 DE 1,500 KVA TRANSFORMADOR 364-223 DE 1,500 KVA	10,000
	TOTALES	10,000

CIRCUITO PELLETS 2 (P2)

CUADRO 3.1.13

TRAMO	1	TOTALES
P (KVA)	10,000	
Σ P (KVA)	10,000	
TENSION (KV)	13.8	
I (AMP)	418.37	
L (Km.)	1.3	
Σ P x L	13,000	
CALIBRE (AWG)	750	
CAIDA DE TENSION (%)	0.957	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.957	
COSTO DE LAS LINEAS	\$196,950	\$196,950
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	24,392	
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	292,698	
COSTO EN US \$ / AÑO	\$14,635	
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	567,046	
COSTO EN US \$ / AÑO	\$5,670	
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$20,305	
COSTO DE PERDIDAS	10.31%	
COSTO DE LINEAS		

FACTOR DE CARGA = 0.8518

FACTOR DE PERDIDA = 0.7635

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO P-1 EN SAN NICOLAS

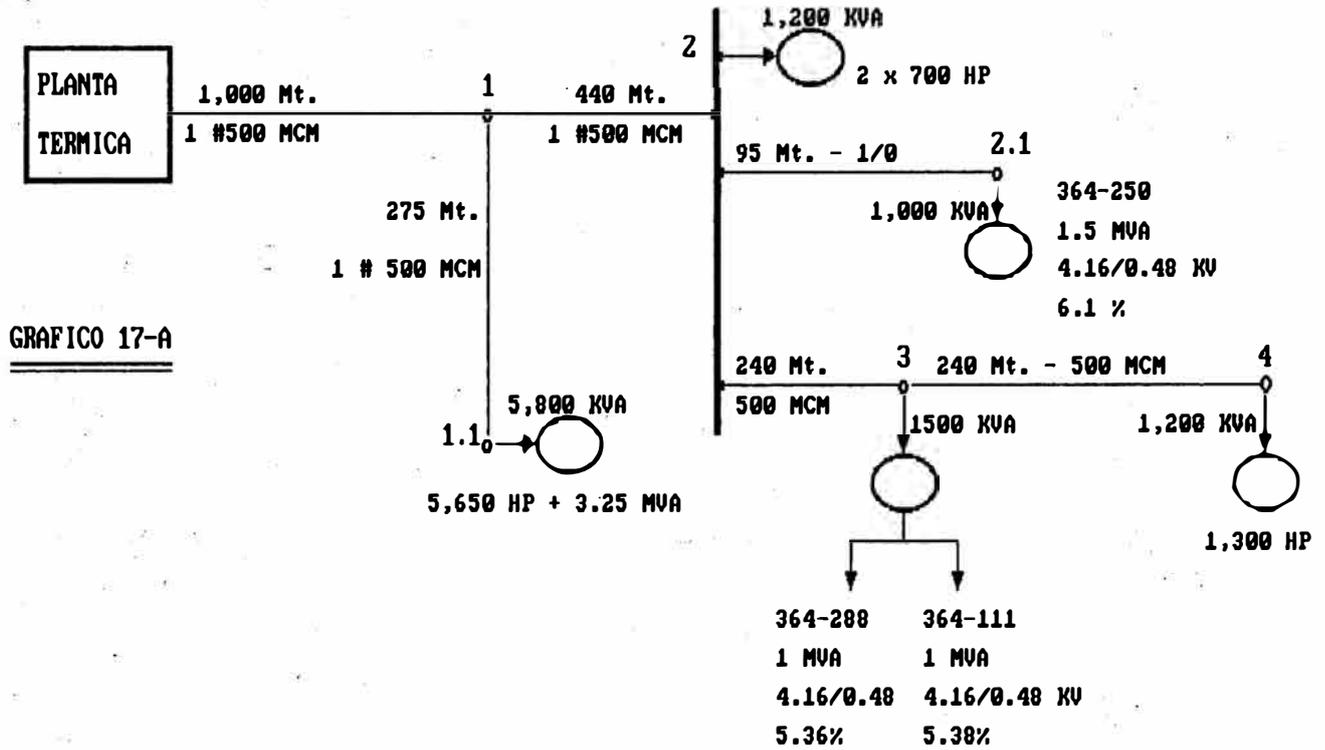


GRAFICO 17-A

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO P-2 EN SAN NICOLAS

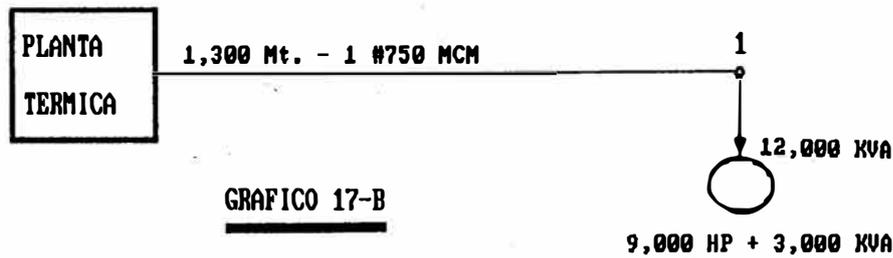


GRAFICO 17-B

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO DP

CUADRO 3.1.14

# EN EL DIAGRAMA	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
1.1	PLANTA DESALINIZADORA	1,500
2.1	TRANSFORMADOR 364-120 DE 750 KVA 1 MOTOR DE 250 HP	500
2.2	1 TRANSFORMADOR DE 500 KVA 1 TRANSFORMADOR DE 112 KVA 2 MOTORES DE 300 HP	1,000
3.1	TRANSFORMADOR 364-274 DE 500 KVA	400
4	TRANSFORMADOR 364-284 DE 750 KVA	500
5	TRANSFORMADOR 364-256 DE 1,000 KVA PLANTA BENTONITA LABORATORIO QUIMICO Y METALURGICO	500
6.1	STACKER DE LA MINA	250
7	1 TRANSFO. DE 900 KVA (CONVEYOR 7B CABEZA) 1 TRANSFO. DE 60 KVA (ALUMBRADO 7B CABEZA) 1 TRANSFO. DE 600 KVA (CONVEYOR 7B COLA) 1 TRANSFO. DE 60 KVA (ALUMBRADO 7B COLA)	1,100
8	TRANSFORMADOR 364-278 DE 750 KVA FACILIDADES GENERALES COMPRESORA COMEDOR	200
9	TRANSFORMADOR 364-122 DE 1,000 KVA PLANTA CHANCADORA # 1 1 MOTOR DE 200 HP (022-021) 1 MOTOR DE 300 HP (022-042) LABORATORIO DE PROCESOS GRAVIMETRICA HMS	900
10	TRANSFORMADOR 364-123 DE 500 KVA PLANTA CHANCADORA # 2 3 MOTORES DE 300 HP (022-028/022-129/ 021-116)	1,000
11	BOMBAS DE AGUA SALADA (9 x 450 HP)	3,560
	TOTALES	11,410

CIRCUITO DIESEL PLANT (DP)

CUADRO 3.1.15

OPCION # 1

TRAMO	1	1.1	2	2.1	2.2	3	3.1	4	5	6	6.1	7	8	9	10	11	TOTALES
P (KVA)		1,500		500	1,000		400	500	500		250	1,100	200	900	1,000	3,560	11410
Σ P (KVA)	11,410	1,500	9,910	1,500	1,000	900	400	500	500	3,450	250	1,300	200	900	1,000	3,560	
TENSION (KV)	13.8	13.8	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16
I (AMP)	477.36	62.76	1,375.37	208.18	138.79	124.91	55.51	69.39	69.39	478.81	34.70	180.42	27.76	124.91	138.79	494.08	
L (Km.)	0.65	0.08	0.07	0.55	0.3	0.2	0.06	0.21	0.37	0.72	0.53	0.85	0.77	0.035	0.1	0.85	
Σ P x L	7,417	120	694	825	300	180	24	105	185	2,484	133	1,105	154	32	100	3,026	
CALIBRE (AWG)	500	2/0	2 #4/0	2 #4/0	2 #4/0	4/0	4/0	4/0	2/0	4/0	2/0	2/0	2	4/0	4/0	2 #4/0	
CAIDA DE TENSION (%)	0.627	0.022	0.500	0.595	0.216	0.260	0.035	0.151	0.375	3.584	0.269	2.240	0.567	0.045	0.144	2.183	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.627	0.649	1.128	1.723	1.939	1.387	1.422	1.539	1.503	4.712	4.980	6.952	7.519	4.757	4.856	3.311	7.52
COSTO DE LAS LINEAS	\$65,650	\$2,357	\$5,597	\$43,977	\$23,987	\$7,996	\$2,399	\$8,396	\$10,900	\$28,785	\$15,613	\$25,040	\$11,341	\$1,399	\$3,998	\$67,965	\$325,399
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	18,424	134	18,036	3,247	787	850	50	275	759	44,967	272	11,781	495	149	525	28,263	129,013
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	221,082	1,610	216,432	38,960	9,445	10,200	604	3,306	9,103	539,606	3,260	141,372	5,937	1,785	6,297	339,153	1,548,153
COSTO ANUAL (US \$)	\$11,054	\$80	\$10,822	\$1,948	\$472	\$510	\$30	\$165	\$455	\$26,980	\$163	\$7,069	\$297	\$89	\$315	\$16,958	\$77,408
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	327,362	846	165,597	29,809	7,227	7,805	462	2,529	4,785	412,865	1,714	74,313	1,800	1,366	4,818	259,493	1,302,791
COSTO ANUAL (US \$)	\$3,274	\$8	\$1,656	\$298	\$72	\$78	\$5	\$25	\$48	\$4,129	\$17	\$743	\$18	\$14	\$48	\$2,595	\$13,028
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$14,328	\$88	\$12,478	\$2,246	\$544	\$588	\$35	\$191	\$503	\$31,109	\$180	\$7,812	\$315	\$103	\$363	\$19,553	\$90,436
COSTO DE PERDIDAS	21.82%	3.77%	222.93%	5.11%	2.27%	7.35%	1.45%	2.27%	4.62%	108.07%	1.15%	31.20%	2.78%	7.55%	9.08%	28.77%	27.79%
COSTO DE LINEAS																	

FACTOR DE CARGA = 0.7504

FACTOR DE PERDIDA = 0.6323

CIRCUITO DIESEL PLANT (DP)

CUADRO 3.1.16

OPCION # 2

TRAMO	1	1.1	2	2.1	2.2	3	3.1	4	5	6	6.1	7	8	9	10	11	TOTALES
P (KVA)		1,500		500	1,000		400	500	500		250	1,100	200	900	1,000	3,560	11410
Σ P (KVA)	11,410	1,500	9,910	1,500	1,000	900	400	500	500	3,450	250	1,300	200	900	1,000	3,560	
TENSION (KV)	13.8	13.8	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16
I (AMP)	477.36	62.76	1,375.37	208.18	138.79	124.91	55.51	69.39	69.39	478.81	34.70	180.42	27.76	124.91	138.79	494.08	
L (Km.)	0.65	0.08	0.07	0.55	0.3	0.2	0.06	0.21	0.37	0.72	0.53	0.85	0.77	0.035	0.1	0.85	
Σ P x L	7,417	120	694	825	300	180	24	105	185	2,484	133	1,105	154	32	100	3,026	
CALIBRE (AWG)	500	2/0	750	450	2 #4/0	4/0	4/0	4/0	2/0	2 #250	2/0	4/0	2	4/0	4/0	2 #4/0	
CAIDA DE TENSION (%)	0.627	0.022	0.562	0.793	0.216	0.260	0.035	0.151	0.375	1.609	0.269	1.594	0.567	0.045	0.144	2.183	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.627	0.649	1.189	1.982	2.198	1.449	1.484	1.600	1.564	2.799	3.067	4.393	4.960	2.844	2.943	3.372	4.96
COSTO DE LAS LINEAS	\$65,650	\$2,357	\$10,605	\$49,995	\$23,987	\$7,996	\$2,399	\$8,396	\$10,900	\$72,720	\$15,613	\$33,982	\$11,341	\$1,399	\$3,998	\$67,965	\$389,302
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	18,424	134	11,765	3,235	787	850	50	275	759	19,212	272	7,538	495	149	525	28,263	92,731
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	221,082	1,610	141,175	38,823	9,445	10,200	604	3,306	9,103	230,544	3,260	90,451	5,937	1,785	6,297	339,153	1,112,776
COSTO EN US \$ / AÑO	\$11,054	\$80	\$7,059	\$1,941	\$472	\$510	\$30	\$165	\$455	\$11,527	\$163	\$4,523	\$297	\$89	\$315	\$16,958	\$55,639
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	327,362	846	273,499	52,880	7,227	7,805	462	2,529	4,785	200,256	1,714	69,206	1,800	1,366	4,818	259,493	1,216,047
COSTO EN US \$ / AÑO	\$3,274	\$8	\$2,735	\$529	\$72	\$78	\$5	\$25	\$48	\$2,003	\$17	\$692	\$18	\$14	\$48	\$2,595	\$12,160
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$14,328	\$89	\$9,794	\$2,470	\$545	\$588	\$35	\$191	\$503	\$13,530	\$180	\$5,215	\$315	\$103	\$363	\$19,553	\$67,799
COSTO DE PERDIDAS	21.82%	3.77%	92.35%	4.94%	2.27%	7.35%	1.45%	2.27%	4.62%	18.61%	1.15%	15.35%	2.78%	7.35%	9.08%	28.77%	17.42%
COSTO DE LINEAS																	
INVERSION EN LINEAS			\$10,605	\$49,995						\$72,720		\$33,982					\$167,302
AHORRO PERDIDAS/AÑO			\$2,684							\$17,579		\$2,597					\$22,860
RECUP. CAPITAL (AÑOS)			4							4		13					7

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO DP EN SAN NICOLAS :

