

A NIVEL 13.8 KV.

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO

CARLOS E. VIZCAINO LOPEZ

QUITO, NOVIEMBRE DE 1982

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO
FUE ELABORADO POR EL SR. CARLOS E.
VIZCAINO L. BAJO MI DIRECCION



Ing. JULIO JURADO M.
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Al Sr. Ing. Julio Jurado M., por sus inapreciables consejos vertidos en el trabajo, a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., por su valiosa ayuda.
A todos quienes hicieron posible que este trabajo llegue a su culminación.

Gracias.

Carlos E. Vizcaino López

I N D I C E

CAPITULO I		PAG.
I.1	Introducción	1
I.2	Objetivos	1
I.3	Alcance	2
CAPITULO II		
ACTUALIZACION Y ANALISIS DEL SISTEMA E.E.R.S.A.		4
II.1	Generación	4
II.1.1	Central Hidroeléctrica Alao	4
II.1.2	Central Hidroeléctrica Cordovez	5
II.1.3	Central Hidroeléctrica Nizag	5
II.1.4	Otras centrales hidroeléctricas	6
II.1.5	Centrales Hidroeléctricas Proyectadas	6
II.1.6	Central Térmica Riobamba	7
II.1.7	Central Térmica Alausí	7
II.1.8	Otras Centrales Térmicas	7
II.1.9	Capacidades reales de generación	8
II.2	Subtransmisión	9
II.2.1	Línea S/E 1 - S/E Oriente	11
II.2.2	Línea S/E 1 - S/E San Juan Chico	11
II.2.3	Línea S/E San Juan Chico-Alausí	11
II.2.4	Línea S/E San Juan Chico-Guaranda	12
II.2.5	Línea S/E Alao-S/E 1	12
II.2.6	Línea S/E 1-S/E 2	12
II.3	Transformación	13
II.3.1	S/E N° 1 (Riobamba)	14
II.3.2	S/E N° 2	16
II.3.3	S/E Alao	18
II.3.4	S/E Alausí	19
II.3.5	S/E Cajabamba y S/E Guamote	21
II.3.6	S/E San Juan Chico	22

CAPITULO II (Continuación)		PAG.
II.4	Distribución	23
II.4.1	Líneas primarias	23
II.4.2	Líneas secundarias	28
II.5	Tipo de sistema de distribución existente	28
II.6	Tensiones disponibles de servicio	30
II.7	Cargas industriales	31
II.7.1	Cemento Chimborazo	31
II.7.2	Ecuatoriana de Cerámica	32
II.7.3	Tubasec	33
II.7.4	Parque Industrial	33
II.8	Autoconsumos	34
II.9	Alumbrado Público	36
II.10	La Interconexión del sistema E.E.R.S.A.- S.N.I	36
CAPITULO III		
DETERMINACION DE PARAMETROS ELECTRICOS		52
III.1	Parámetros eléctricos en líneas	52
III.1.1	Impedancias de secuencia en líneas de subtransmisión	52
III.1.2	Impedancias de secuencia en líneas de distribución	52
III.2	Parámetros en generadores y transformadores	53
III.2.1	Reactancias de generadores	53
III.2.2	Reactancias de transformadores	53
III.3	Características de la carga	53
III.3.1	Factor de potencia	
III.3.2	Factor de carga	54
III.3.3	Cargas de los alimentadores primarios a nivel de 13.8 KV.	56
III.3.4	Factor de demanda	57
III.3.5	Factor de utilización	58
III.4	Desbalance de cargas	59
III.5	Consumos en el sistema E.E.R.S.A.	60
III.6	Pérdidas en el sistema E.E.R.S.A.	61

CAPITULO IV		PAG.
ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS		73
IV.1	Estudios de flujos de carga	73
IV.1.1	Descripción del programa utilizado (Ref. 13)	74
IV.1.1.1	Planteamiento matemático	74
IV.1.1.2	Secuencia de solución	77
IV.1.1.3	Datos de entrada y formato de salida	77
IV.2	Operación del sistema E.E.R.S.A.	78
IV.3	Criterios y condiciones técnicas para el estudio	80
IV.3.1	Fuentes de alimentación	80
IV.3.2	Barra oscilante	80
IV.3.3	Derivaciones (Tap's) de los transformadores de potencia	80
IV.3.4	Regulación de tensión	81
IV.3.5	Compensación de reactivos	81
IV.3.6	Demanda mínima	81
IV.4	Evaluación de los resultados	81
IV.5	Estudios de cortocircuitos a nivel de S/T	83
IV.5.1	Configuración del sistema a estudiarse	84
IV.5.2	Descripción del programa utilizado (Ref. 14)	85
IV.5.2.1	Modelo de representación de un S.E.P. para el cálculo de cortocircuito	85
IV.5.2.2	Datos de entrada y formato de salida	87
IV.6	Criterios y condiciones técnicas para el estudio	88
IV.7	Evaluación de resultados	89
IV.8	Estudio de cortocircuitos a nivel de 13.8 KV.	89
IV.8.1	Descripción del programa utilizado	89
IV.8.2	Datos de entrada y formatos de salida	90
IV.8.3	Análisis de resultados	91
IV.9	Comprobación de capacidades de ruptura de disyuntores y reconectores	92
CAPITULO V		
AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES A NIVEL DE 13.8 KV.		115
V.1	Características que debe reunir un sistema de protecciones	115

CAPITULO V (Continuación)		PAG.
V.1.1	Continuidad de servicio	116
V.1.2	Selectividad	116
V.1.3	Rapidez	116
V.1.4	Sensibilidad	116
V.1.5	Economía	116
V.2	Análisis del tipo de elementos protectores existentes	116
V.2.1	Fusibles	117
V.2.2	Reconectores	118
V.2.3	Relés	124
V.2.3.1	Ajustes de los relés de sobrecorriente	127
V.3	Importancia de las cargas conectadas en los alimentadores	128
V.4	Calibración y coordinación de las protecciones	129
V.4.1	Ajuste y coordinación en alimentadores.- Protección de las subestaciones	129
V.4.2	Ajustes y coordinación de protecciones en el alimentador A-1'	130
V.4.3	Alimentador A-2'	133
V.4.4	Alimentador A-3' San Andrés-Chuquipogyo	134
V.4.5	Alimentador A-5' Parque Industrial	135
V.4.6	Alimentador A-Cerámica	137
V.4.7	Alimentador A-Guano	137
V.4.8	Alimentador A-Penipe-Pachani.lly	138
V.4.9	Alimentador A-1	141
V.4.10	Alimentador A-2	142
V.4.11	Alimentador A-3 San Juan-Pullinguí	142
V.4.12	Alimentador A-5 Punín (2)	143
V.4.13	Alimentador A-Achupallas	143
V.4.14	Alimentador A-Tixán	144
V.4.15	Alimentador A-Cajabamba	145
V.4.16	Alimentador Columbe	145

IDENTIFICACION DE CUADROS

Cuadro 2.1	Características de las centrales hidráulicas
Cuadro 2.1.A	Características de las centrales hidráulicas
Cuadro 2.2	Características de las centrales térmicas
Cuadro 2.3	Capacidades reales de generación
Cuadro 2.4	Evolución histórica de la potencia efectiva
Cuadro 2.5 (A-B-C)	Datos generales de transformadores
Cuadro 2.6	Características de los reconectores
Cuadro 2.7	Posiciones de los Tap's en los relevadores existentes
Cuadro 2.8	Voltajes para sistemas eléctricos
Cuadro 2.9	Conductores y valores de regulación normalizados
Cuadro 2.10	Tipos de medidores instalados en E.E.R.S.A.
Cuadro 3.1	Datos generales de líneas
Cuadro 3.2	Datos generales de generadores
Cuadro 3.3 A	Lecturas en alimentadores primarios a 13.8 KV (Máxima demanda)
Cuadro 3.3 B	Lecturas en alimentadores primarios a 13.8 KV (Mínima demanda)
Cuadro 3.4	Consumos promedios por tipo de usuario
Cuadro 4.1	Designación de barras del sistema E.E.R.S.A.
Cuadro 4.2	Posición de los Tap's en transformadores de potencia
Cuadro 4.3	Balance de carga y generación en el sistema E.E.R.S.A.
Cuadro 4.4	Impedancias equivalentes de sistemas acoplados
Cuadro 4.5 (A-B)	Resumen del estudio de cortocircuitos en barras del sistema E.E.R.S.A.
Cuadro 4.6	Resumen de cortocircuitos en barras del sistema E.E.R.S.A. (Caso desacoplado del S.N.I.).