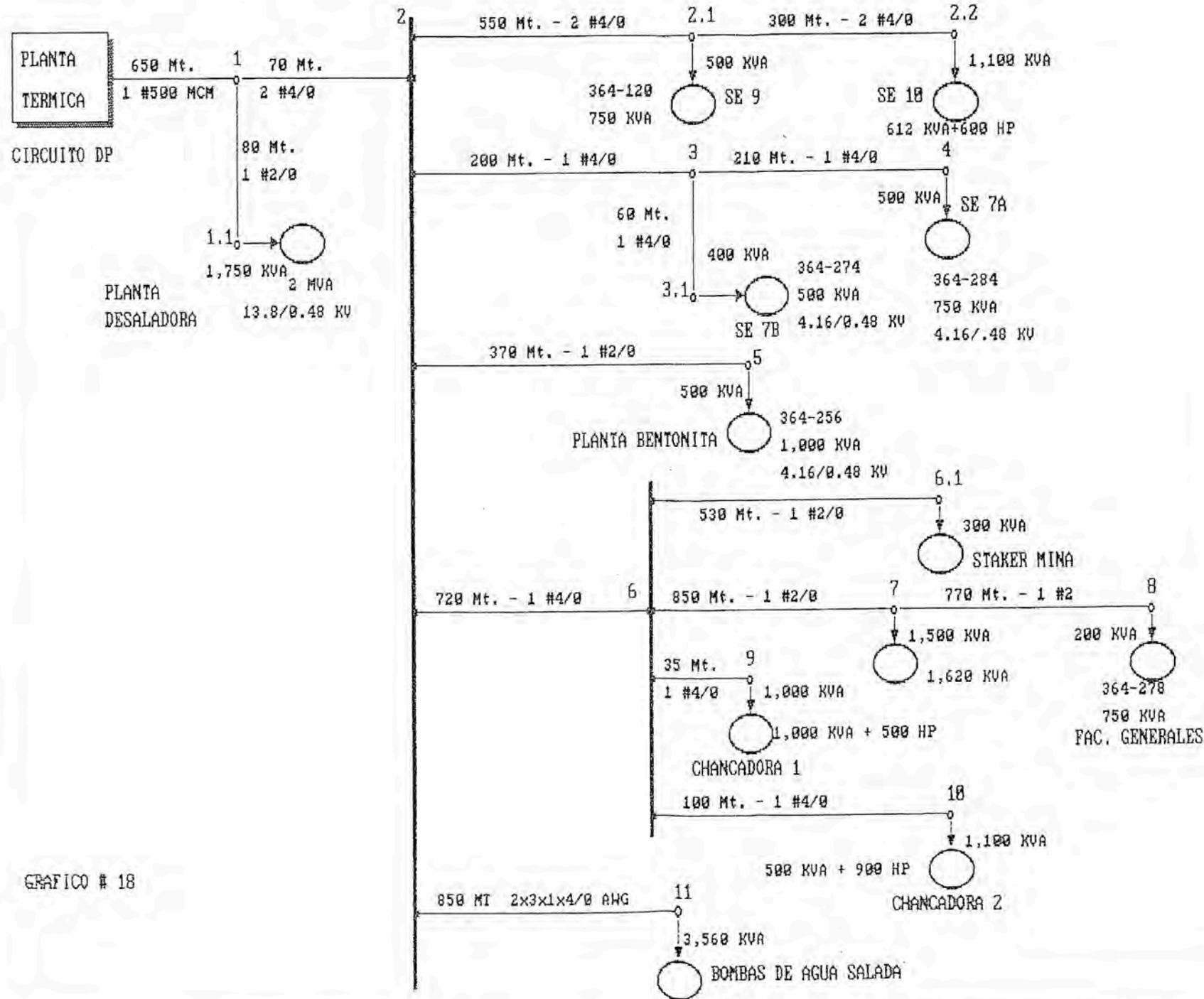


GRAFICO # 18

LINEA DE TRANSMISION # 1 (TL-1)

CUADRO 3.1.18

OPCION # 1

TRAMO	1	2	3	4	5	6	6.1	7	8	9	10	10.1	11	TOTALES
P (KVA)			1,000	1,000			1,000	1,000	1,500	1,000		1,000	1,000	8500
Σ P (KVA)	8,500	8,500	8,500	7,500	6,500	3,500	1,000	2,500	1,500	3,000	2,000	1,000	1,000	
TENSION (KV)	13.8	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	
I (AMP)	355.61	142.25	142.25	125.51	108.78	58.57	16.73	41.84	25.10	50.20	33.47	16.73	16.73	
L (Km.)	0.12	4.5	5.16	2.41	2.8	1.6	1.37	1.1	0.6	2.98	1.42	1.09	4.6	
Σ P x L	1,020	38,250	43,860	18,075	18,200	5,600	1,370	2,750	900	8,940	2,840	1,090	4,600	
CALIBRE (AWG)	750	250	1	3/0	1	3/0	3/0	3/0	3/0	1	1	1	1	
CAIDA DE TENSION (%)	0.075	1.192	2.368	0.701	0.983	0.217	0.053	0.107	0.035	0.483	0.153	0.059	0.248	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.075	1.267	3.635	4.336	5.319	5.536	5.589	5.643	5.678	5.801	5.955	6.014	6.203	6.20
COSTO DE LAS LINEAS	\$18,180	\$81,222	\$31,137	\$30,818	\$16,896	\$20,460	\$17,519	\$14,066	\$7,673	\$17,982	\$8,569	\$6,577	\$27,758	\$298,856
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	599	7,973	30,216	5,129	9,588	742	52	260	51	2,174	460	88	373	57,705
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	7,193	95,680	362,589	61,544	115,057	8,898	622	3,121	613	26,085	5,524	1,060	4,474	692,459
COSTO ANUAL (US \$)	\$360	\$4,784	\$18,129	\$3,077	\$5,753	\$445	\$31	\$156	\$31	\$1,304	\$276	\$53	\$224	\$34,623
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	13,935	230,034	333,015	113,654	105,672	16,432	1,149	5,764	1,132	23,957	5,074	974	4,109	854,900
COSTO ANUAL (US \$)	\$139	\$2,300	\$3,330	\$1,137	\$1,057	\$164	\$11	\$58	\$11	\$240	\$51	\$10	\$41	\$8,549
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$499	\$7,084	\$21,460	\$4,214	\$6,810	\$609	\$43	\$214	\$42	\$1,544	\$327	\$63	\$265	\$43,172
COSTO DE PERDIDAS	2.74%	8.72%	68.92%	13.67%	40.30%	2.98%	0.24%	1.52%	0.55%	8.59%	3.82%	0.95%	0.95%	14.45%
COSTO DE LINEAS														

FACTOR DE CARGA = 0.4549

FACTOR DE PERDIDA = 0.2813

estas subestaciones se distribuye la energía eléctrica hacia las plantas de chancado, casas de transferencia, equipos de operación de mina y a las subestaciones de distribución secundaria para los talleres y oficinas. En el gráfico 19-A se muestra el diagrama de cargas del circuito TL-1 y en el cuadro 3.1.17 las cargas principales del circuito.

En el cuadro 3.1.18 se muestra los valores de las caídas de tensiones, donde la máxima es 6.203%, además el porcentaje de costo de pérdidas/costo de líneas es 14.45%, por lo que se efectúa otra simulación (ver cuadro 3.1.19), aumentándose la sección de los conductores en algunos tramos, hasta obtener 4.786% de máxima caída de tensión; el porcentaje del costo de pérdidas/costo de líneas, ha descendido a 6.49% y el ahorro es de US \$ 17,568 al año, recuperándose el capital en 8 años.

3.8 Circuito de transmisión línea 2 (TL 2)

El Circuito que alimenta a San Juan es el denominado TL-2, el cual sale de las barras de la Planta Térmica en 13.8 Kv, apróx. a 100 mt de la Central Térmica alimenta a un transformador de 10 MVA, 13.8/34.5 KV. Esta línea con 5 MW de capacidad de transmisión y una longitud apróx. de 17 Km llega a 2 subestaciones denominadas Centros de Distribución N°1 y N°2 (CD-1 y CD-2), donde se transforma el suministro eléctrico de 34.5 kv a 4.16 Kv. Desde los Centros de Distribución salen cinco circuito de distribución en 4.16 Kv, los cuales han sido analizados con mayor detalle en el Capítulo II .

El Diagrama de cargas se muestran en la gráfica 19-B y las cargas que la conforman se muestran en el cuadro 3.1.20, En el Cuadro 3.1.21 se muestran los cálculos de las caídas de tensión, donde la máxima ha sido de 3.85% apróx. por lo que no se va a variar la sección de los conductores. En ese cuadro, también se muestran el costo total de las líneas, el costo de las pérdidas, etc.

CUADRO DE CARGAS DEL CIRCUITO TL-2
CUADRO 3.1.20

# EN EL DIAGRAMA DE CARGAS	DESCRIPCION DE LAS CARGAS	POTENCIA KVA
3.1	CIRCUITO N° 1 DE SAN JUAN CIRCUITO N° 2 DE SAN JUAN CIRCUITO N° 3 DE SAN JUAN CIRCUITO N° 4 DE SAN JUAN	2,500
4	CIRCUITO N° 5 DE SAN JUAN PUEBLO JOVEN TUPAC AMARU	1,500
	TOTALES	4,000

LINEA DE TRANSMISION # 2 (TL-2)

CUADRO 3.1.21

TRAMO	1	2	3	3.1	4	TOTALES
P (KVA)				2,500	1,500	4000
Σ P (KVA)	4,000	4,000	4,000	2,500	1,500	
TENSION (KV)	13.8	34.5	34.5	34.5	34.5	
I (AMP)	167.35	66.94	66.94	41.84	25.10	
L (Km.)	0.12	4.5	16.2	0.5	1.3	
Σ P x L	480	18,000	64,800	1,250	1,950	
CALIBRE (AWG)	2 #250	250	1/0	1/0	2	
CAIDA DE TENSION (%)	0.028	0.561	3.147	0.061	0.117	
Σ DE LAS CAIDAS (%)	0.028	0.589	3.736	3.797	3.852	3.85
COSTO DE LAS LINEAS	\$12,120	\$81,222	\$121,622	\$3,754	\$6,864	\$225,581
PERDIDAS POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	271	2,750	26,947	325	434	30,727
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	3,250	33,003	323,365	3,899	5,213	368,729
COSTO ANUAL (US \$)	\$163	\$1,650	\$16,168	\$195	\$261	\$18,436
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	2,823	79,345	354,941	4,279	4,134	445,522
COSTO ANUAL (US \$)	\$28	\$793	\$3,549	\$43	\$41	\$4,455
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$191	\$2,444	\$19,718	\$238	\$302	\$22,892
COSTO DE PERDIDAS	1.57%	3.01%	16.21%	6.33%	4.40%	10.15%
COSTO DE LINEAS						

FACTOR DE CARGA = 0.6054

FACTOR DE PERDIDA = 0.4382

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO TL-1 (LINEA HACIA LA MINA)

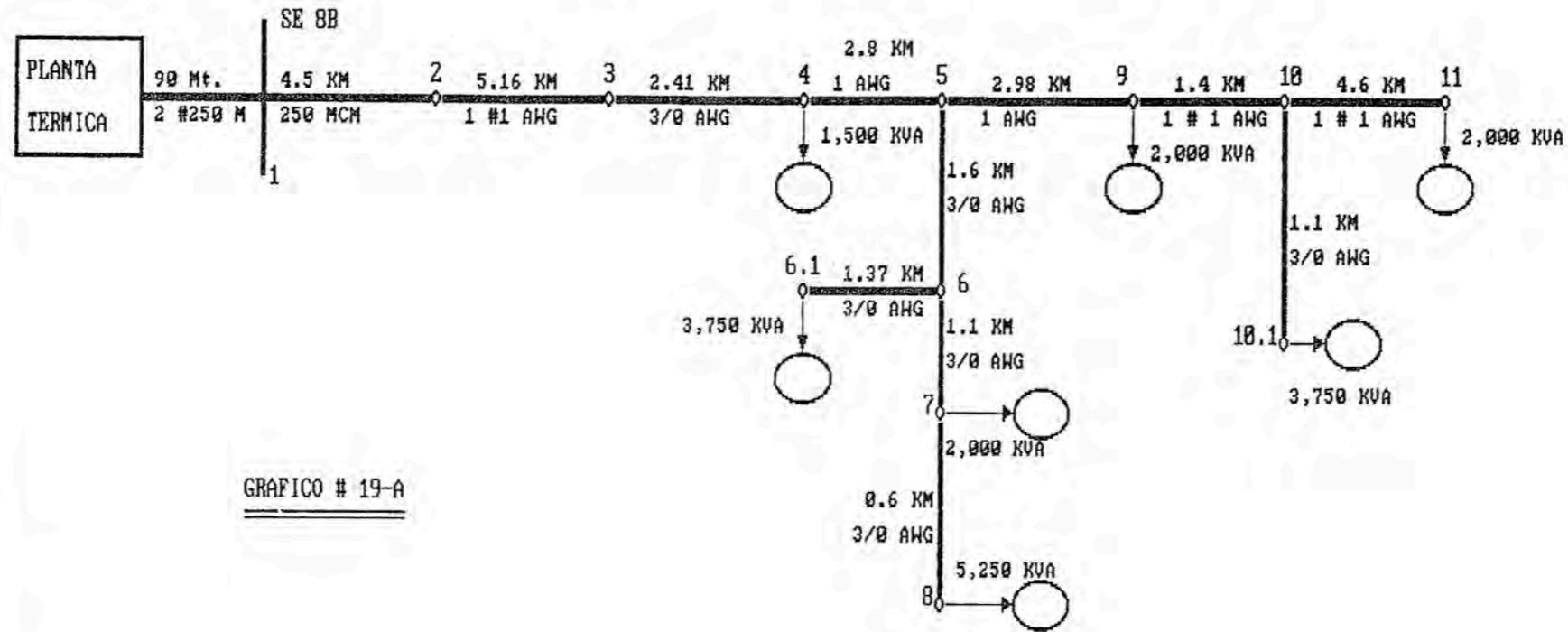


GRAFICO # 19-A

DIAGRAMA DE CARGAS DEL CIRCUITO TL-2 (LINEA HACIA SAN JUAN)