Cuadro 5.1 (A-B-C-D-E) Coordinación entre fusibles

Cuadro 5.2 Factores de multiplicación para la característica rápida del reanectador (fusibles en el lado de carga del reanectador)

Cuadro 5.3 Factores de multiplicación para la característica lenta del reanectador (fusibles en el lado de alimentación del reanectador)

IDENTIFICACION DE FIGURAS

Fig. 2.2	Configuración final del S.N.I.
Fig. 3.1	Diagrama de secuencia positiva
Fig. 3.2	Diagrama de secuencia cero
Fig. 3.3 A	Curvas de carga diaria de alimentadores desde S/E 1
Fig. 3.3 B	Curvas de carga diaria de alimentadores desde S/E 2
Fig. 4.1	Representación de un S.E.P. (unifilar)
Fig. 4.2	Diagrama unifilar del sistema E.E.R.S.A., flujo de carga
Fig. 5.1	Coordinación fusible-reconectador (fusible en el lado de carga del reconectador)
Fig. 5.2	Fusible en el lado de alimentación del transformador
Fig. 5.3	Coordinación reconectador-fusible (fusible en el lado de alimentación del reconectador)
Fig. 5.4	Alimentador A-1'
Fig. 5.5	Alimentador A-2'
Fig. 5.6	Alimentador A-3' San Andrés-Chuquipogyo.
Fig. 5.7 A	Alimentador A-5' Parque Industrial
Fig. 5.7 B	Coordinación relé-reconectador (A-5' P.I)
Fig. 5.8	Alimentador A-Cerámica
Fig. 5.9	Alimentador A-Guano
Fig. 5.10 A	Alimentador A-Penipe-Pachanillay
Fig. 5.10 B	Coordinación relé-reconectador
Fig. 5.11	Alimentador A-1
Fig. 5.12	Alimentador A-2
Fig. 5.13	Alimentador A-3 San Juan Pullinguí
Fig. 5.14	Alimentador A-5 Punín (2)
Fig. 5.15 A	Alimentador A-Achupallas
Fig. 5.15 B	Coordinación reconectador-fusible (lado de carga del reconectador)

IDENTIFICACION DE DIAGRAMAS

Diagrama 2.1	Sistema de protección de E.E.R.S.A. a nivel de S/T. Elementos Constitutivos
Diagrama 2.2	Sistema de protección de la S/E 2.- Elementos constitutivos
Diagrama 2.3	Configuración geométrica de los conductores en líneas de S/T
Diagrama 2.4	Configuración geométrica de los conductores a nivel de distribución
Diagrama 4.1	Estudio de flujos de carga.- Potencias
Diagrama 4.2	Estudio de flujos de carga.- Voltajes
Diagrama 4.3	Unifilar del sistema de protección y medida de la S/E 1

IDENTIFICACION DE PLANOS

Plano 1	Diagrama unifilar del sistema E.E.R.S.A.
Plano 2	Diagrama trifilar de alimentadores urbanos
Plano 3	Distribución de alimentadores rurales de E.E.R.S.A.
Plano 4	Esquemas de operación del sistema de protección a nivel de S/T.

CAPITULO I

I.1 INTRODUCCION

El desarrollo de la electrificación en la provincia de Chimborazo, se ha circunscrito casi siempre al contexto económico; es indudable, depende de las estrategias desplegadas por la Empresa Eléctrica Riobamba y por INECEL, para en principio, asegurar el suministro de energía, dependiendo principalmente del compromiso social y de los programas de expansión que se realice.

Evidentemente, el flujo de potencia, implica la necesidad de promover medios físicos de: transporte, subestaciones, redes y protecciones que involucran elementos requeridos para vigilar y asegurar la continuidad del servicio y la optimización operativa, en el aspecto técnico y económico.

El aumento incesante de la demanda, paralelo al crecimiento demográfico, y al notable incremento de las potencias de generación y transmisión, determinan en la actualidad una imperativa responsabilidad de las empresas eléctricas del país y de los ingenieros de sistemas eléctricos, de desarrollar medios y políticas adecuadas para que satisfagan tanto las aspiraciones técnico-económicas de las empresas, como la aceptación de los usuarios.

El armonioso desarrollo de los sistemas eléctricos de servicio público no sólo requiere, la incorporación de programas de expansión medios económicos y aspectos sociales, sino sobre todo, la mejor disposición y capacidad de sus técnicos, a fin de estar en condiciones de reunir, combinar y balancear, juiciosa y eficientemente, los numerosos elementos de carácter técnico, económico, metodológico y operativo que intervienen en el funcionamiento de un sistema eléctrico de servicio público.

I.2 OBJETIVOS

La característica de la presente tesis, se fundamenta en la posibilidad de poder contribuir decididamente al establecimiento de es -

quemadas de protección a nivel de alimentadores primarios a 13800 voltios del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Es evidente, que el trabajo realizado no podría reducirse a una descripción relativa de los componentes del sistema, sin desconocer, al mismo tiempo, que es útil e interesante el establecer el tipo de instalaciones existentes, su funcionamiento y su confiabilidad, en forma real y actualizada a fin de obtener resultados reales y prácticos.

Con esto se pretende constituir un compendio de criterios aplicados al ajuste y coordinación de protecciones en alimentadores radiales, planteando con ello la posibilidad de crear alternativas afines para corresponder a la inexorable evolución tecnológica de los sistemas eléctricos y en particular de sus protecciones.

I.3 ALCANCE

La tesis se circunscribe al área de concesión de la E.E.R.S.A.; caso típico entre las demás empresas eléctricas del país.

Su alcance involucra un recuento y actualización de elementos y datos de S.E.P., analizados por medio de estudios de campo y estadísticas; creando de esta manera, el factor propicio para la obtención de valores reales de los parámetros físicos del sistema, y de las características de la carga.

Con ayuda del computador se realizaron corridas de flujos de carga y cortocircuitos a nivel de 69 KV, obteniéndose los voltajes y potencias en barras de 13.8 KV.

Con éstos resultados se corrieron los cortocircuitos en alimentadores primarios a este último voltaje, con el objeto de disponer las corrientes de falla máximas y mínimas en los puntos de interés sobre el alimentador.

El ajuste y coordinación de las protecciones se realizó para los 16 alimentadores, urbanos, rurales, comerciales e industriales con

CAPITULO II

ACTUALIZACION Y ANALISIS DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

II.1 GENERACION

La E.E.R.S.A. Cuenta en la actualidad con dos sistemas de alimentación. Por una parte el Sistema Nacional Interconectado que le sirve como reserva para cubrir la hora de demanda máxima y para realizar posibles mantenimientos de centrales y líneas de subtransmisión sin recurrir al corte de energía y por otra parte cuenta con fuentes propias de energía distribuidas, el 70% hidráulica y el 30% térmica, que a excepción de la hora de máxima demanda, cubren las necesidades del sistema.

La capacidad de generación instalada para servir a E.E.R.S.A., hace posible mediante las líneas a 69 KV: S/E 1-S/E Oriente y S/E San Juan Chico-Guaranda -en épocas donde cuenta con el potencial hídrico adecuado- servir a las ciudades del sistema nacional interconectado como al sistema Emelbo, permitiendo que los mismos cubran sus demandas y que puedan realizar mantenimientos o trabajos para mejorar su operación.

Vale mencionar, que centrales como Alao está en condiciones de operar aún con sobrecarga, más no así las centrales denominadas Guadalupe y Cordovez, que necesitan de inversiones para obtener su potencia nominal, mejorar su rendimiento y seguridad de operación para ser utilizadas cuando se las requiera. De igual forma, las centrales térmicas por estar funcionando a 3.000 mts. s.n.m., no entregan las potencias especificadas en placas, pero son de mucha utilidad en estado de emergencia.

II.1.1 CENTRAL HIDROELECTRICA ALAO

Esta situada al S.E de la ciudad de Riobamba, sobre una altitud de 2.726 m., y cuenta con cuatro grupos generadores de 2.624 KW nominales c/u que son movidos por un caudal promedio para el invierno de 4 m³/s y por 2.7 m³/s en épocas de estiaje.

Estos caudales provenientes de los ríos Alao y Maguazo, son canali-

zados a lo largo de 13.5 Km desde la Bocatoma hasta los Tanques de Presión, luego de pasar por dos desarenadores para mantener un nivel de sedimentación bajo en el agua utilizables.

La tubería de presión tiene una longitud de 744 m. desde los tanques de presión hasta la casa de máquinas con una caída vertical de 319 m en su inicio.

En el cuadro N^o 2-1 se especifican todas las características de esta central.

II.1.2 CENTRAL HIDROELECTRICA CORDOVEZ

Situada al este y a 5 Km. de la ciudad de Riobamba a orillas del río Chambo. Dispone de 3 grupos generadores de potencia nominal total de 680 KW, dos de los cuales están fuera de servicio por desgaste de sus elementos, y el restante apenas alcanza su potencia nominal.

Es por esto que esta central tiene un período diario de funcionamiento reducido, usándose para cubrir en parte las horas de demanda máxima. El canal construido para el propósito y en estado de deterioro, tiene una longitud de 1.5 km y una capacidad de hasta 2 m³.

Cabe indicar, que próximamente esta central al igual que la Guadalupe, saldrán de servicio del sistema debido a que los costos de generación son superiores a los de operación y mantenimiento, y por otro lado no dispondrán del fluido hídrico necesario utilizable para su expansión (si fuere del caso), ya que, el INERHI tomará aguas arriba de las centrales un caudal de 9 m³/s para riego.

Las características de esta central al igual que de la Guadalupe se presentan en el cuadro N^o 2-1

II.1.3 CENTRAL HIDROELECTRICA NIZAG

Está localizada en el cantón Alausí, y dispone de un grupo de 265 KW nominales de potencia.

En la actualidad esta central ha sido incorporada a la generación total de la provincia, ya que, en años anteriores era utilizada para solventar la demanda del sector y sus aledaños, las características técnicas se tabulan en el cuadro N° 2-1-A

II.1.4 OTRAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Existen en la provincia de Chimborazo, centrales hidroeléctricas que por ser de baja potencia no están interconectadas al sistema. Sin embargo, éstas presentan inmejorables condiciones para operar en lugares en los cuales la E.E.R.S.A. no justifica el llegar con líneas para el servicio y donde por la infraestructura en desarrollo de las zonas es primordial disponer de este servicio. La potencia total de éstas centrales es de 504 KW y se denominan: Guamote, Columbe, Colta y Pallatanga.

En el cuadro 2-1-A se detallan las características de éstas centrales.

II.1.5 CENTRALES HIDROELECTRICAS PROYECTADAS

Como necesidad imperiosa para cubrir las demandas futuras y abaratar el costo de KW-h generado hidráulicamente, con respecto al KW-h térmico, la E.E.R.S.A. ha iniciado los estudios de proyectos hidroeléctricos posibles.

Uno de ellos el proyecto "Río Blanco", estaba previsto en un inicio de una capacidad de generación hasta de 8 MW, pero con estudio recientes puede ser aumentado hasta 35 MW de potencia.

Para el efecto se tendrá que realizar embalses y túneles de gran tamaño, lo que implicará gastos bastante altos para E.E.R.S.A., si se decide a realizarlos.

Por otro lado, INECEL dentro de sus estudios de centrales de mediana capacidad ha incorporado al "Proyecto Río Blanco", como de utilidad nacional y está realizando conjuntamente con E.E.R.S.A., los estudios definitivos de esta central.

II.1.6 CENTRAL TERMICA RIOBAMBA

Está localizada en la S/E N^o 1 del sistema Riobamba y dispone de 3 grupos móviles marca Ruston-G.E.C. que consumen diesel para generar nominalmente 1120 KW por cada uno a un voltaje de 4160 V. Como se indicó en el acápite 2.1, por generar a 3.000 m. de altura sobre el nivel del mar, éstos grupos apenas entregan 600 KW por cada uno.

También forma parte de esta central, un grupo Alco-E.B.C. de potencia nominal de 2500 KW y que conjuntamente con los anteriormente mencionados son utilizados para cubrir la demanda máxima de hora pico, para estados de emergencia y para objeto de regulación de tensión. La potencia total de generación de éstos grupos es de 3700 KW aproximadamente.

En el cuadro 2-2 se especifican los pormenores de esta central y de sus grupos.

II.1.7 CENTRAL TERMICA ALAUSI

Está provista de dos grupos, uno de 451 KW marca L. Blackstone y otro de 173 KW marca M.W.M.-RHE INISC, que consumen diesel.

Por el alto costo del combustible y porque este sector de la provincia está servida por la línea a 69 KV S/E San Juan Chico-Alausí, la central térmica Alausí es interconectada al servicio del sistema en casos en que por falla de la línea de interconexión anotada o por mantenimiento de la misma sea necesaria.

Las características de éstos grupos se presentan en el cuadro 2-2

II.1.8 OTRAS CENTRALES TERMICAS.

Por consecuencia de la falta de líneas de distribución a ciertos sectores alejados de los centros de consumo, existen pequeños grupos térmicos que sirven a poblaciones que E.E.R.S.A. ha considerado que se justifica su inversión.

Estos grupos están localizados en: Cañi (35 KW), en Pangor (27 KW) Guamote (147 KW), Palmira (34 KW) y Tixán (55 KW).

II.1.9 CAPACIDADES REALES DE GENERACION

Según estadísticas (Ref. 1), se ha determinado las capacidades reales de generación de las centrales, tomando en cuenta que para las centrales, mantienen diferencias entre las épocas de invierno como con las de estiajes, y para las térmicas comparadas con datos de placa de las mismas.

De acuerdo a esto se tabula el siguiente cuadro:

NOMBRE CENTRAL	INVIERNO KW	VERANO KW	HORAS TRABAJO DE A	$\frac{INV(KW) - VER(KW)}{INV(KW) \times 10^{-2}}$	OBSERV.
Alao	10.000	6.500	00 - 24	35.0	4 grupos
Cordovez	220	180	06 - 22	18.18	1 grupo
Guadalupe	300	250	06 - 22	16.67	1 grupo
Nizag	265	120	00 - 24	54.72	1 grupo
Alco	1.900	1.900	18 - 22	24.0*	1 grupo
Ruston	1.800	1.800	18 - 22	46.43*	3 grupos
Alausí	450	450	-- - --	27.88*	2 grupos
* Del dato de placa					

Cuadro 2-3 capacidades reales de generación.

Esto conlleva a indicar, que comparando la época de invierno con la de estiaje, existe un decrecimiento promedio de generación hidráulica del 31.14% y para las térmicas por las razones anteriormente anotadas y comparadas con los datos de placa un decrecimiento del 32.77% con lo que para los meses comprendidos entre octubre y enero se tiene una tercera parte de la potencia generada en invierno, fuera de servicio.

Anotando, que la demanda crece a nivel nacional con un porcentaje del 12% anual (Ref. 2), para las épocas de verano y para años futuros, la deficiencia de generación de E.E.R.S.A. será notable y más

aún si se asientan industrias de gran capacidad en la provincia.

Hasta la actualidad, este déficit de generación ha sido compensado por el S.N.I. y se espera que para cuando este tenga su configuración total pueda garantizar la operación de sus subsistemas, haciéndose esta necesidad más imperiosa si se toma en cuenta que la generación propia de E.E.R.S.A va en descenso paulatino por deterioro de sus fuentes como se indica en el cuadro 2-4.

NOMBRE CENTRAL	POT. INST. KW	AÑO INST.	PROMEDIO POTENCIA EJECTIVA (KW)			
			1979	1980	1981	1982
Guadalupe	420	1925	320	320	300	280
Cordovez	200	1928	180	---	---	---
Cordovez	480	1952	400	360	220	180
Alao I-II	5.248	1967	5.240	5.220	5.220	5.000
Nizag	265	1967	300	280	270	270
Ruston III	2.240	1973	1.600	1.500	1.200	1.200
Ruston III	1.120	1975	800	800	600	600
Alco	2.500	1976	2.200	2.000	1.900	1.900
MWM Alausí	173	1976	140	--	--	--
Alao III	2.624	1977	2.624	2.620	2.620	2.600
Palmira	34	1977	34	--	--	--
Alausí	451	1978	451	--	--	--
Alao IV	2.624	1979	2.620	2.620	2.620	2.600
Guamote	147	1979	140	--	--	--
Tixán	55	1979	55	--	--	--
Pangor	27	1981	--	--	27	27
Cañi	35	1982	--	--	--	35
Total	18.643,00		17.104	15.720	14.977	14.592

Cuadro 2-4 Evolución histórica de la potencia efectiva.

II.2 SUBTRANSMISION

El sistema de subtransmisión (S/T) de que dispone E.E.R.S.A. es en su totalidad a nivel de 69 KV constituyéndose este voltaje como alimen

tación principal para el sistema de distribución (plano 1 "Diagrama unifilar del sistema E.E.R.S.A.)

La configuración, estructuración y dimensionamiento de éstas líneas se encuentran incluidas en las normas de estandarización vigentes en el país.