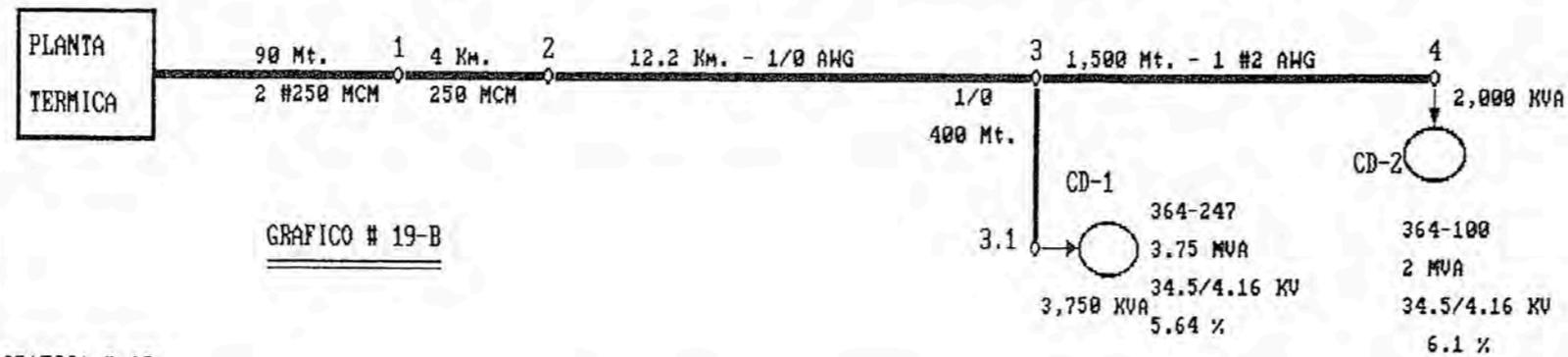


GRAFICO # 19-B

CUADRO RESUMEN DE LOS CIRCUITOS ORIGINALES DE SAN NICOLAS

CUADRO 3.1.22

TRAMO	CIRCUITO C1	CIRCUITO C2	CIRCUITO C3	CIRCUITO P1	CIRCUITO P2	CIRCUITO DP	CIRCUITO TL-1	CIRCUITO TL-2	TOTALES
P (KVA)	8950	10,000	9500	10700	10,000	11410	8500	4000	73,060
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)	2.01	1.150	0.95	1.96	0.957	7.52	6.20	3.85	
COSTO TOTAL DE LAS LINEAS (US \$)	\$151,753	\$137,360	\$200,738	\$223,694	\$196,950	\$325,399	\$298,856	\$225,581	\$1,760,330
PERDIDA TOTAL POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	39,619	40,317	23,328	43,461	24,392	129,013	57,705	30,727	388,562
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	475,432	483,802	279,937	521,531	292,698	1,548,153	692,459	368,729	4,662,741
COSTO ANUAL (US \$)	\$23,772	\$24,190	\$13,997	\$26,077	\$14,635	\$77,408	\$34,623	\$18,436	\$233,137
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	624,696	757,085	538,519	757,283	567,046	1,302,791	854,900	445,522	5,847,842
COSTO ANUAL (US \$)	\$6,247	\$7,571	\$5,385	\$7,573	\$5,670	\$13,028	\$8,549	\$4,455	\$58,478
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$30,019	\$31,761	\$19,382	\$33,649	\$20,305	\$90,436	\$43,172	\$22,892	\$291,615
COSTO DE PERDIDAS <hr/> COSTO DE LINEAS	19.78%	23.12%	9.66%	15.04%	10.31%	27.79%	14.45%	10.15%	16.57%

CUADRO RESUMEN DE LOS CIRCUITOS MODIFICADOS DE SAN NICOLAS

CUADRO 3.1.23

TRAMO	CIRCUITO C1	CIRCUITO C2	CIRCUITO C3	CIRCUITO P1	CIRCUITO P2	CIRCUITO DP	CIRCUITO TL-1	CIRCUITO TL-2	TOTALES
P (KVA)	8950	10,000	9500	10700	10,000	11410	8500	4000	73,060
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)	1.63	1.001	0.95	1.84	0.957	4.96	4.79	3.85	
COSTO TOTAL DE LAS LINEAS (US \$)	\$157,434	\$206,040	\$200,738	\$275,993	\$196,950	\$389,302	\$394,495	\$225,581	\$2,046,533
PERDIDA TOTAL POR MES EN LAS LINEAS (KW-HR)	36,535	28,798	23,328	34,093	24,392	92,731	29,945	30,727	300,550
PERDIDAS POR AÑO EN LAS LINEAS (KW-HR)	438,422	345,573	279,937	409,121	292,698	1,112,776	359,341	368,729	3,606,596
COSTO ANUAL (US \$)	\$21,921	\$17,279	\$13,997	\$20,456	\$14,635	\$55,639	\$17,967	\$18,436	\$180,330
CONSUMO POR AÑO EN LAS LINEAS (KVAR-HR)	621,195	707,524	538,519	720,855	567,046	1,216,047	763,684	445,522	5,580,392
COSTO ANUAL (US \$)	\$6,212	\$7,075	\$5,385	\$7,208.55	\$5,670	\$12,160	\$7,637	\$4,455	\$55,804
COSTO TOTALES DE LAS PERDIDAS (US \$)	\$28,133	\$24,354	\$19,382	\$27,665	\$20,305	\$67,799	\$25,604	\$22,892	\$236,134
COSTO DE PERDIDAS	17.87%	11.82%	9.66%	10.02%	10.31%	17.42%	6.49%	10.15%	11.54%
COSTO DE LINEAS									
INVERSION EN LINEAS	\$11,994	\$206,039		\$155,298		\$167,302	\$143,672		\$684,305
AHORRO PERDIDAS/AÑO	\$1,886	\$7,407		\$5,985		\$22,860	\$17,568		\$55,706
RECUP. CAPITAL (AÑOS)	6	28		26		7	8		12

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1 Los logros y mejoras obtenidos en este trabajo fueron los siguientes:

1.1 Las pérdidas se redujeron del 5'037,568 Kw-Hr a 3'807,707 Kw-Hr.

1.2 Los costos por pérdidas se van a reducir de US \$310, 356/añosa US \$246,190/año. Siendo el ahorro de US \$ 64, 166/año.

1.3 La confiabilidad de las líneas de transmisión se ha incrementado.

1.4 El servicio del sistema eléctrico ha mejorado.

2.- Las inversiones ha realizarse es de US \$ 728,121.

Las mejoras por áreas son las siguientes:

3. San Juan

En esta área los logros más importantes son los siguientes:

La máxima caída de tensión en el circuito N°3; disminuyó de 8.35% a 4.13%.

La máxima caída de tensión en el circuito N°5, disminuyó de 5.40% a 4.38%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito N°3 disminuyó de 47.48% a 9.32%.

La relación costo de pérdidas / costo de líneas del circuito N°5 disminuyó de 22.58% a 12.26%.

Las pérdidas totales de San Juan disminuyen de 374,827 Kw-Hr a 201,111 Kw-hr.- La disminución de las pérdidas

totales de 17.8% a 7.9% (más del 50%)

Las pérdidas disminuyen de US \$ 18,741 a US \$ 10,056 o sea US \$ 8,686 anuales, siendo la inversión del capital US \$ 43,816 y la recuperación del capital en 5 años.

Las acciones efectuadas son las siguientes:

3.1 Circuito N°1

La modificación principal en este circuito ha sido la desconexión del ramal constituido por 3 subestaciones con una carga de 225 Kva, las cuales han sido conectadas al circuito 4. Quedando conectado a este circuito las subestaciones con las cargas que la empresa considera estratégicas, esto permite un mejor manejo cuando se trata de racionar cargas, ya que este circuito rara vez se desenergiza, por eso que se ha dejado con la carga mínima.

Las caídas de tensión y pérdidas son bajas, por lo que no se ha previsto aumentar la sección de los conductores.

3.2 Circuito N°2

Debido a que este circuito estaba conformado, solamente por 2 subestaciones y su recorrido era apróx. paralelo al circuito N°3 y no muy distante ya que salían del mismo centro de distribución (ver gráfica del diagrama unifilar de San Juan), se decidió eliminar este circuito y conectar sus 2 subestaciones al circuito N°3, habiéndose recuperado una cantidad apreciable de conductores, aisladores, postes y disponiéndose de un interruptor de reserva para cualquier eventualidad.

3.3 Circuito N°3

En este circuito la máxima caída de tensión calculada

era de 7.43% pero posteriormente se añadió 2 subestaciones que pertenecían al circuito 2 obteniéndose una máxima caída de tensión de 8.35% (por lo se hizo varias simulaciones variando la sección de los conductores hasta obtener caídas de tensión permisibles (4.13)). Las pérdidas en el caso 2 eran US \$ 9,475 / año, equivalentes al 47% del costo total de las líneas del circuito, con las modificaciones efectuadas en el caso 3, las pérdidas disminuyen a US \$ 3,212 / año equivalentes al 9.32% del costo de las líneas. En el caso 2 las pérdidas son de 189,500 Kw-hr y en el caso 3 64,238, o sea que la disminución es 66%, lo anterior supone un ahorro anual de US \$ 6,263. La inversión en las nuevas líneas es de US \$ 22,765, la recuperación del capital se logra en apróx. 4 años.

3.4 Circuito N°4

La máxima caída de tensión calculada en este circuito fue de 2.51% con las SEs y secciones originales, debido a ello se decidió conectar 3 subestaciones que pertenecían al circuito N°1, la máxima caída de tensión para la nueva configuración es de 2.67%, la cual se considera aceptable; pero en los tramos 1, 2 y 3 de este circuito las pérdidas sobrepasan el 20% del costo de las líneas, para disminuir las pérdidas se realiza otra simulación (variando la sección de los conductores), considerándose 4/0 la sección de los cables en esos tramos. Las pérdidas totales del circuito disminuyen de 8.43% a 6.9%. La inversión en las nuevas líneas es US \$ 6,741, recuperándose el capital en

18 años. Se recomendó postergar el cambio de los cables, por ser la recuperación del capital muy lenta.

3.5 Circuito N°5

Este circuito es el que mayor carga tiene, con las secciones originales se obtiene 5.4% de máxima caída de tensión, siendo las pérdidas anuales de US \$ 6,055 equivalentes al 22.58% del costo de las líneas. Al realizarse otra simulación (variando la sección de los conductores) se obtiene 4.38% de máxima caída de tensión, disminuyendo las pérdidas a US \$ 4,010 equivalentes al 12.26% del costo de las líneas, obteniéndose US \$ 2,045 de ahorro al año, la inversión en las líneas es US \$ 14,311, recuperándose el capital en 7 años.

4 San Nicolás y Mina

En estas áreas las mejoras más importantes fueron las siguientes:

Las pérdidas totales de San Nicolás y la Mina disminuyen de US \$ 291,615 a US \$ 236,134, apróx. 20%. La relación costo de pérdidas totales / costo de líneas totales, disminuye de 16.57% a 11.54%.; o sea en 30%. La inversión en las líneas es US \$684,305, el ahorro anual en pérdidas es US \$55,706 y la recuperación del capital se logra en 12 años.

Las acciones efectuadas fueron las siguientes:

4.1 Circuito C1

Este circuito inicialmente tenía 2.01% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$30,019 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era

19.78%; posteriormente se hizo modificaciones variando la sección de los conductores en el circuito obteniéndose 1.63% de caída de tensión, US \$28,133 de pérdidas anuales y la relación costo de pérdidas / costo de líneas 17.87%; con una inversión en líneas de US \$11,994, lográndose US \$1,886 de ahorro anuales y recuperándose el capital en 6 años.

4.2 Circuito C2

Este circuito inicialmente tenía 1.15% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$31,761 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 23.12%; posteriormente se hizo modificaciones variando la sección de los conductores en el circuito obteniéndose 1.00% de caída de tensión, US \$24,354 de pérdidas anuales y la relación costo de pérdidas / costo de líneas 11.82%; con una inversión en líneas de US \$206,039, lográndose US \$7,407 de ahorro anuales y recuperándose el capital en 28 años. Por ser lenta la recuperación del capital se ha recomendado postergar las modificaciones.

4.3 Circuito C3

Este circuito inicialmente tenía 0.95% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$19,382 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 9.66%; por lo que no se ha previsto realizar modificaciones.

4.4 Circuito P1

Este circuito inicialmente tenía 1.96% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$33,649 y

la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 15.04%; posteriormente se hizo modificaciones variando la sección de los conductores en el circuito obteniéndose 1.84% de caída de tensión, US \$27,665 de pérdidas anuales y la relación costo de pérdidas / costo de líneas 10.02%; con una inversión en líneas de US \$155,298, lográndose US \$5,985 de ahorro anuales y recuperándose el capital en 26 años. Por ser lenta la recuperación del capital se ha recomendado postergar las modificaciones.

4.5 Circuito P2

Este circuito inicialmente tenía 0.95% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$20,305 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 10.31%; por lo que no se ha previsto realizar modificaciones.

4.6 Circuito DP

Este circuito inicialmente tenía 7.52% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$90,436 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 27.79%; posteriormente se hizo modificaciones variando la sección de los conductores en el circuito obteniéndose 4.96% de caída de tensión, US \$67,799 de pérdidas anuales y la relación costo de pérdidas / costo de líneas 17.42%; con una inversión en líneas de US \$167,302, lográndose US \$22,860 de ahorro anuales y recuperándose el capital en 7 años.

4.7 Circuito TL-2

Este circuito inicialmente tenía 3.85% de máxima

caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$22,892 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 10.15%; por lo que no se ha previsto realizar modificaciones.