Consta de 187 Km. a nivel de 69 KV incluidos 30 Km. de la línea S/E San Juan Chico-Guaranda y 52 Km. de la línea S/E 1, S/E Oriente que pertenecen a los sistemas "E.M.E.L.B.O." y "E.E.A.S.A." respectivamente.

La capacidad total de las S/E reductoras 69/13.8 KV es de 37 MVA (OA) sin incluirse las de acople con el sistema nacional interconectado y del sistema EMELBO.

A través de la línea S/E 1-S/E Oriente (33 MVA OA), el sistema E.E.R.S.A. está acoplado al S.N.I. que sirve para el intercambio de emergencia. Por la línea S/E Alao-S/E 1 la mayor potencia generada propia es entregada a E.E.R.S.A. configurando la alimentación principal del sistema para el servicio.

Cabe anotar que el actual sistema de S/T es deficiente en lo se refiere a la capacidad nominal utilizable en líneas y S/E, especialmente en el acople con el ENI, lo que implica que para satisfacer la demanda máxima de las expansiones actuales y futuras, se deberá realizar ampliaciones y mejoras para garantizar el suministro de energía.

En la mantención de los márgenes de regulación de voltaje, especialmente en el nivel de distribución influye en gran escala el sistema de S/T, ya que, en la mayoría de los casos es el S.N.I quien determina la tensión de E.E.R.S.A. y quien debe corregirlo (Ref. 3).

Por otro lado la línea S/E 1 San Juan Chico-Alausí, actúa como capacitor debido a que la capacidad de esta no es copada, originando elevaciones de voltaje en las S/E asociadas.

En lo que concierne a la protección del sistema de S/T, en el diagrama 2-1 se incluyen los elementos de protección que accionan los equipos de interrupción y seccionamiento (para el sistema E.E.R.S. A) y en el plano N^o 4 se grafican los esquemas de operación de los mismos.

A continuación se dan las características de las líneas de S/T, con datos obtenidos de archivo (Ref. 1).

II.2.1 LINEA S/E 1, S/E ORIENTE.

- a) N^o de fases: 3
- b) Calibre de conductor: 266 MCM
- c) N^o de hilos: 7
- d) Material: A.C.S.R
- e) Hilo de guardia: 5/16" de acero
- f) Longitud: 52 Km.
- g) Tipo de estructuras: Metálica
- h) N^o de aisladores en cadenas: 6
- i) Disposición de los conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1968

II.2.2 LINEA S/E 1 - S/E San Juan Chico

- a) N^o de fases: 3
- b) Calibre del conductor: 336 MCM
- c) N^o de hilos: 7
- d) Material: A.C.S.R.
- e) Hilo de guardia: 5/16" acero
- f) Longitud: 13 Km.
- g) Tipo de estructuras: Metálica
- h) N^o aisladores en cadena: 6
- i) Disposición de los conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1972

II.2.3 LINEA S/E SAN JUAN CHICO-ALAUZI

- a) N^o de fases: 3
- b) Calibre del conductor: 2/0 AWG
- c) N^o de hilos: 7

- d) Material: A.C.S.R.
- e) Hilo de guardia: 5/16" acero
- f) Longitud: 68 Km.
- g) Tipo de estructuras: Mixta (Metálica-Hormigón).
- h) N° de aisladores en cadenas: 6
- i) Disposición de conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1972

II.2.4 LINEA S/E SAN JUAN CHICO-GUARANDA

- a) N° de fases: 3
- b) Calibre del conductor: 2/0 AWG
- c) N° de hilos: 7
- d) Material: A.C.S.R.
- e) Hilo de guardia: 5/16" acero
- f) Longitud: 30 km.
- g) Tipo de estructuras: Mixta
- h) N° aisladores en cadena: 6
- i) Disposición de los conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1979

II.2.5 LINEA S/E ALAO-S/E 1

- a) N° de fases: 3
- b) Calibre del conductor: 3/0 AWG
- c) N° de hilos: 7
- d) Material: A.C.S.R.
- e) Hilo de guardia: 5/16" acero
- f) Longitud: 17 Km.
- g) Tipo de estructuras: Metálica
- h) N° aisladores en cadenas: 6
- i) Disposición de los conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1966

II.2.6 LINEA S/E 1-S/E 2

- a) N° de fases: 3
- b) Calibre del conductor: 336 MCM
- c) N° de hilos: 7
- d) Material: A.C.S.R.
- e) Hilo de guardia: 5/16" acero

- f) Longitud: 7 km.
- g) Tipo de estructuras: Hormigón
- h) N^o aisladores en cadenas: 6
- i) Disposición de los conductores: Diagrama 2-3
- j) Año de construcción: 1981

II.3 TRANSFORMACION

Para el área de concesión de E.E.R.S.A. existen seis S/E de reducción (recepción-distribución) más una de seccionamiento, todas a la interperie con equipos para operar a 3.000 m. de altura y con una capacidad total nominal de 37 MVA (OA).

El acople con los sistemas EMELBO y S.N.I., es en base a dos S/E de 34.5 MVA de capacidad instalada y para el servicio a la fábrica "Cementos Chimborazo", una S/E de capacidad 5,6 MVA de propiedad de esta fábrica.

Por otra parte en el patio de la S/E 1 existe un centro de transformación (elevación) de voltaje a nivel de 4,16 KV a 13.8 KV.

Como se había anotado en el acápite II.2 existen actualmente algunas S/E que están al margen de su capacidad nominal utilizable con OA, y que ha implicado que trabajen con aire forzado. Tal es el caso de la S/E 1 que en un inicio comandaba la totalidad de cargas en el sistema, lo que determinaba que en horas de máxima demanda de E.E.R.S.A. se sobrecargaba hasta con un 150% en épocas de mayor consumo. Esto determinó que se construyera la S/E 2 para compartir el suministro de energía para el servicio de los usuarios.

Al momento ambas S/E con sus respectivos transformadores principales, trabajan a un 75% de su capacidad nominal.

La S/E Alausí, tiene una carga actual de 800 KVA sin contabilizarse con los incrementos previstos por la interconexión de sectores aledaños con gran desarrollo eléctrico futuro. Estas cargas son del orden de 500KVA, 300 de los cuales del sector colindante con las pro-

vincias de Cañar, Guayas y Bolívar, que en la actualidad son servidas desde la Empresa Eléctrica Milagro. Los 200 KVA restantes corresponden a las zonas del cantón Chunchi y comunidades aledañas del cantón Alausí.

Por lo tanto es necesario que se tomen alternativas para la ampliación de esta S/E en forma urgente para así cubrir las demandas que se proyectan a partir de 1983.

Igualmente la S/E Guamote actualmente con 300 KVA, deberá ser considerada para su ampliación con la entrada total de los sectores de Cebadas y comunidades de Columbe, que en su totalidad y según datos de diseños tendrán una carga de 800 KVA.

De acuerdo al plan de obras y cronograma realizado por E.E.R.S.A para el presente año, el 80% de esta carga será incrementada hasta fines de diciembre, con lo que el estudio de ampliación deberá ser realizado lo más pronto posible.

Con respecto a los sistemas interconectados, debo mencionar que el transformador de la S/E Oriente, por tener que servir a los sistemas Riobamba, Ambato y Latacunga se encuentra al límite de su capacidad nominal y sobre el cual INECEL deberá realizar los trabajos necesarios.

Los elementos y equipos que dispone cada S/E o centro de transformación se los determinó visualmente y sus características por medio de sus respectivas placas, anotándose éstas a continuación y en los cuadros 2-5 (A-B-C), cuadro 2-6 y en los diagramas a continuación de cada descripción en las distintas S/E.

II.3.1 S/E N° 1 (Riobamba)

Dispone de dos entradas a nivel de 69 KV provenientes del S.N.I y de la central Alao, más de dos salidas para la línea S/E 2, San Juan Chico-Alausí-Cemento-Guaranda, y para la interconexión con la S/E 2

A nivel de 13.8 KV existen dos entradas de alimentación, la una que

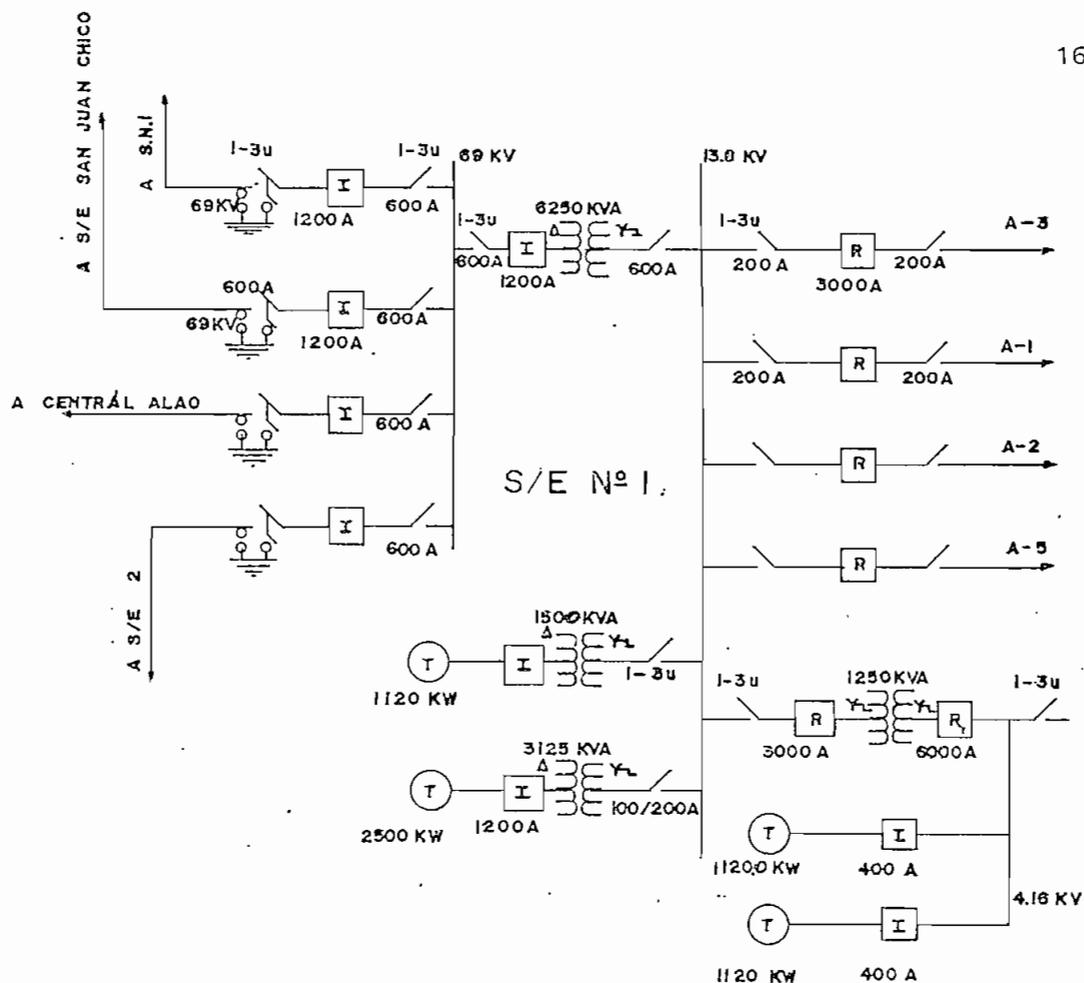
proviene de los grupos Alco, Ruston 1, 2 y 3 y la otra de las centrales Guadalupe y Cordovez conectadas por medio de transformadores que se especifican en los cuadros.

Tiene cuatro salidas desde las barras de 13.8 KV que se constituyen en los alimentadores primarios urbanos y rurales.

Los equipos asociados a esta S/E y que se verifican con el plano de referencia son:

ELEMENTO	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Volta je	3-1u	1-3u
Interruptores automáticos	5	20.000	69	x	--
	2	10.000	2,4	x	--
Reconectores	5	3000	13,8	x	--
	1	3000	4,16	x	--
Seccionadores de cuchillas	5	600	66	-	x
	1	600	13,8	-	x
	7	-	13,8	-	x
	3	200	13,8	-	x
	1	200	4,16	-	x
Seccionadores con P.T.	4	600	69	-	x
Seccionadores fusibles	3	100/200	13,8	--	x
Pararrayos	4		69	--	x
Protección (Diagrama 2-1)					
Equipos de medición y tableros.					

Los transformadores y sus características están en el cuadro 2-5 (A, B, C).



II.3.2 S/E N° 2

Construída en el año 1981 para dividir las cargas de la S/E 1 que estaba sobrecargada.

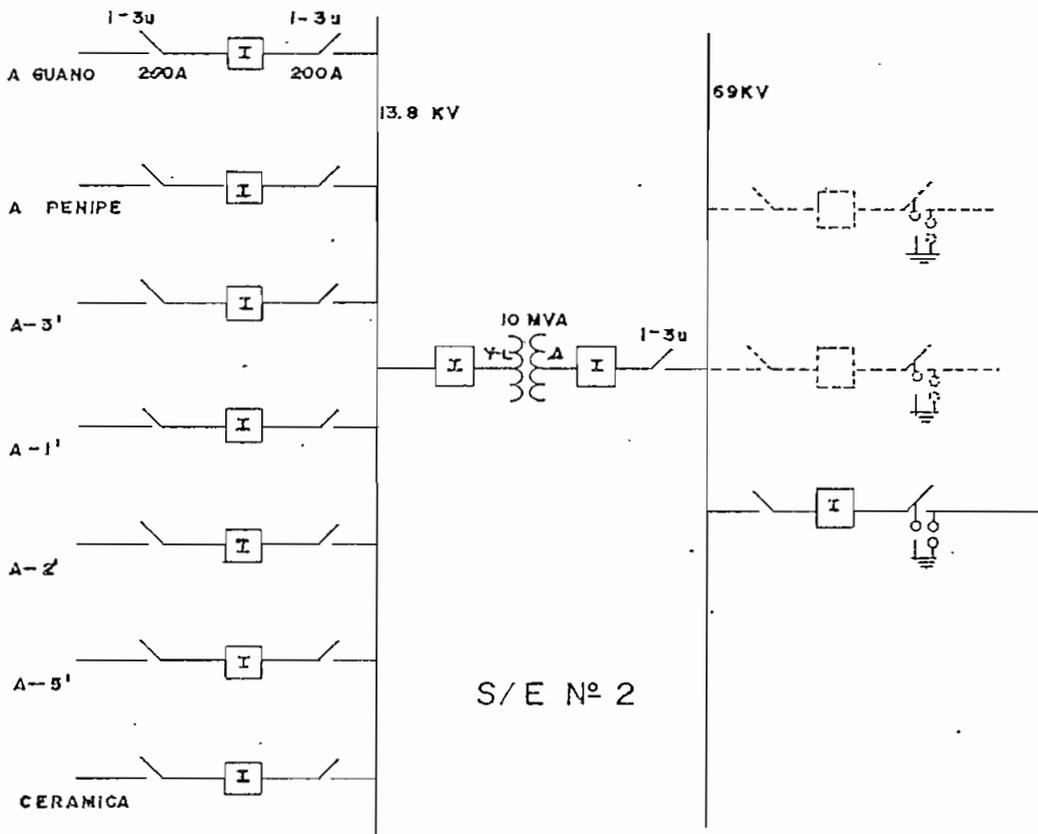
Dispone de tres entradas a 69 KV, una del anillo a la ciudad (interconexión con S/E 1) y otra que será destinada al acople con el S.N.I. cuando esté complete sus obras programadas como la construcción de la línea a 230 KV Cuenca - Riobamba (Fig. 2-1)

La tercera entrada está provista para la alimentación desde la central hidroeléctrica "Río Blanco".

El voltaje primario es reducido al de distribución (13.8 KV) por medio de un transformador de 10/14 MVA (OA/FA) cuadro 2-5 (A,B,C), en cuyas barras existen seis salidas para los alimentadores urbanos y rurales, más una proyectada o de reserva.