4.8 Mina

Circuito TL-1 : Este circuito inicialmente tenía 6.2% de máxima caída de tensión, las pérdidas totales al año eran US \$43,172 y la relación costo de pérdidas / costo de líneas era 14.45%; posteriormente se hizo modificaciones variando la sección de los conductores en el circuito obteniéndose 4.79% de caída de tensión, US \$25,604 de pérdidas anuales y la relación costo de pérdidas / costo de líneas 6.49%; con una inversión en líneas de US \$143,672, lográndose US \$17,568 de ahorro

A N E X O S

ANEXO 1
Cálculo del Factor de Carga

$$F_c = \frac{\text{Energía Total consumida}}{\text{Máxima Demanda} \times 24 \text{ horas}} = \frac{E}{MD \times t}$$

donde :

F_c factor de Carga

E Energía total consumida (Kw-Hr)

MD Máxima Demanda en el período (Kw)

t Período de tiempo (horas)

Cálculo del factor de pérdidas

$$F_p = 0.7 \times F_c^2 + 0.3 \times F_c$$

donde :

F_p Factor de pérdidas

F_c Factor de carga

Cálculo de la caída de tensión

$$AV (\%) = \frac{KVA \times L}{10 \times V^2} \times Z$$

donde :

KVA potencia en KVA

L longitud en Km

V tensión en Kv

Z Impedancia en ohm/Km = R x Cosφ + XL x Senφ

$$R = R_{20} [1 + \alpha(t-20)]/A$$

α = coeficiente térmico de resistencia a 20 °C

$$\alpha_{Cu \text{ duro}} = 0.00382 \text{ (1/}^\circ\text{C)}$$

$$R_{20} = 17.9 \text{ } \Omega \times \text{mm}^2 / \text{Km}$$

t temperatura en el conductor = 45 °C

A sección del conductor en mm²

R resistencia del conductor en Ω/Km

$$XL = 0.376992 \left(0.05 + 0.4605 \log \frac{DMG}{re} \right) \text{ (}\Omega/\text{Km)}$$

donde :

$$DMG = \text{distancia media geométrica} = \sqrt[3]{D12 \times D13 \times D23}$$

D12 distancia entre el cable 1 y 2

D13 distancia entre el cable 1 y 3

D23 distancia entre el cable 2 y 3

$$re = \text{radio medio geométrico o radio equivalente} = \sqrt{S/\pi}$$

s sección nominal del conductor

Cálculo de las pérdidas

$$\text{Pérdida de energía diaria} = n \times F_p \times \frac{\sigma \times L}{S} \times I^2 \times \frac{24}{1000} \text{ (Kw-Hr)}$$

donde :

n número de conductores

Fp Factor de pérdidas

σ resistividad ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{Km}$)

L longitud en Km

S sección del conductor en mm²

I corriente en amperios

A N E X O 2

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

CONDUCTOR FORRADO

CALIBRE (AWG) CONDUCTOR FORRADO	X Ω /Mt.	R Ω /Mt.	Z Ω /Mt.	Z Ω /Km.	X Ω /Km.	R Ω /Km.
4	0.00020	0.00097	0.00099	0.985	0.196	0.966
2 #4	0.00010	0.00048	0.00049	0.493	0.098	0.483
2	0.00018	0.00061	0.00064	0.637	0.182	0.610
2 #2	0.00009	0.00031	0.00032	0.318	0.091	0.305
1	0.00017	0.00049	0.00052	0.515	0.172	0.486
2 #1	0.00009	0.00024	0.00026	0.258	0.086	0.243
1/0	0.00017	0.00039	0.00042	0.423	0.168	0.388
2 #1/0	0.00008	0.00019	0.00021	0.211	0.084	0.194
2/0	0.00016	0.00031	0.00035	0.351	0.162	0.312
2 #2/0	0.00008	0.00016	0.00018	0.175	0.081	0.156
3/0	0.00016	0.00025	0.00029	0.294	0.156	0.249
2 #3/0	0.00008	0.00012	0.00015	0.147	0.078	0.125
4/0	0.00015	0.00020	0.00025	0.250	0.150	0.199
2 #4/0	0.00008	0.00010	0.00012	0.125	0.075	0.100
250	0.00015	0.00017	0.00022	0.224	0.146	0.170
2 #250	0.00007	0.00009	0.00011	0.112	0.073	0.085
300	0.00014	0.00014	0.00020	0.202	0.142	0.144
2 #300	0.00007	0.00007	0.00010	0.101	0.071	0.072
350	0.00014	0.00012	0.00019	0.186	0.139	0.124
2 #350	0.00007	0.00006	0.00009	0.093	0.069	0.062
400	0.00014	0.00011	0.00018	0.175	0.136	0.111
2 #400	0.00007	0.00006	0.00009	0.088	0.068	0.055
450	0.00013	0.00010	0.00017	0.166	0.133	0.099
2 #450	0.00007	0.00005	0.00008	0.083	0.067	0.050
500	0.00013	0.00009	0.00016	0.161	0.133	0.091
2 #500	0.00007	0.00005	0.00008	0.081	0.066	0.046
600	0.00013	0.00008	0.00015	0.150	0.129	0.078
2 #600	0.00006	0.00004	0.00008	0.075	0.064	0.039
750	0.00012	0.00007	0.00014	0.140	0.124	0.065
2 #750	0.00006	0.00003	0.00007	0.070	0.062	0.033

**PARAMETROS DE LAS LINEAS
DE TRANSMISION
CONDUCTOR DESNUDO**

CALIBRE (AWG) CONDUCTOR DESNUDO	X Ω /Km.	R Ω /Km.	Z Ω /Km.
3	0.45020	0.78440	0.90441
2	0.43820	0.56027	0.71128
1	0.43140	0.47624	0.64258
1/0	0.42460	0.39220	0.57802
2/0	0.41170	0.28010	0.49795
3/0	0.40490	0.22230	0.46191
4/0	0.39970	0.20640	0.44985
250	0.34170	0.14410	0.37084
2 #3	0.22510	0.39220	0.45221
2 #2	0.21910	0.28014	0.35564
2 #1	0.21570	0.23812	0.32129
2 #1/0	0.21230	0.19610	0.28901
2 #2/0	0.20585	0.14005	0.24897
2 #3/0	0.20245	0.11115	0.23096
2 #4/0	0.19985	0.10320	0.22492
2 #250	0.17085	0.07205	0.18542

COSTO DE LAS LINEAS

AWG	MM	FORRADAS US \$/MT 13.8 KV	FORRADAS US \$/KM 13.8 KV	DESNUDAS US \$/KM
4				
2 #4				
2	35	14.73	\$14,729	\$1,760
2 #2	70	29.46	\$29,458	\$3,520
1	40	16.83	\$16,833	\$2,011
2 #1	80	33.67	\$33,667	\$4,023
1/0	50	21.04	\$21,042	\$2,503
2 #1/0	100	42.08	\$42,083	\$5,005
2/0	70	29.46	\$29,458	\$3,515
2 #2/0	140	58.92	\$58,917	\$7,029
3/0	85	35.77	\$35,771	\$4,263
2 #3/0	170	71.54	\$71,542	\$8,525
4/0	95	39.98	\$39,979	\$4,763
2 #4/0	190	79.96	\$79,958	\$9,526
250	120	50.50	\$50,500	\$6,016
2 #250	240	101.00	\$101,000	\$12,033
300	144	60.60	\$60,600	\$7,220
2 #300	288	121.20	\$121,200	\$14,439
350	168	70.70	\$70,700	\$8,423
2 #350	336	141.40	\$141,400	\$16,846
400	192	80.80	\$80,800	\$9,626
2 #400	384	161.60	\$161,600	\$19,253
450	216	90.90	\$90,900	\$10,830
2 #450	432	181.80	\$181,800	\$21,659
500	240	101.00	\$101,000	\$12,033
2 #500	480	202.00	\$202,000	\$24,066
600	288	121.20	\$121,200	\$14,439
2 #600	576	242.40	\$242,400	\$28,879
750	360	151.50	\$151,500	\$18,049
2 #750	720	303.00	\$303,000	\$36,099

A N E X O 3

CUADRO DEL CONSUMO DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS PRINCIPALES EN EL AÑO 1993

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1993	FEBRERO 1993	MARZO 1993	ABRIL 1993	MAYO 1993	JUNIO 1993	JULIO 1993	AGOSTO 1993	SETIEMBRE 1993	OCTUBRE 1993	NOVIEMBRE 1993	DICIEMBRE 1993	MAXIMA 1993	KW PROMEDIO
1	AUXILIAR 1														0
2	AUXILIAR 2	110,400	89,300	104,700	102,500	317,700	366,500	131,600	134,000		141,400	136,500	139,900	366,500	493
3	AUXILIAR 3	103,140	91,800	82,260	97,740	58,680	57,420	126,360	72,300		74,500	75,420	78,400	126,360	170
4	CONCENTRADORA 1	1,946,880	1,743,840	1,967,040	2,213,280	2,976,480	3,113,280	2,937,600	3,797,280		3,064,320	3,411,360	3,458,880	3,797,280	5,104
5	CONCENTRADORA 2	2,410,900	2,131,100	2,277,600	2,918,800	2,366,900	4,138,000	3,946,100	4,282,300		4,657,500	4,219,400	4,297,300	4,657,500	6,260
6	CONCENTRADORA 3	5,015,200	4,797,000	4,810,200	3,754,000	5,387,900	5,306,900	5,487,100	5,635,800		5,904,600	5,591,600	5,785,300	5,904,600	7,936
7	P. PELETS 1	2,497,000	2,236,000	2,156,000	2,010,000	2,311,000	4,740,000	5,280,000	3,523,000		3,653,000	4,680,000	5,380,000	5,380,000	7,231
8	P. PELETS 2	5,495,900	4,454,700	3,596,900	5,684,200	5,809,500	5,672,400	5,738,900	5,854,100		5,703,100	5,708,000	5,611,300	5,854,100	7,868
9	AGUA SALADA	303,100	274,300	310,800	277,600	221,700	276,700	294,200	292,020		129,080	126,000	134,540	310,800	418
10	TL-1 (MINA)	1,006,000	1,134,000	1,145,500	1,122,300	1,298,900	1,249,100	1,389,100	1,409,040		1,541,300	1,628,600	1,499,500	1,628,600	2,189
11	TL-2 (SAN JUAN)	1,322,880	1,163,520	1,282,560	1,294,080	1,432,320	1,476,480	1,534,080	1,551,600		1,553,280	1,443,840	1,459,200	1,553,280	2,088
12	D P	3,520,800	3,382,560	3,373,920	3,650,400	4,141,440	3,916,800	4,265,280	4,232,160		3,990,240	3,903,840	4,011,840	4,265,280	5,733

CUADRO DEL CONSUMO DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS PRINCIPALES EN EL AÑO 1994

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1994	FEBRERO 1994	MARZO 1994	ABRIL 1994	MAYO 1994	JUNIO 1994	JULIO 1994	AGOSTO 1994	SETIEMBRE 1994	OCTUBRE 1994	NOVIEMBRE 1994	DICIEMBRE 1994	MAXIMA 1994	KW PROMEDIO
1	AUXILIAR 1			16,800	57,400	68,800	64,900	70,600	136,900	283,700	103,400	60,700	115,300	283,700	381
2	AUXILIAR 2	157,800	76,900	120,300	48,800	61,700	312,600	342,500	354,800	321,000	318,700	340,300	290,800	354,800	477
3	AUXILIAR 3	74,800	72,400	116,100	98,280	127,620	84,960	78,840	81,000	18,900	18,000		208,100	208,100	280
4	CONCENTRADORA 1	3,932,640	3,640,320	3,912,480	3,218,400	3,972,960	4,073,760	4,256,640	4,296,960	3,996,000	3,126,240	4,024,800	3,994,560	4,296,960	5,775
5	CONCENTRADORA 2	4,769,000	3,237,000	3,890,400	4,067,300	2,580,400	3,912,400	3,689,000	4,000,200	3,234,100	2,387,100	3,704,000	3,582,500	4,769,000	6,410
6	CONCENTRADORA 3	5,810,400	5,007,900	4,585,800	4,635,500	5,447,600	5,644,200	5,801,100	5,735,700	5,439,800	5,011,700	5,675,500	5,484,100	5,810,400	7,810
7	P. PELETS 1	5,271,000	4,350,000	5,104,000	5,285,000	5,410,000	5,106,000	5,487,000	5,594,000	5,362,000	4,420,000	4,993,000	4,270,000	5,594,000	7,519
8	P. PELETS 2	6,010,000	4,886,800	4,713,000	4,091,200	5,678,400	5,671,600	5,829,800	5,861,400	5,586,100	5,547,000	5,559,700	5,886,100	6,010,600	8,079
9	AGUA SALADA	154,340	117,320	68,400	212,300	293,200	288,900	289,500	289,200	468,200	551,100	554,260	380,000	554,200	745
10	TL-1 (MINA)	1,418,400	1,288,500	1,492,300	1,691,180	1,602,960	1,555,760	1,725,340	1,867,440	1,811,340	2,053,500	2,008,400	1,891,000	2,063,500	2,774
11	TL-2 (SAN JUAN)	1,420,800	1,265,280	1,366,540	1,486,680	1,392,240	1,575,760	1,580,900	1,571,280	1,590,160	1,575,120	1,461,120	1,449,600	1,590,180	2,137
12	D P	4,213,440	3,879,360	4,286,880	4,118,400	4,402,080	4,194,720	4,564,800	4,651,200	4,137,120	3,585,600	4,116,960	4,425,120	4,651,200	6,252

CUADRO DE LAS MAXIMAS DEMANDAS DE LOS CIRCUITOS PRINCIPALES EN EL AÑO 1993

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1993	FEBRERO 1993	MARZO 1993	ABRIL 1993	MAYO 1993	JUNIO 1993	JULIO 1993	AGOSTO 1993	SETIEMBRE 1993	OCTUBRE 1993	NOVIEMBRE 1993	DICIEMBRE 1993	MAXIMA 1993
1	AUXILIAR 1	120	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	120
2	AUXILIAR 2	400	230	230	300	680	850	850	240		460	360	360	850
3	AUXILIAR 3	198	1,800	1,800	180	180	198	198	1,440		324	324	324	1800
4	CONCENTRADORA 1	3,744	4,032	4,032	4,608	5,184	5,472	5,472	8,784		9,648	6,336	6,408	9648
5	CONCENTRADORA 2	3,800	6,600	6,600	6,400	6,400	6,500	6,500	6,700		6,900	6,900	7,000	7000
6	CONCENTRADORA 3	8,200	8,200	8,200	8,300	8,200	8,600	8,600	8,900		9,000	8,900	9,000	9000
7	P. PELETS 1	4,400	4,300	4,300	4,300	4,300	8,200	8,200	10,000		8,500	0	8,500	10000
8	P. PELETS 2	8,800	8,400	8,400	9,200	8,500	9,200	9,200	7,500		9,200	8,700	9,200	9200
9	AGUA SALADA (S W P)	1,200	1,200	1,200	1,200	1,400	1,200	1,200	1,200		0	0	0	1400
10	TL-1 (MINA)	5,000	4,500	4,500	5,300	5,600	5,300	5,300	6,000		6,000	6,500	5,700	6500
11	TL-2 (SAN JUAN)	3,552	3,072	3,072	3,264	3,648	3,456	3,456	3,648		3,456	3,456	3,456	3648
12	D P	7,344	6,912	6,912	7,344	7,920	7,632	7,632	8,208		8,496	8,496	7,920	8496

NOTA : EN EL MES DE SETIEMBRE NO HUBO PRODUCCION POR HABER DADO AL PERSONAL VACACIONES MASIVAS

CUADRO DE LAS MAXIMAS DEMANDAS DE LOS CIRCUITOS PRINCIPALES EN EL AÑO 1994

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1994	FEBRERO 1994	MARZO 1994	ABRIL 1994	MAYO 1994	JUNIO 1994	JULIO 1994	AGOSTO 1994	SETIEMBRE 1994	OCTUBRE 1994	NOVIEMBRE 1994	DICIEMBRE 1994	MAXIMA 1994
1	AUXILIAR 1	0	0	200	140	120	300	660	490	520	540	540	530	660
2	AUXILIAR 2	360	310	280	230	340	560	380	550	520	580	580	540	580
3	AUXILIAR 3	342	342	342	342	216	216	198	144	144	144	0	0	342
4	CONCENTRADORA 1	5,904	6,480	6,480	6,048	6,480	6,624	6,480	6,624	6,624	6,480	6,480	6,336	6624
5	CONCENTRADORA 2	7,000	6,800	6,900	6,900	7,000	7,000	2,800	6,400	6,700	6,600	6,600	6,600	7000
6	CONCENTRADORA 3	9,200	8,400	8,800	9,100	9,000	9,000	9,000	8,500	9,000	9,000	9,000	8,800	9200
7	P. PELETS 1	8,500	8,600	8,300	7,500	8,700	8,700	9,000	8,500	8,800	8,400	8,400	8,400	9000
8	P. PELETS 2	9,200	9,000	9,200	9,500	8,900	9,200	2,800	8,500	9,000	9,400	9,400	9,800	9800
9	AGUA SALADA (S W P)	0	0	0	0	1,200	1,200	200	1,200	1,500	1,500	1,500	1,800	1800
10	TL-1 (MINA)	5,700	6,000	9,100	8,800	5,100	5,300	9,000	0	8,000	7,200	7,200	6,300	9100
11	TL-2 (SAN JUAN)	3,648	3,456	3,264	7,488	3,264	3,532	8,256	8,448	8,064	3,648	3,264	3,648	8448
12	D P	7,920	8,064	8,208	7,920	7,920	8,496	7,776	8,496	8,064	8,064	8,064	7,920	8496

CUADRO DEL CONSUMO DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS DE SAN JUAN - 1993 AÑO 1993

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1993	FEBRERO 1993	MARZO 1993	ABRIL 1993	MAYO 1993	JUNIO 1993	JULIO 1993	AGOSTO 1993	SETIEMBRE 1993	OCTUBRE 1993	NOVIEMBRE 1993	DICIEMBRE 1993	MAXIMA 1993	KW PROMEDIO
CIRCUITO 1		111,600	101,000	111,400	111,300	119,900	117,200	118,800	113,800		120,660	114,440	119,840	120,660	162
CIRCUITO 2															
CIRCUITO 3		337,400	294,000	331,800	333,900	369,300	382,400	400,600	387,000		403,100	385,680	395,660	403,100	542
CIRCUITO 4		380,000	323,000	364,400	369,000	406,460	430,400	467,400	460,600		473,360	440,940	444,720	473,360	636
CIRCUITO 5		481,600	420,000	459,200	453,600	499,240	512,400	477,448	551,600		521,360	495,040	486,080	551,600	766
TOTALES		1,310,600	1,138,000	1,266,800	1,267,800	1,394,900	1,442,400	1,464,248	1,513,000	0	1,518,480	1,436,100	1,446,300	1,518,480	2,041

CUADRO DEL CONSUMO DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS DE SAN JUAN - 1994

ITEM	DESCRIPCION	ENERO 1994	FEBRERO 1994	MARZO 1994	ABRIL 1994	MAYO 1994	JUNIO 1994	JULIO 1994	AGOSTO 1994	SETIEMBRE 1994	OCTUBRE 1994	NOVIEMBRE 1994	DICIEMBRE 1994	MAXIMA 1994	KW PROMEDIO
CIRCUITO 1		118,460	105,440	114,500	113,560	118,920	113,360	114,720	117,480	116,860	120,660	115,200	122,900	122,900	165
CIRCUITO 2															
CIRCUITO 3		393,760	340,500	355,000	482,440	308,480	483,600	431,560	405,060	441,380	415,060	394,100	404,280	483,600	650
CIRCUITO 4		417,360	369,840	409,800	413,640	440,880	441,720	463,260	479,340	472,540	481,060	445,700	443,160	481,060	647
CIRCUITO 5		469,840	411,040	444,640	440,160	480,760	494,480	522,760	520,800	506,800	502,320	464,240	462,840	522,760	726
TOTALES		1,399,420	1,226,820	1,323,940	1,449,800	1,349,040	1,533,160	1,532,300	1,522,680	1,537,580	1,519,100	1,419,240	1,433,180	1,537,580	2,136

A N E X O 4

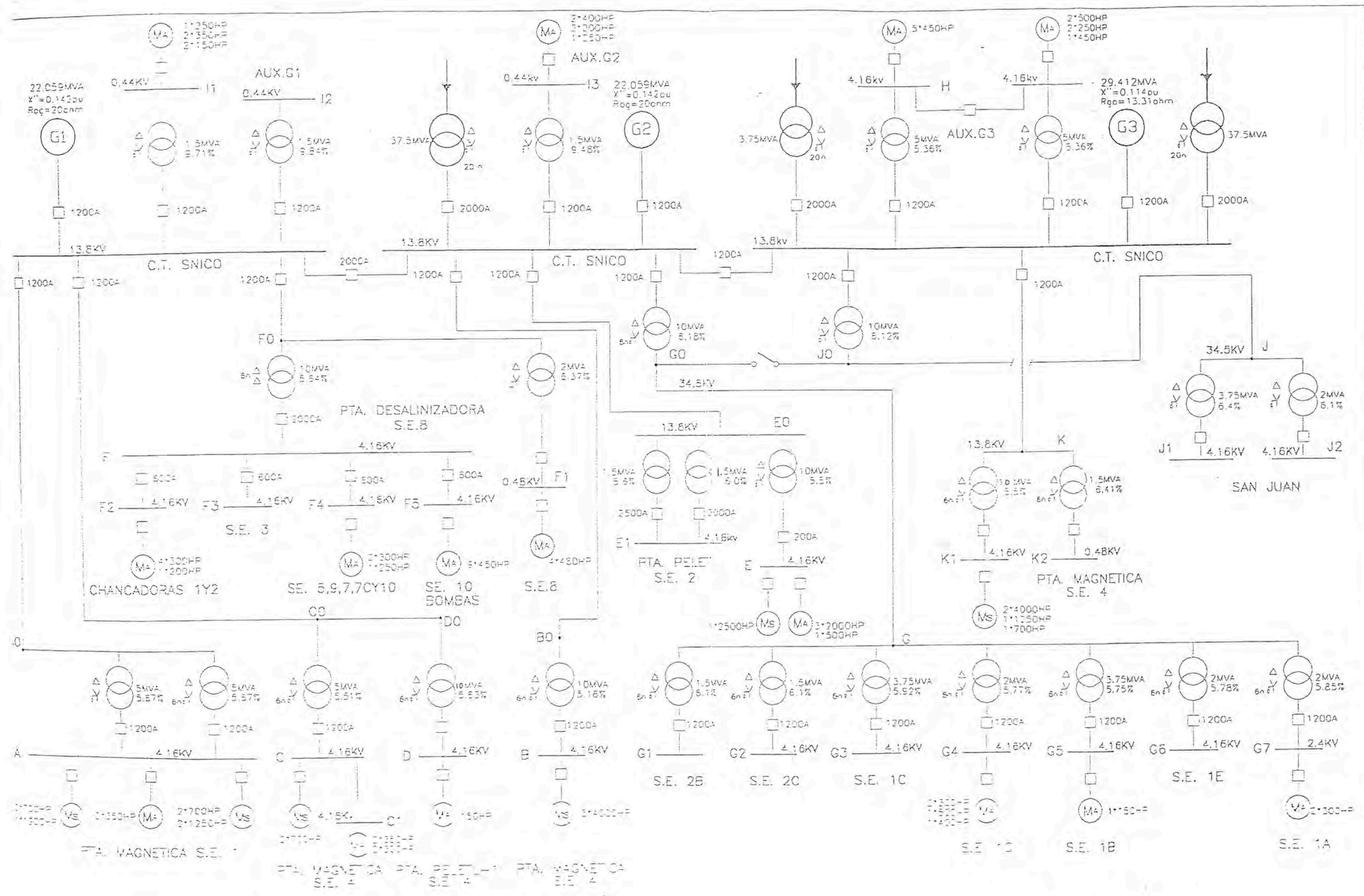
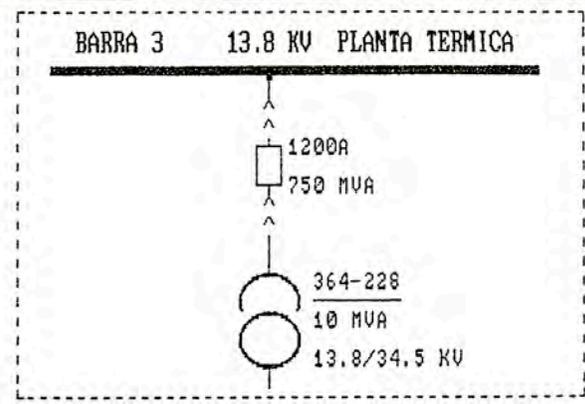


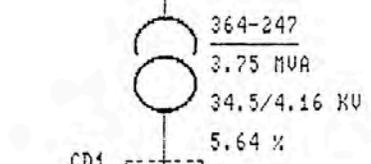
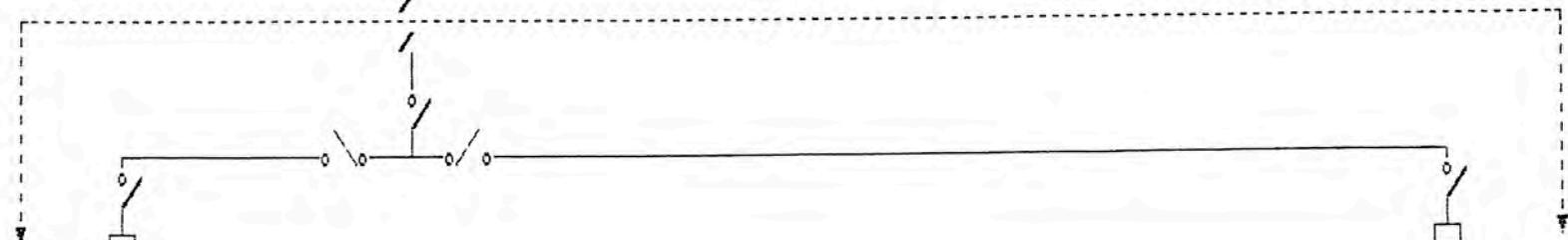
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA
ELECTRICO DE SECUGANG KIEFRO
PERU

DISTRIBUCION ELECTRICA DE SAN JUAN



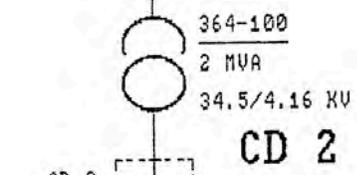
SAN NICOLAS

SAN JUAN



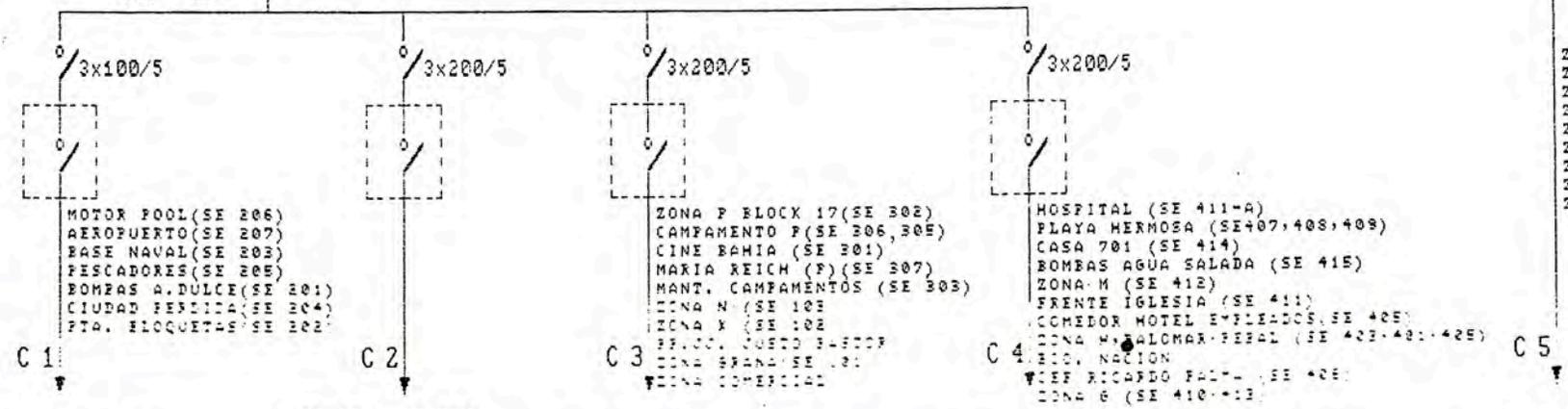
CD1
600A
200 MVA

CD 1



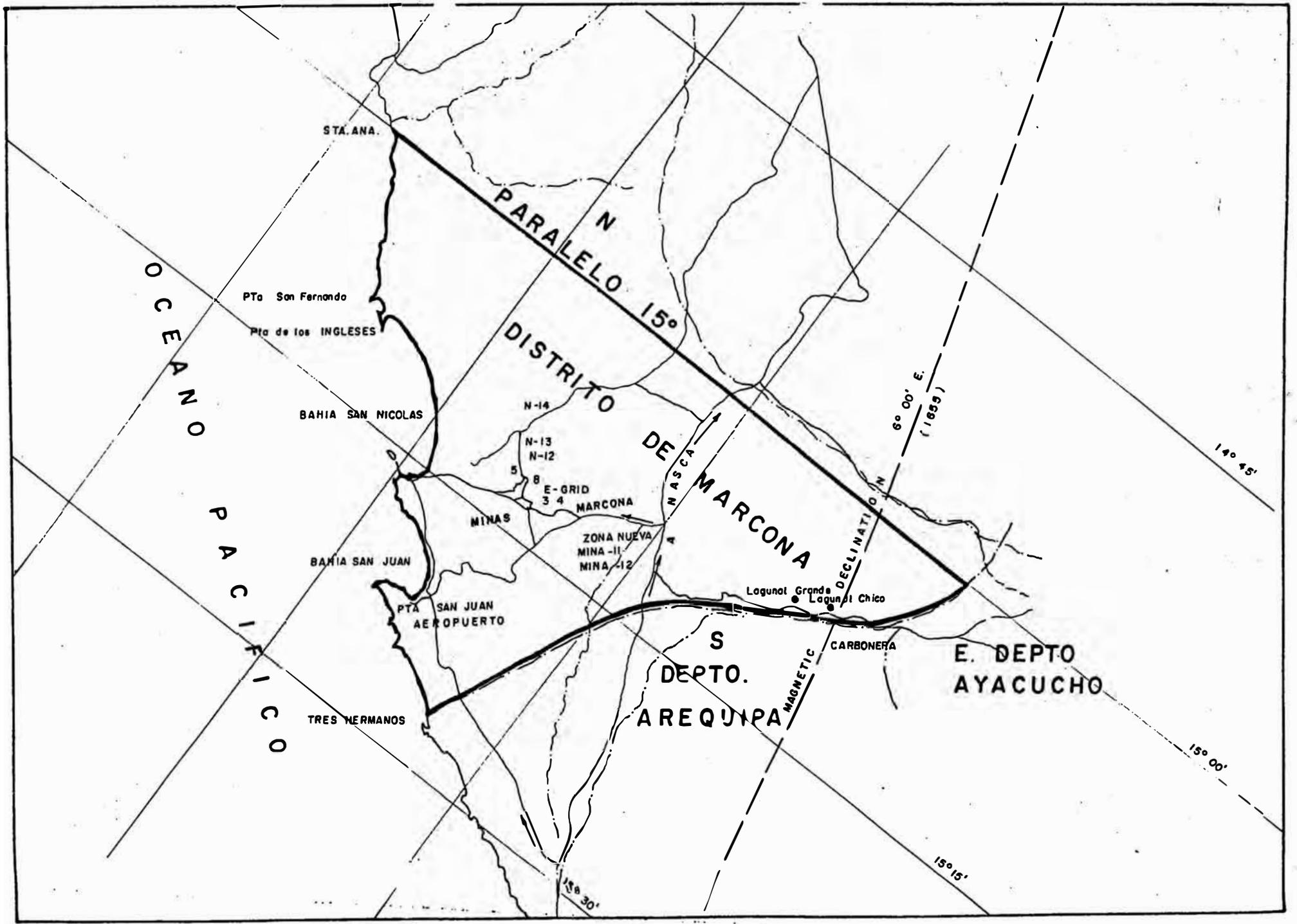
CD 2
600A
200 MVA

CD 2



- ZONA O (SE 110)
- ZONA Q (SE 105)
- ZONA R (SE 106)
- ZONA S (SE 107)
- ZONA T (SE 108)
- ZONA U (SE 109)
- ZONA LA UNION - O NUEVA (SE 111)
- ZONA LAS ISLAS (SE 113)
- ZONA O VIEJA (SE 104)

SE DE 4160/230 V SE DE 4160/230 V RESERVA SE DE 4160 330 V SE DE 4160/230 V SE DE 4160 330 V



O
C
E
A
N
O
P
A
C
I
F
I
C
O

STA. ANA.