Esta S/E tiene los siguiente elementos y equipos:

ELEMENTO	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Voltaje KV	3-1u	1-3u
Interruptor automático	2	20.000	69	x	-
	9	10.000	13,8	x	-
Seccionadores de cuchillas	2.	600	69	-	x
Seccionadores con P.T.	1	600	69	-	x
Seccionadores fusibles	1	300	13,8	-	x
Pararrayos	1	-	72	-	x
Contador de descargas	1	-	69	-	x
Protección (Diagrama 2-2) Equipos de medición y ta- bleros					



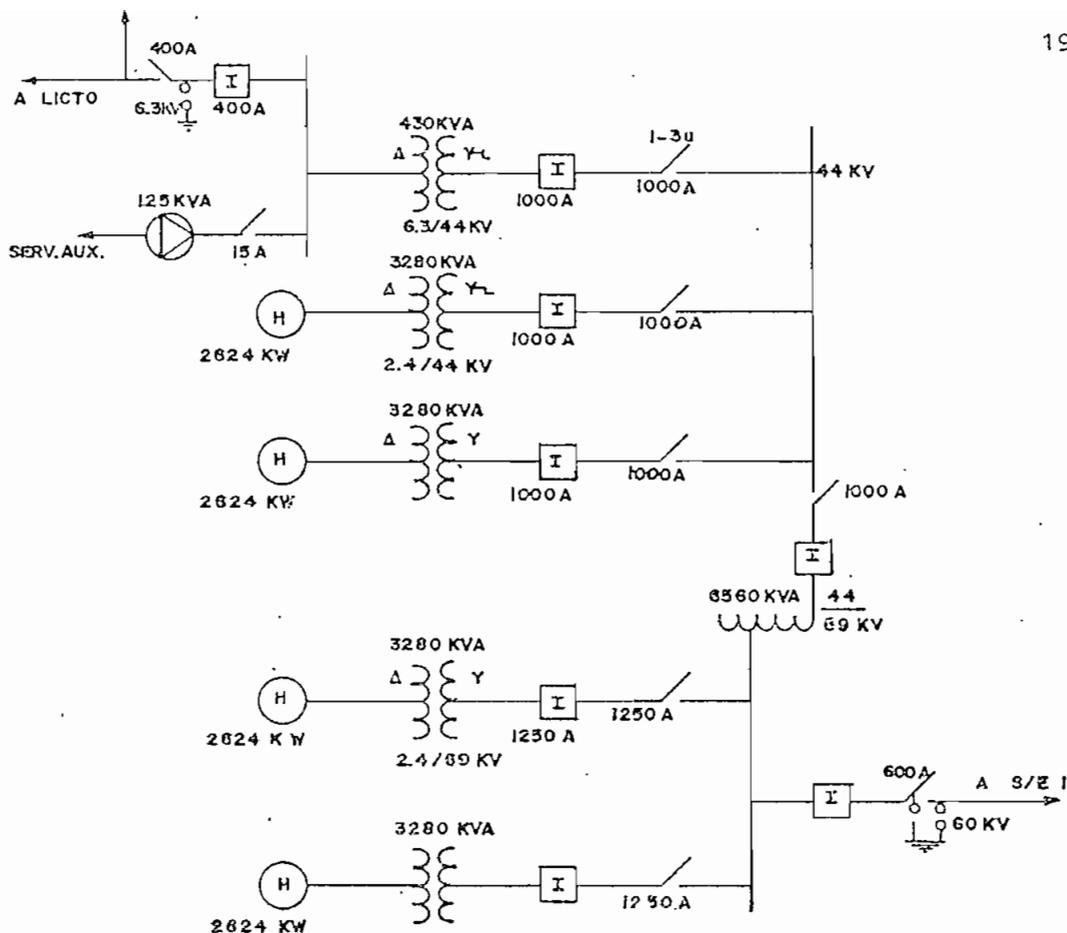
II,3.3 S/E ALAO

Esta subestación localizada junto a la central Alao, eleva la tensión de generación de sus grupos (III y IV) de 2.4 KV a 69 KV y por otro lado de 2.4 KV a 44 KV (Grupos I y II) y de este nivel por medio de un autotransformador de 6560 KVA (OA) hasta 69 KV.

De un ramal de barras de 44 KV se reduce a 6.3 KV por medio de un transformador de 430 KVA para el servicio de una zona rural.

Las características de éstos equipos se encuentran en los cuadros 2-5 (A, B, C) y los elementos asociados a continuación:

ELEMENTO	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Voltaje KV	3-1u	1-3u
Interruptores automáticos	4	20.000	44	x	-
	1	20.000	69	x	-
	2	20.000	69	x	-
	1	10.000	6.3	x	-
Seccionadores cuchillas	4	1000	44	-	x
	2	1250	69	-	x
	1	400	6.3	-	x
Seccionadores con P.T.	1	600	69	x	-
Seccionadores fusibles	1	15	6.3	-	x
Pararrayos	1	-	60	-	x
	1	-	7	-	x
Protección (Diagrama Equipos de medición y ta- bleros					



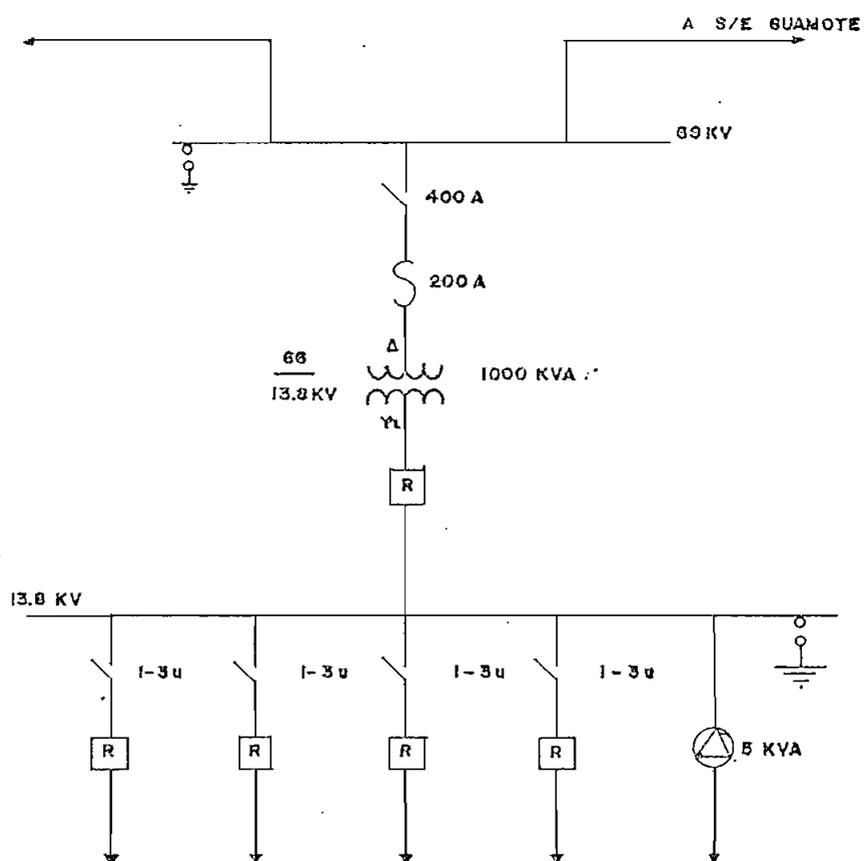
II.3.4 S/E ALAUSI

Para el servicio de distribución tiene tres salidas a nivel de 13,8 KV, una para Alausí y Chunchi, otra para Tixán y otra para la línea Alausí-Multitud (en construcción).

Tanto el transformador, como los reconectores acusan sus respectivas características en los cuadros indicados:

Cabe anotar, que en la actualidad debido a fallas en dos reconectores de esta S/E, se han procedido a conectar 2 líneas para cada reconector restante.

ELEMENTOS	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Voltaje KV	3-1u	1-3u
Reconectores	4	2100	14,4	x	-
	1	4200	14,4	x	-
Seccionadores cuchillas	4	2100	13,8	-	x
	1	400	69	-	x
Sección fusibles	1	200	69	-	x
Pararrayos	1	-	70	-	x
Equipos de medición y tableros.	1	-	13,8		
	1		14.4		x

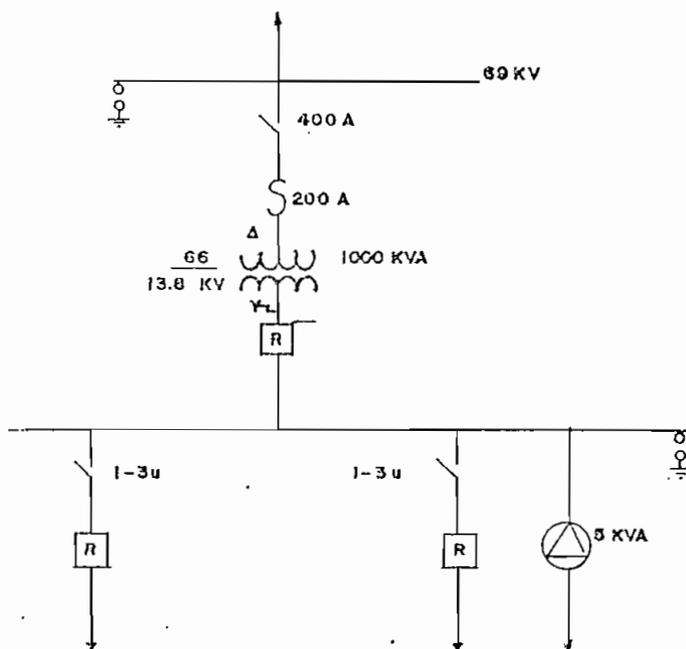


II.3.5 S/E CAJABAMBA Y S/E GUAMOTE

Tanto la S/E Cajabamba como la S/E Guamote tienen las mismas características y unidades, contabilizándose dos salidas a nivel de 13.8 KV sirviendo en forma de alimentadores a la zona central de la provincia.

Los equipos asociados en éstas S/E son:

ELEMENTO	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Voltaje KV	3-1u	1-3u
Reconectores	2	2100	14,4	x	-
	1	4200	14,4	x	-
Seccionadores cuchillas	1	400	69	-	x
	2	2100	13,8	-	x
Seccion fusible	1	200	13,8	-	x
Pararrayos	1		13,8	-	x
	1		70		x
Equipos de medición y tableros					



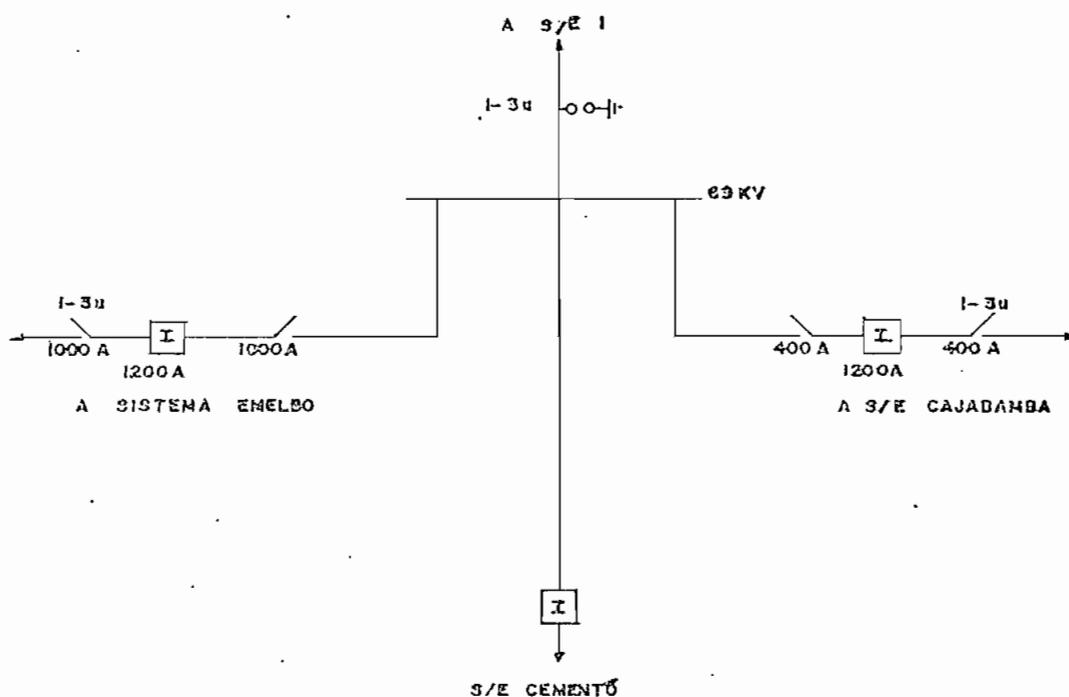
II.3.6 S/E SAN JUAN CHICO

Como se anotó anteriormente esta subestación sirve como seccionamiento de carga para tres líneas:

- a) Línea S/J Chico-Alasí
- b) Línea S/J Chico-Cemento
- c) Línea S/J Chico-Guaranda

Todas ellas a 69 KV, con los dispositivos que se enumeran a continuación:

ELEMENTO	Cantidad c/u	Cap.Inter A	Voltaje KV	3-1u	1-3u
Interruptores automáticos	3	20.000	69	x	-
Seccionadores cuchillas	2	1000	69	-	x
	2	400	69	-	x
Pararrayos	1		69	-	x
Protección (Diagrama 2-1) Equipos de medición					



Es necesario anotar, que cuando la fábrica ECUALEMANA DE MOTORES en tre en funcionamiento y que se constituya en su totalidad de el Par que Industrial, la E.E.R.S.A. ha previsto la construcción de la S/E N° 3 con capacidad de 10 MVA (0A) que se alimentará desde la línea de interconexión S/E 1-S/E 2 y que servirá exclusivamente para este sector industrial.

II.4 DISTRIBUCION

II.4.1 LINEAS PRIMARIAS

La provincia de Chimborazo está servida por alimentadores urbanos y rurales con niveles de voltaje de 13.8; 6.3 y 4.16 KV para el servicio en alta tensión.

Los dos últimos niveles de voltaje, paulatinamente son cambiados a 13.8 KV con lo que en el futuro este será el nivel estandarizado en E.E.R.S.A.

Partiendo del punto de vista anotado, el nivel de 13.8 KV al momento es de gran importancia y sus estudios como el presente trabajo constituyen la base para la optimización en la operación del sistema de distribución de E.E.R.S.A.

La Empresa Eléctrica Riobamba, dispone de cinco (5) S/E reductoras (69/13.8 KV), definiendo a la S/E1 y S/E 2 como las principales de donde parten los alimentadores urbanos y rurales más importantes.

A pesar de estar funcionando ciertos alimentadores, al mismo tiempo, su operación no es protegida, ya sea por el desgaste o daño de sus elementos protectores (reconectores) o por la falta de un minucioso mantenimiento.

Dispone de nueve alimentadores urbanos, tres de los cuales también sirven a un sector rural y/o alimentadores netamente rurales, subdivididos de la siguiente forma:

4 alimentadores a 13.8 KV S/E 1

6 alimentadores a 13.8 KV S/E 2
 1 alimentador a 13.8 KV S/E Cajabamba
 3 alimentadores a 13.8 KV S/E Guamote
 3 alimentadores a 13.8 KV S/E Alausí
 1 alimentador a 4.16 KV S/E 1
 1 alimentador a 6.3 KV S/E Alao

Para efectos del presente estudio, se ha determinado los nombres de los alimentadores (para el caso de los urbanos) tomándose para la S/E 1 como A-1, A-2...etc. y para la S/E 2 como A-1', A-2',....etc.

Esta denominación se hace en base a que en un inicio todos los alimentadores salían de la S/E 1, para actualmente subdividirse por medio de un Switch en aceite aproximadamente en mitades para las S/E 1 y 2 (Plano 2).

Los alimentadores rurales se denominan con el nombre de la ciudad más importante que este sirve y por el nombre del punto más alejado de la S/E: ejm.: Alimentador S/E 2 -Penipe-Pachanillay.

En vista de que E.E.R.S.A., no disponía de datos totales acerca de sus líneas de distribución, hubo que realizar la verificación y actualización de los mismos por recorrido de los alimentadores, contabilizándose los KVA instalados en transformadores, longitud de líneas principales y rurales, calibres de conductores y ubicación de los centros de transformación en el medio geográfico (Anexo 1 "Actualización del Sistema E.E.R.S.A.).

Para el caso de los alimentadores urbanos (Riobamba), la actualización se la realizó por fase, con el fin de determinar el balanceo de las cargas conectadas.

Cabe anotar, que como cargas urbanas, se toman aquellas que sirven a la ciudad de Riobamba hasta su límite ficticio que es la Ave. de la Circunvalación, dejando el resto como cargas rurales.

En lo referente a la protección existente sobre el alimentador, en el cuadro 2-6 se especifican las características de los reconectado-

res y en el diagrama 2-2 y cuadro 2-7 las de los relés y posiciones de los Taps actuales en los mismos.

En el diagrama 2-4 se determina la configuración geométrica de los conductores para los alimentadores, disposición predominante en éstos dentro del sistema de E.E.R.S.A.

Del recorrido efectuado por los alimentadores, se ha podido determinar que éstos se encuentran en un estado de conservación aceptable, tanto en postiería como en conductores, y en transformadores físicamente están correctos, de todas formas la E.E.R.S.A. deberá realizar pruebas también en algunos de ellos, ya que, solo realiza en los urbanos, para prevenir los cortes de servicio.

En cuanto se refiere a fusibles en el lado de alta, en la línea principal o en los ramales, hay que anotar que éstos ha sido colocados sin darles la función para lo que son construídos, sin las capacidades correctas y mezclando entre los tipos de tirafusibles. De igual forma no existe ningún tipo de coordinación entre ellos, lo que ha ocasionado en muchos casos la salida de tramos más largos.

En forma general a Julio de 1982 se encuentran instalados 895 transformadores de distribución, con un potencia total de 23 MVA, de los cuales: 14.898 KVA son urbanos en 442 transformadores y 7868 KVA en 428 transformadores son rurales.