PTa San Fernando

Pta de los INGLESES

BAHIA SAN NICOLAS

BAHIA SAN JUAN

PTA SAN JUAN
AEROPUERTO

TRES HERMANOS

N
PARALELO 15°

DISTRITO DE NASCA

N-14

N-13

N-12

5

8

E-GRID

3

4

MINAS

MARCONA

ZONA NUEVA

MINA -II

MINA -12

N
S
DEPTO.
AREQUIPA

Lagunal Grande
Lagunal Chico

CARBONERA

E. DEPTO
AYACUCHO

6° 00' E.
(1859)

DECLINACION
MAGNETICA

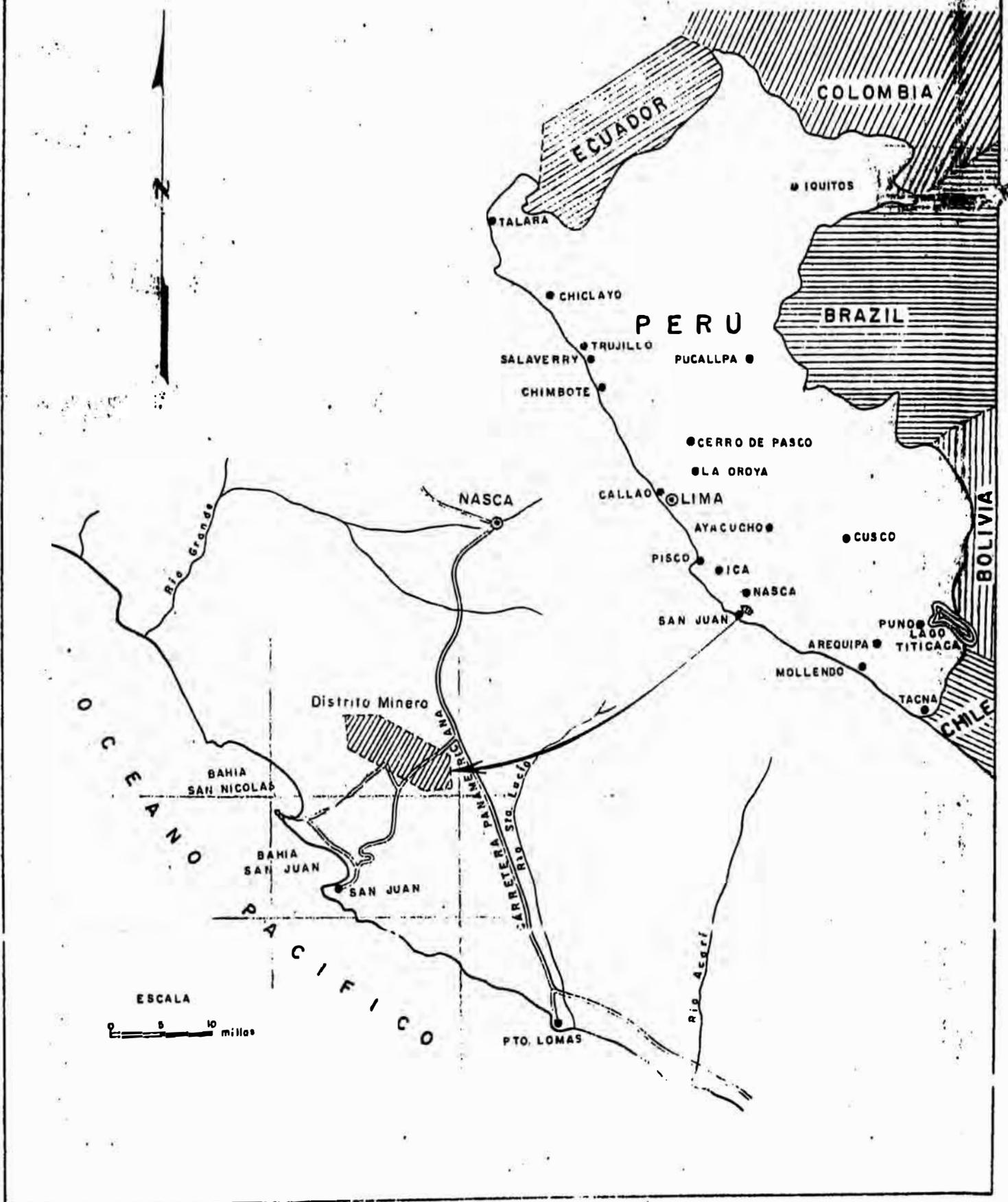
149° 45'

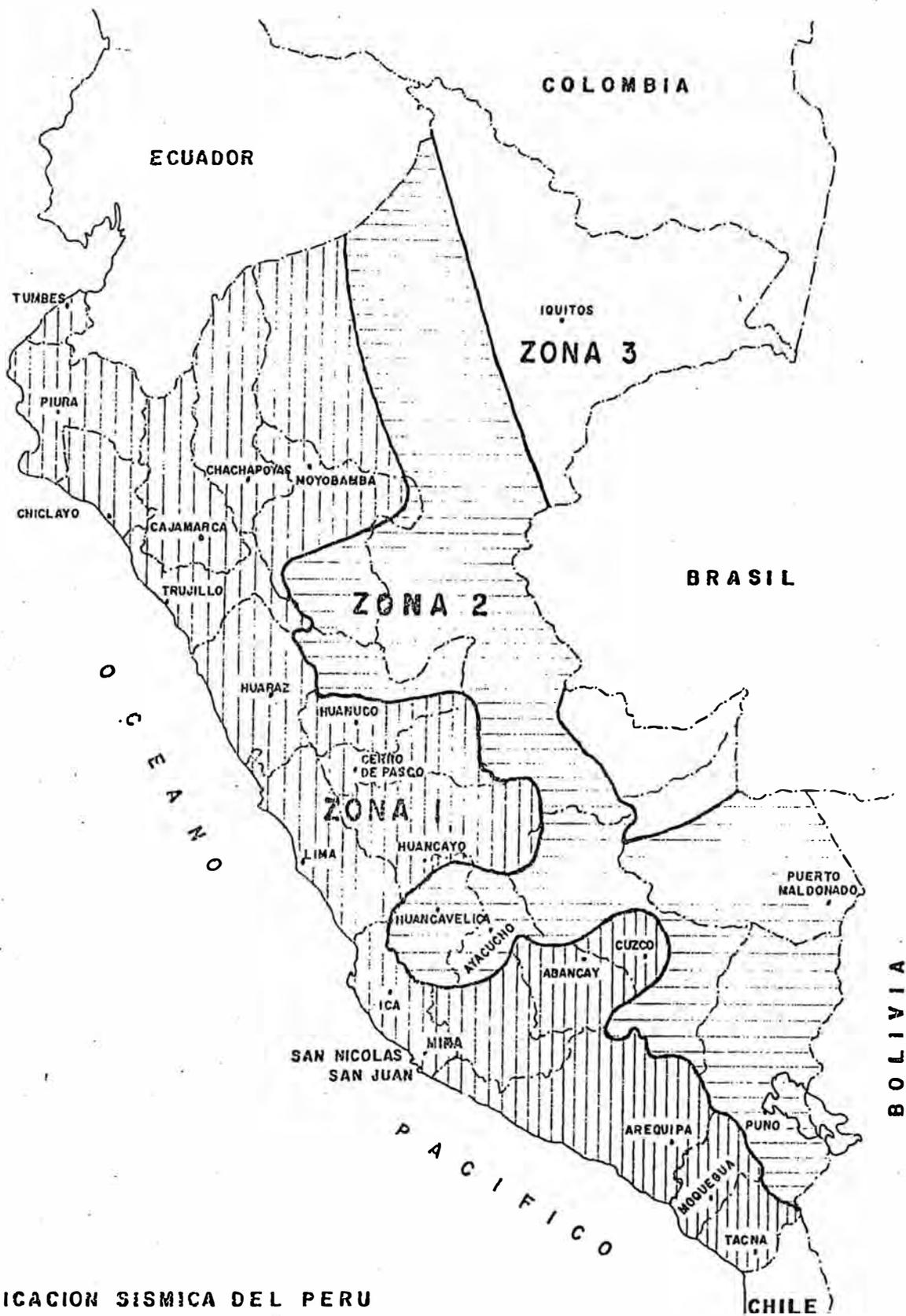
150° 00'

15° 15'

15° 30'

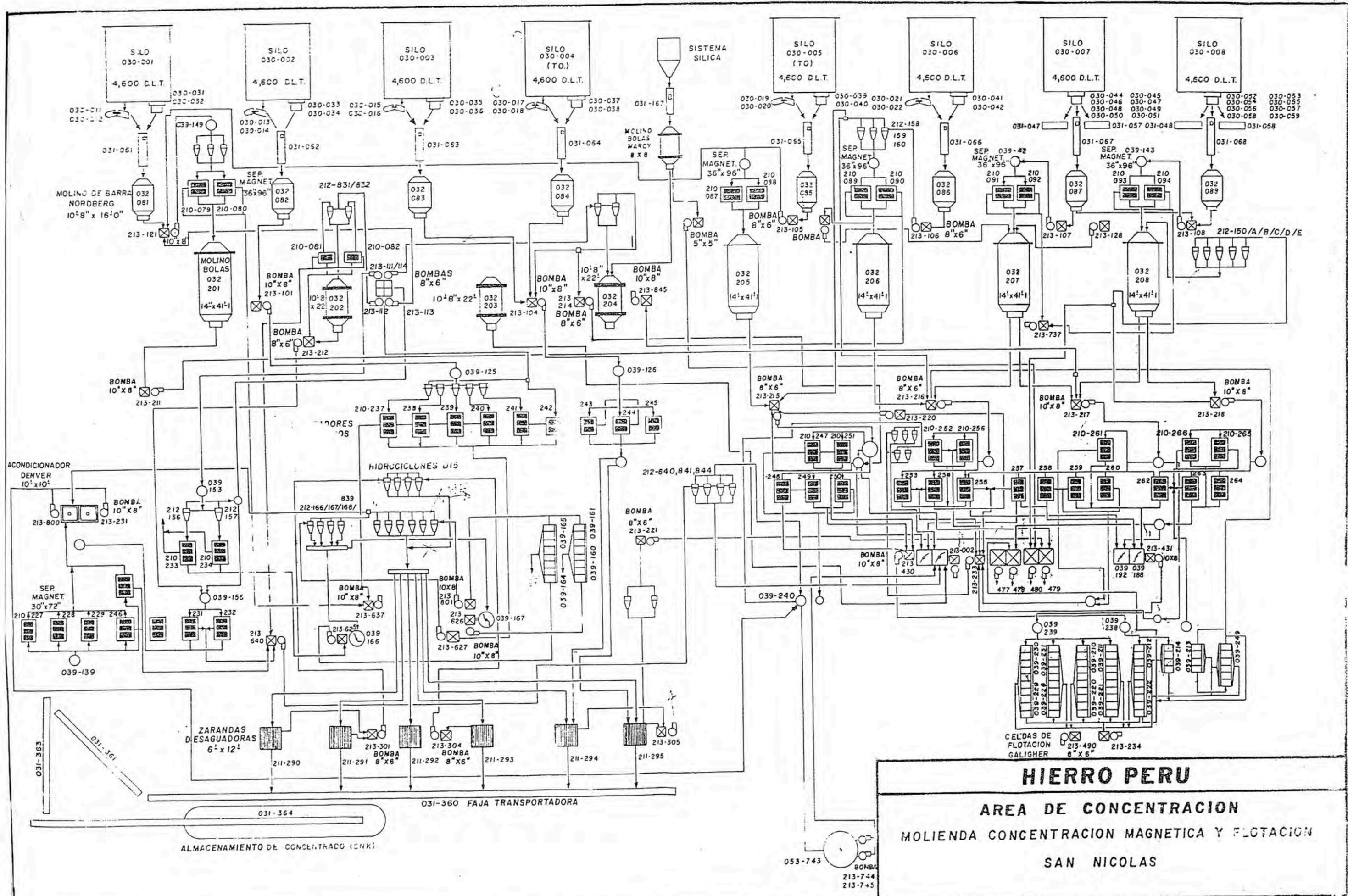
MAPA DE UBICACION DE LAS MINAS DE MARCONA





ZONIFICACION SISMICA DEL PERU

- ZONA 1 SISMICIDAD ALTA**
- ZONA 2 SISMICIDAD MEDIA**
- ZONA 3 SISMICIDAD BAJA**



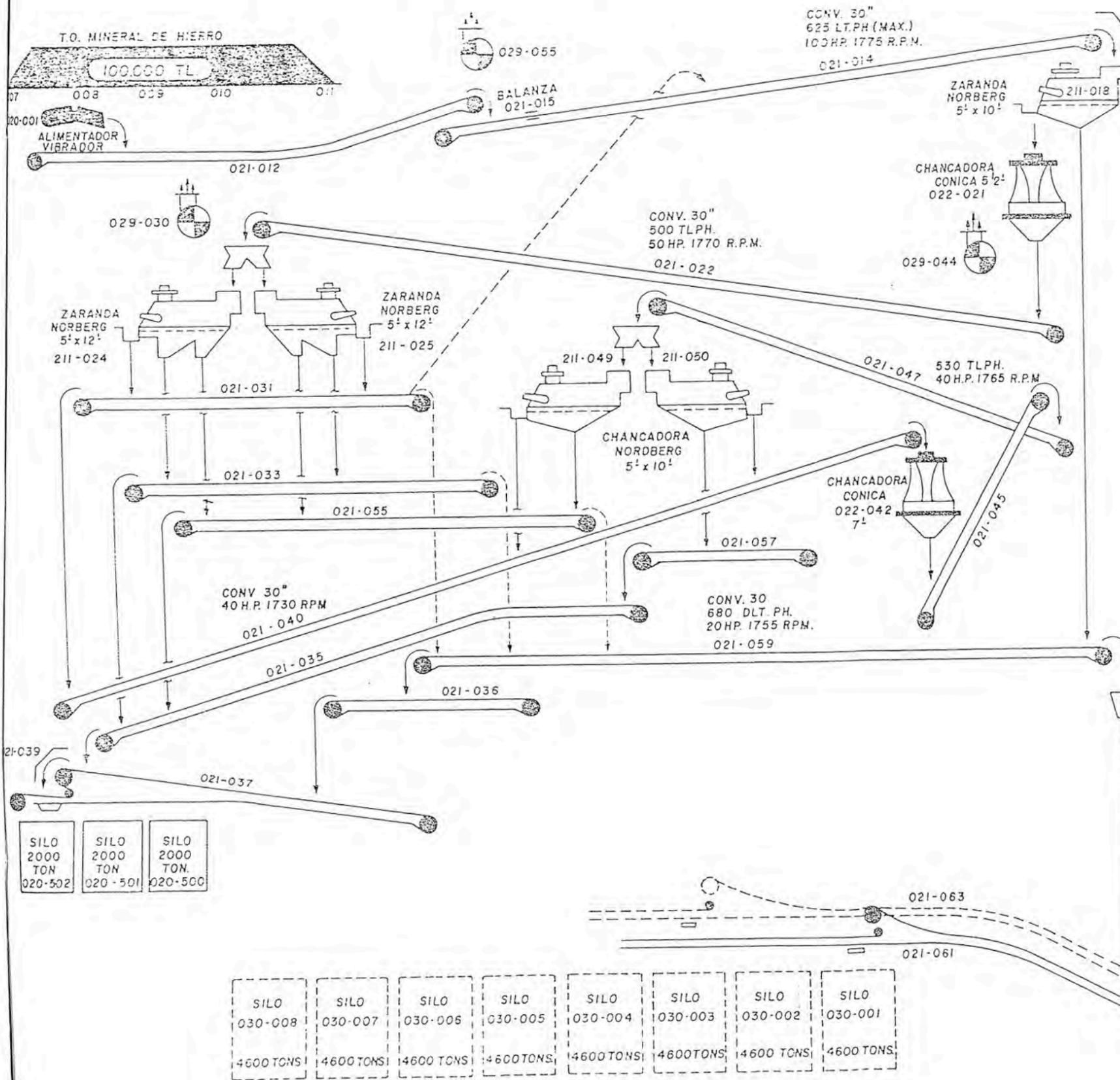
HIERRO PERU

AREA DE CONCENTRACION

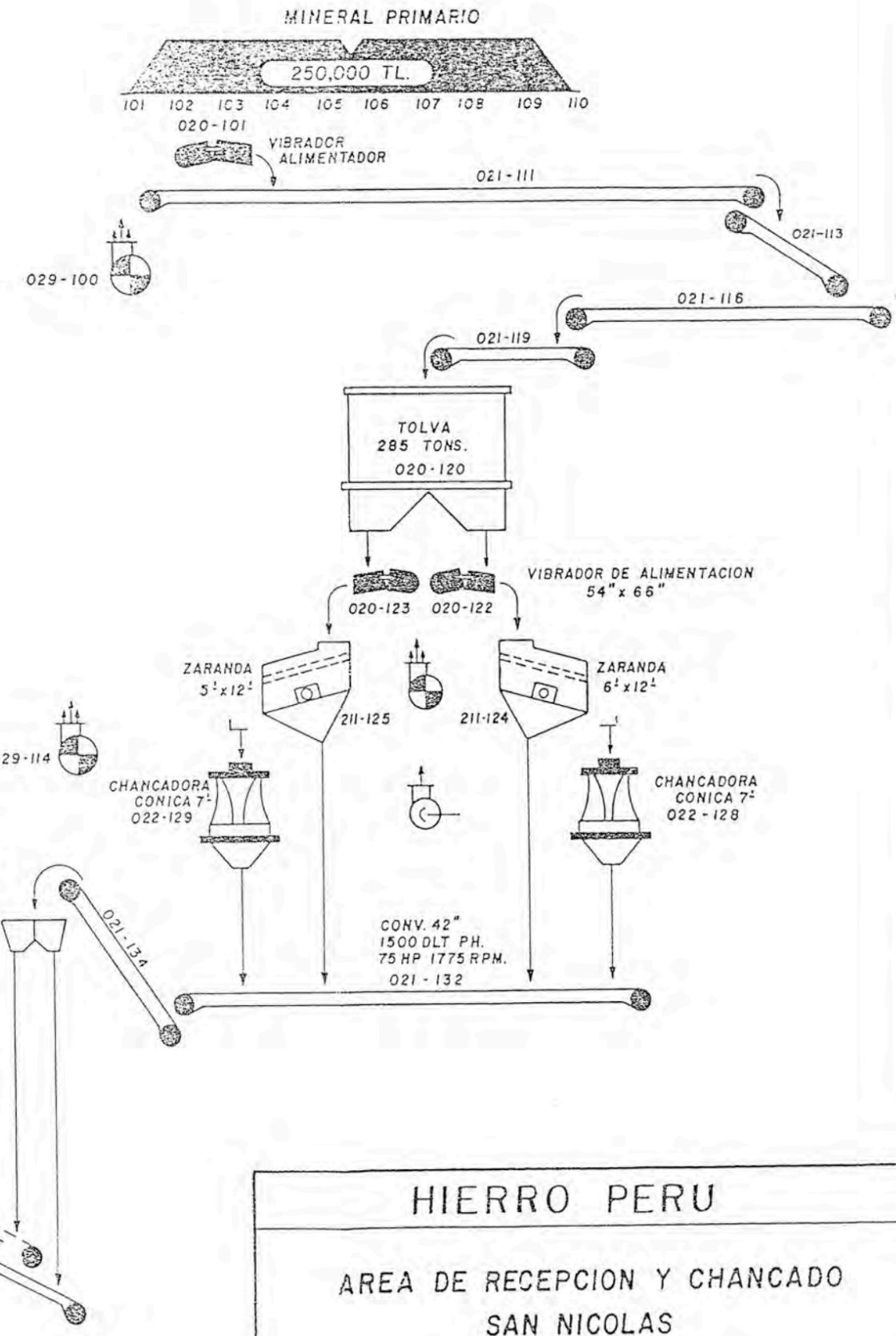
MOLIENDA CONCENTRACION MAGNETICA Y FLOTACION

SAN NICOLAS

PLANTA Nº 1 CHANCADO

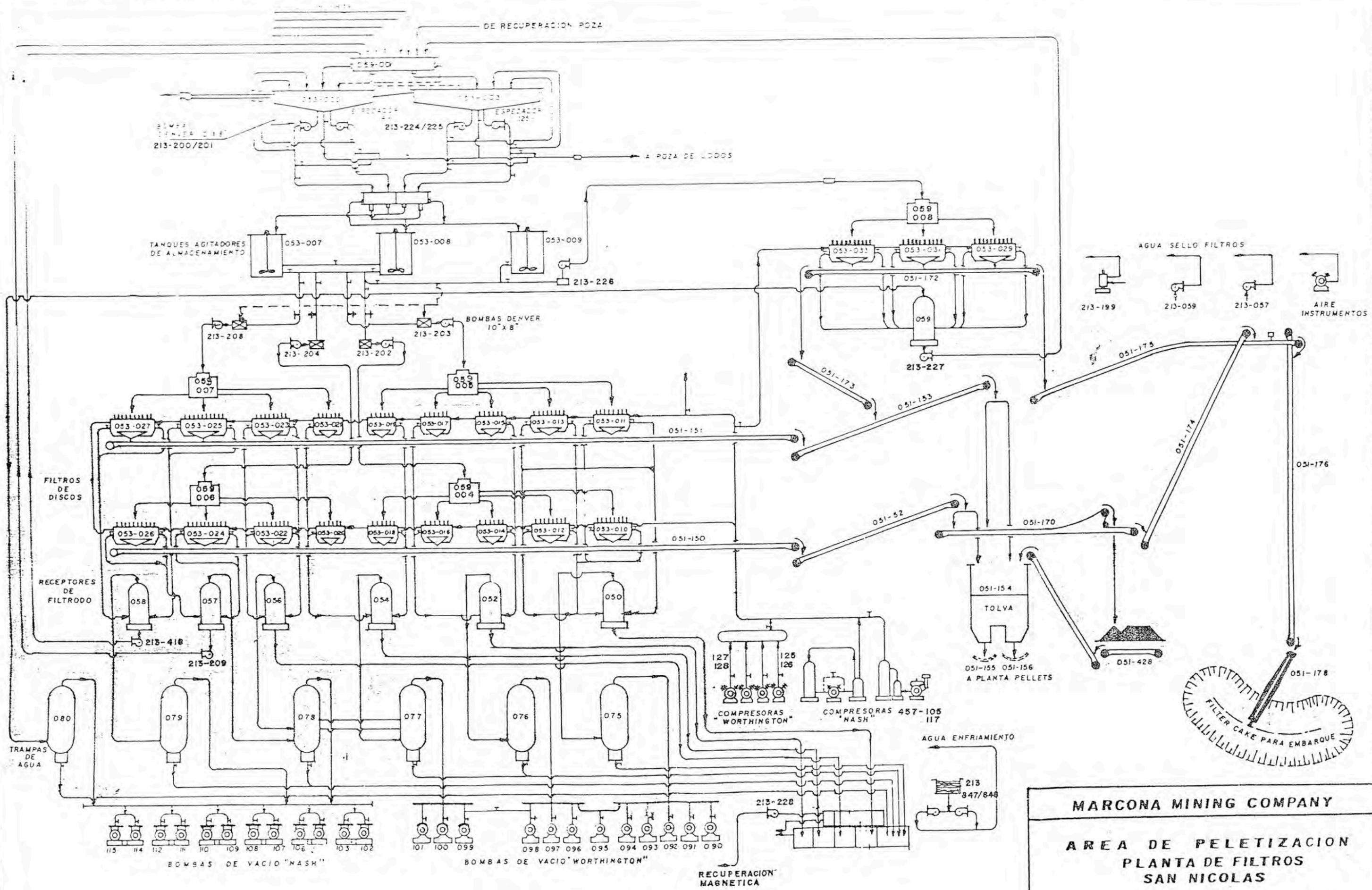


PLANTA Nº 2 CHANCADO



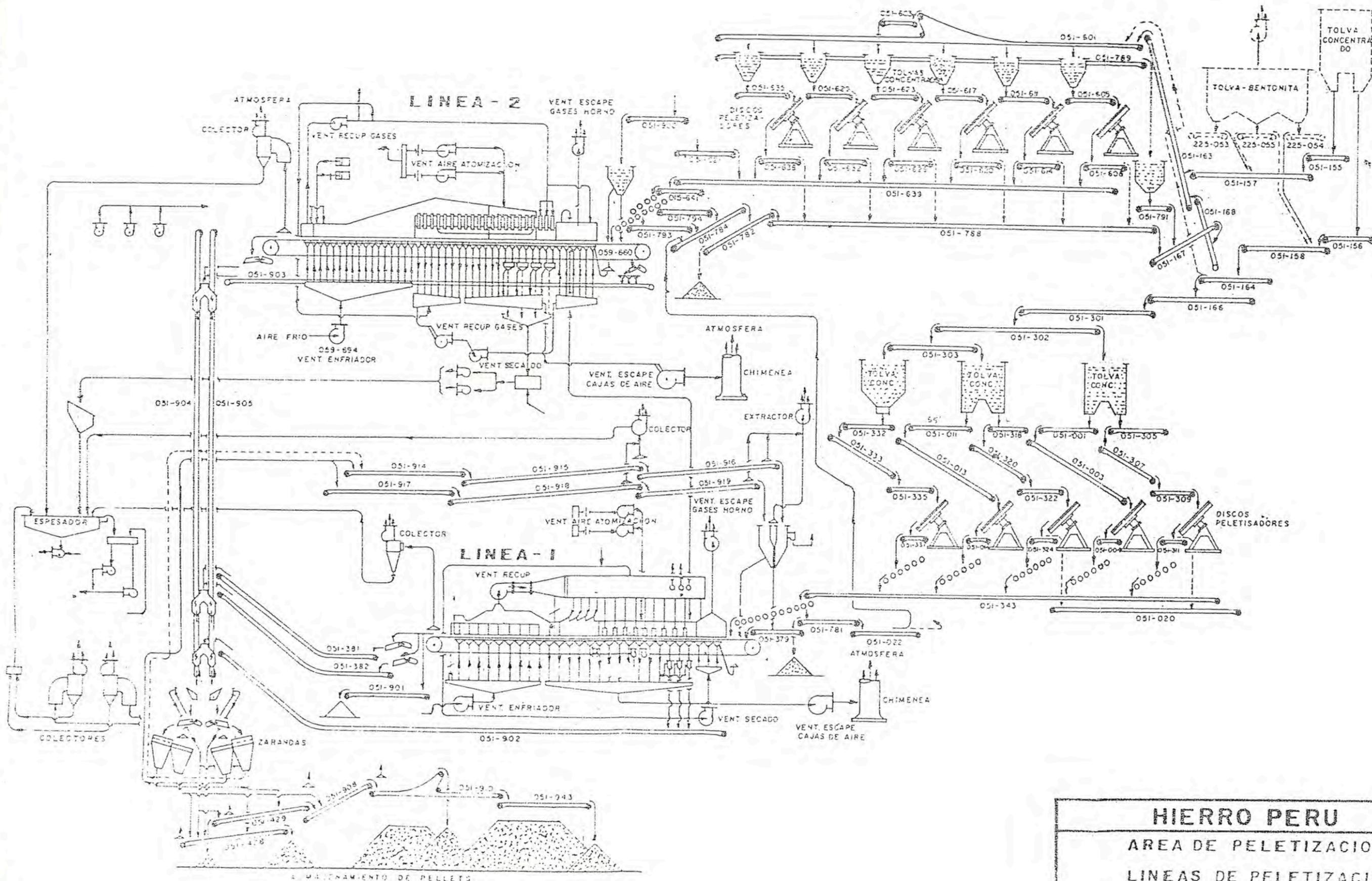
HIERRO PERU

AREA DE RECEPCION Y CHANCADO
SAN NICOLAS

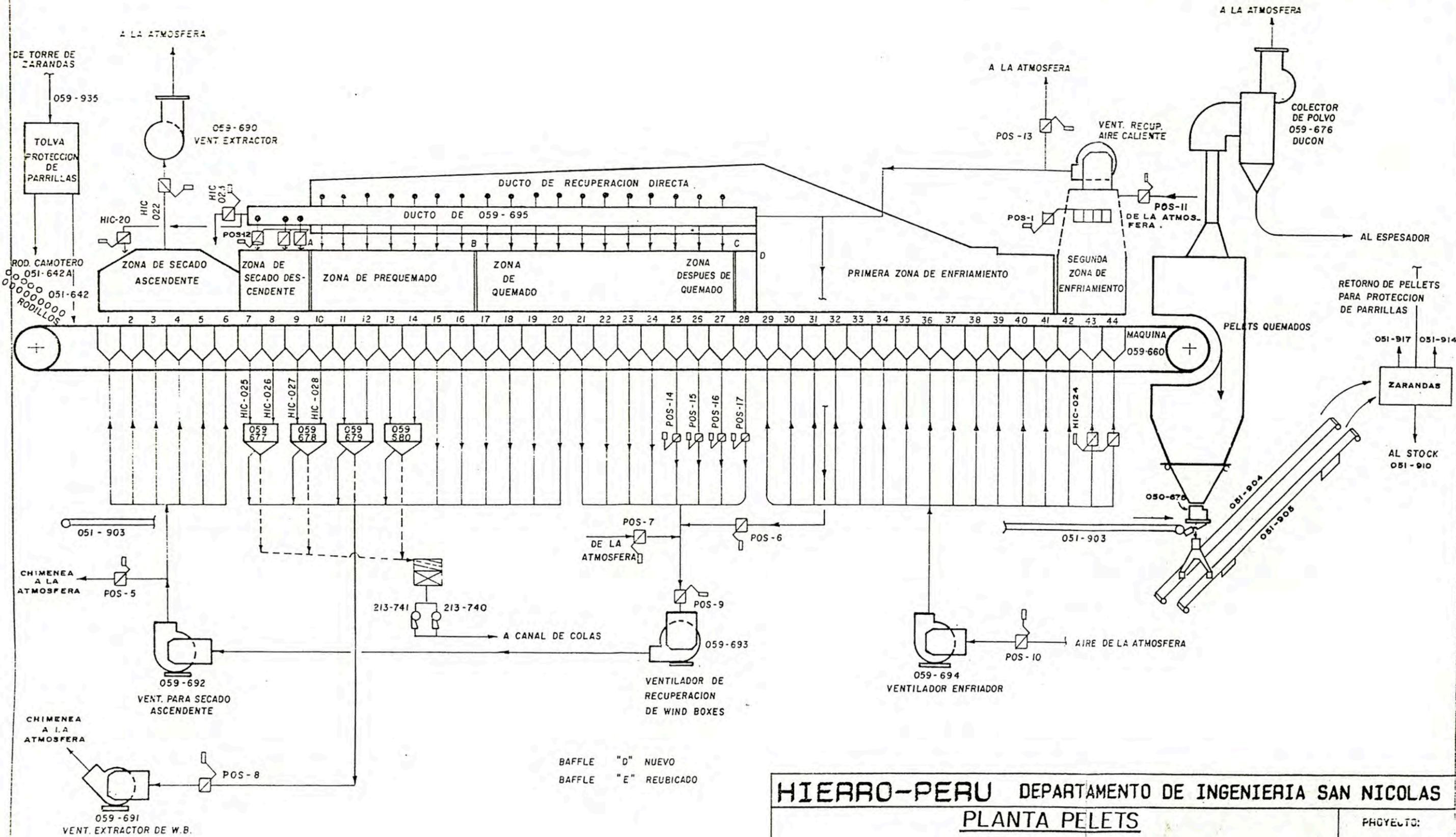


MARCONA MINING COMPANY

AREA DE PELETIZACION
 PLANTA DE FILTROS
 SAN NICOLAS



HIERRO PERU
 AREA DE PELETIZACION
 LINEAS DE PELETIZACION
 SAN NICOLAS



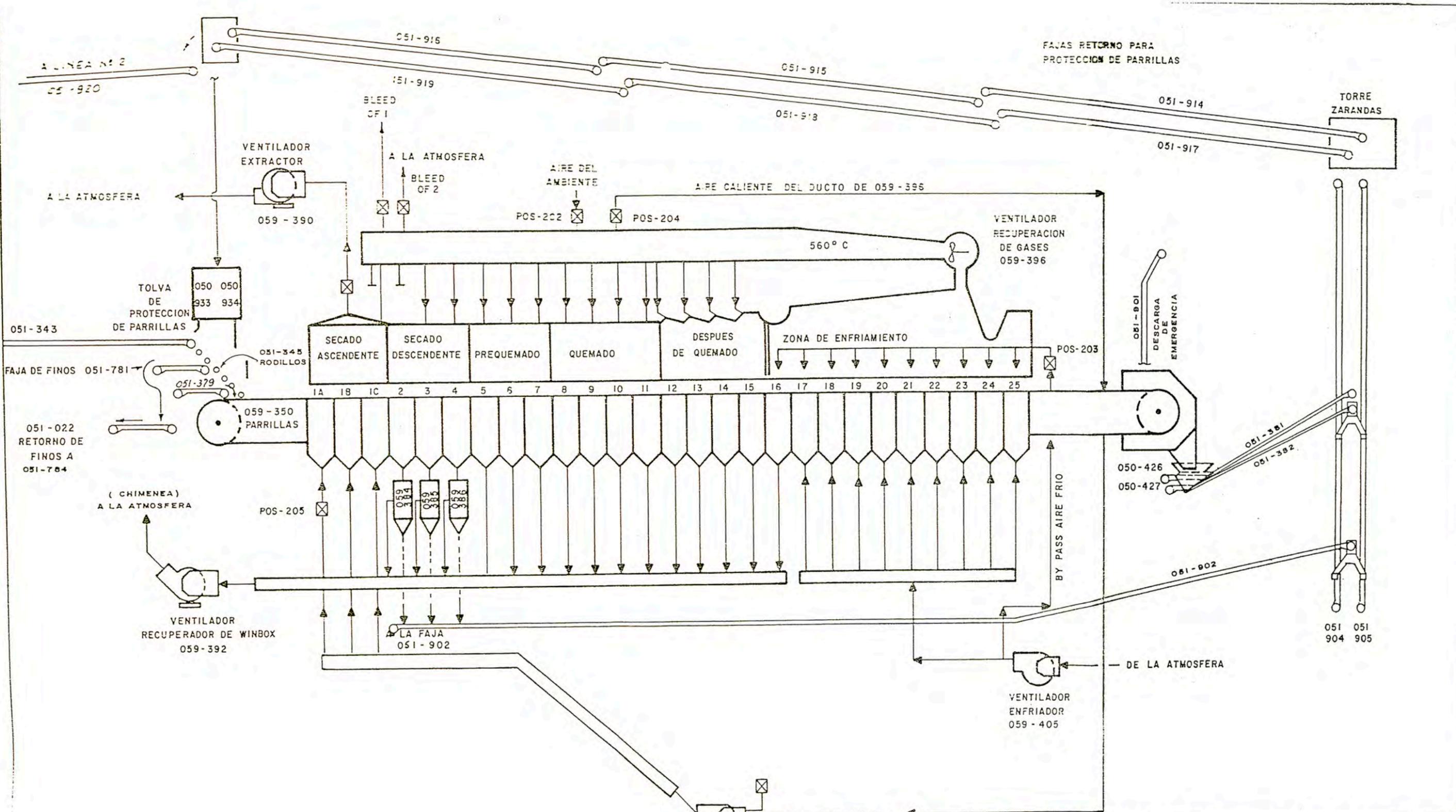
HIERRO-PERU DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SAN NICOLAS

PLANTA PELETS
DIAGRAMA DE FLUJO
LINEA N°2 SAN NICOLAS

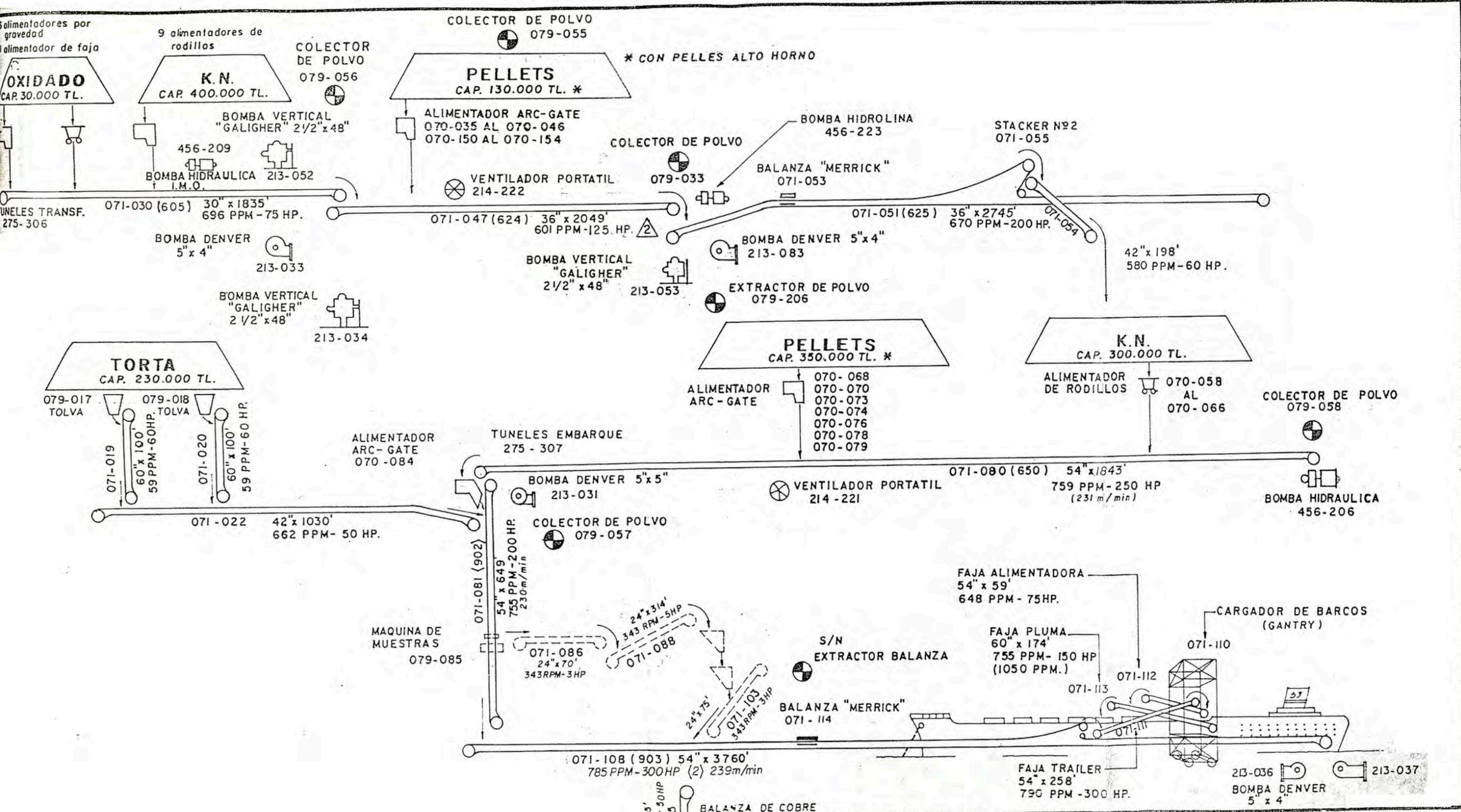
PROYECTO:
 CUENTA:

NOMBRE	FECHA	DISENO APROBADO POR:	ESCALA	FORMATO
DISENADO				A3 REVISIO.
DIBUJADO	A. BARRETO Z.	4-SET-89		
REVISADO		APROBADO PARA CONSTRUCCION		

HPSN-6F-8396



HIERRO-PERU DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SAN NICOLAS				
PLANTA PELETS				PROYECTO:
DIAGRAMA DE FLUJO				CUENTA:
LINEA Nº 1 SAN NICOLAS				ESCALA
NOMBRE		FECHA	DISEÑO APROBADO POR:	FORMATO
DISEÑADO				A3
DIBUJADO		A. BARRETO Z.	89-05-26	REVISION:
REVISADO			APROBADO PARA CONSTRUCCION	HPSN-6F-8395



HIERRO-PERU		DEPARTAMENTO DE INGENIERIA, SAN NICOLAS	
REF.	FECHA	DIAGRAMA DE FLUJO TRANSFERENCIA Y EMBARQUE GRUPOS: 7-01 7-02	REV. CAMBIO DE MOTOR
ESCALA.			30. 6. 1953
DIBUJADO.			NUMERO DE DIBUJO
DISEÑADO.			
REVISADO.			
APROBADO.			H-5011-7-5213

BIBLIOGRAFIA

- CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD DEL PERU-TOMO IV-
SISTEMAS DE DISTRIBUCION-EDITADO POR LA DIRECCION
GENERAL DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.
"SISTEMAS DE RECHAZO DE CARGA"-RAUL ANGULO F.
CATALOGOS CONDUCTORES-PIRELLI CEPER
CONDUCTOR ELECTRICOS-INDECO PERUANA S.A
CATALOGO DE CONDUCTORES-ANACONDA
CATALOGO DE CONDUCTORES-AMERICAN CABLE
- CENTRALES Y REDES ELECTRICAS
DR. ING. M. HAPPOLDI-EDITORIAL LABRE S.A.-MADRID-ESPANA
"INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES". GILBERTO
ENRIQUEZ HARPER-EDITORIAL LIMUSA.
PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA MEDIANTE
RELEVADORES.
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER-EDITORIAL LIMUSA