Por alimentadores se tienen:

A-1; 1699 KVA en 39 transformadores
 A-2; 1620 KVA en 31 trnasformadores
 A-3; 3364 KVA en 130 transformadores
 A-5; 2227 KVA en 72 transformadores
 A-1'; 929 KVA en 23 transformadores
 A-2'; 1067 KVA en 43 transformadores
 A-3'; 2542 KVA en 106 transformadores
 A-5'; 3449 KVA en 40 transformadores (la mayoría son particulares)
 A-4; 1228 KVA en 71 transformadores



A-Guano; 1267 KVA en 86 transformadores
 A-Penipe; 924 KVA en 77 transformadores
 A-Cajabamba; 690 KVA en 48 transformadores
 A-Tixán; 70 KVA en 4 transformadores
 A-Columbe; 185 KVA en 22 transformadores
 A-Guamote; 275 KVA en 11 transformadores
 A-Achupallas-Huigra; 1060 KVA en 80 transformadores
 A-Flores; 170 KVA en 12 transformadores

Por lo tanto, nivel de S/E tenemos:

Potencia instalada de alimentadores asociados a las S/E.

	Barra de 13.8 KV	Barra de 6.3 KV	Barra de 4.16 KV
S/E 1	8910 KVA	---	1228 KVA
S/E 2	10.178 KVA	---	---
S/E Cajabamba	690 KVA	---	---
S/E Guamote	460 KVA	---	---
S/E Alausí	1130 KVA	---	---
S/E Alao	---	170 KVA	---

Hay que mencionar que las capacidades instaladas en las S/E Cerámica y S/E Cemento no se ha tomado en cuenta en éstos totales, ya que en el futuro los alimentadores urbanos no tendrán la carga industrial de la cerámica y de otras fábricas que se asienten en la provincia.

La actualización de cargas en alimentadores urbanos realizados por fase, arrojan los siguientes resultados:

ALIMENTADOR		POTENCIA NOMINAL INSTALADA EN KVA			% de Desequilibrio
		Fase A	Fase B	Fase C	
A-1	S/E 1	640	626	433	32,34
A-2	S/E 1	561	508	512	9,45
A-3*	S/E 1	516	422	533	20,83
A-5*	S/E 1	672	669	740	6,94
A-1' **	S/E 2	305	263	323	18,58
A-2'	S/E 2	316	381	370	14,59
A-3' **	S/E 2	361	681	356	47,72
A-5'	S/E 2	1027	1079	1056	4,82
Total		4398	4629	4323	.

* Solo parte urbana

* * sin fábrica Cerámica

En lo que se refiere a longitud de líneas primarias a nivel de 13.8 KV, se tienen 501 Km. de línea construída. De los cuales 271 Km. son de líneas principales, 190 Km. de ramales y 40 Km. de líneas urbanas, esperándose construir 75 Km. de líneas en el transcurso del presente año..

Por medio de éstas líneas, E.E.R.S.A ha podido llegar con el servicio a los seis cantones de la provincia y hasta nivel parroquial; esperándose que para fines de 1985 se logre completar hasta nivel de comunidades.

En el plano "Distribución de alimentadores rurales" de la E.E.R.S.A. se verifican los recorridos de los alimentadores, lugares de cambio de calibre, número de conductores y material y los lugares poblados donde se encuentra conectados uno o más transformadores de distribución.

II.4.2 LINEAS SECUNDARIAS

La mayoría de circuitos secundarios disponibles para el servicio son de tipo radial simple, contabilizándose algunos de tipo malla.

Tomándose como circuito secundario desde la salida en baja del transformador de distribución hasta el medidor del usuario, se debe anotar que el 80% de ellos están en buenas condiciones, mientras que el 20% restante presentan deficiencias, ya sea en las bajantes del transformador o "Chicotes" que están sueltos, o porque los conductores de cobre diseñados para años anteriores no presentan la capacidad adecuada para las nuevas cargas y porque están en mal estado, y por último que los contadores de energía en éstos casos son de fabricación antigua.

Actualmente, para el servicio de 25.000 abonados se disponen de aproximadamente 800 redes secundarias y un número igual que de abonados en acometidas y medidores.

En el cuadro 2-10 se indican pormenores de los medidores, pudiendo notarse que algunos se mantienen desde 1930, períodos en que operaba EMELEC, y cuyos medidores no han sido contrastados, como indican las normas: de 2 a 8 años para los residenciales y de dos años para los industriales (Ref. 1).

Para obtener mejores resultados, E.E.R.S.A. ha iniciado un período de mantenimiento en medidores residenciales, cambio de acometidas en mal estado, reubicación de éstas, ya que, en algunos casos son tomadas de medio vano del circuito secundario, y cambio de medidores obsoletos, que alcanzan el 25% del total instalado.

II.5 TIPO DE SISTEMA DE DISTRIBUCION EXISTENTE.

Los tipos de sistemas de distribución que pueden ser usados en la repartición de energía dentro de un sistema de potencia, dependen considerablemente de la calidad del servicio a darse. Esta calidad está encaminada a cumplir los objetivos primordiales de continuidad de servicio y regulación de voltaje para caídas de tensión permisibles.

Sin embargo en nuestro medio, por falta de fondos económicos disponibles, las empresas no están en condiciones de solventar éstos objetivos sacrificando en un inicio la continuidad de servicio, para luego con modificaciones implementar medios más adecuados de operación.

En la E.E.R.S.A., es predominante el tipo de sistema radial simple para los circuitos primarios y secundarios, con unas cuantas mallas de este último, en este esquema radial, el flujo de potencia tiene un sólo camino por intermedio del alimentador primario para suministrar energía a la carga, representada por algunos transformadores de distribución conectados a la línea.

Los alimentadores urbanos y rurales tienen cuatro hilos desde la S/E, para irse dividiendo en ramales bifásicos y monofásicos, con lo que se podrá prever un mayor balanceo de cargas, para obtener un mejor funcionamiento de la línea y de las protecciones y no sobrepasar el porcentaje de desbalance permitido para éstos casos.

De todas formas, cuando el alimentador está provisto de los elementos de protección adecuados y coordinados, el tipo radial simple podrá tener una continuidad aceptable, dejando de lado los fenómenos físicos en contra de la línea que obviamente sacarán de servicio los tramos afectados.

En un caso más complejo, la utilización de un sistema mallado o en anillo sería lo más conveniente tanto para la continuidad del servicio, como para efectos de regulación, pero no así la alternativa económica, cuanto más que los conductores ya instalados no disponen de la capacidad necesaria tanto de conducción como térmica para operar en éstos casos, obligándose al cambio total de conductores.

Para el caso de los sectores rurales, por tener cargas dispersas y distantes entre sí, es conveniente mantener este tipo de sistema pero proveyéndole del mantenimiento y protección adecuados.

II.6 TENSIONES DISPONIBLES DE SERVICIO

La provincia de Chimborazo, por medio de E.E.R.S.A. está servida por los siguientes niveles de voltaje:

Subtransmisión: a 69 KV

Alimentadores primarios de distribución: 13.8/7.9 KV; 6.3/3.7KV y 4.16/2.3 KV GROUND Y

Circuitos secundarios: 220/120* (trifásicos)

Circuitos secundarios: 220/110* (monofásicos)

Las normas vigentes en el país (Ref. 4 y 5) estandarizan los niveles en subtransmisión 69 o 46 KV; líneas primarias 23/13.2 KV, 13.2/7.6 KV y 34.5 KV; líneas secundarias trifásicas 240/120 V y secundarias monofásicas 208/120 V.

* Datos promedios de pruebas de transformadores.

La NEMA establece normas acerca de las clases y relaciones de voltaje para sistemas eléctricos y para equipos como se tabula en el cuadro 2-8.

La decisión de optar entre los voltajes normalizados depende de muchos factores, tanto técnicos como físicos y económicos y será el nivel escogido, el parámetro más influyente en el costo, diseño y operación del sistema, y tiene efecto directo sobre la longitud y carga del alimentador y de su continuidad de servicio (Ref. 6).

De la misma forma, si se prevee cambios de tensión del ya existente a otro superior, los estudios se realizarán en base al aumento del costo por construcción, costo por KW, capacidad de la línea, aislamiento, determinación de nuevas S/E y de un análisis comparativo de las pérdidas a ambos niveles.

Los resultados obtenidos darán la mejor alternativa para mantener un estado normal de funcionamiento del sistema, o sea que se abastezca toda la demanda sea de una S/E en caso de niveles de S/T o de consumidores en distribución, manteniendo voltaje normal y frecuen-

cia nominal al mínimo costo y respetando los límites operativos de los elementos del sistema de potencia, obteniéndose continuidad de servicio, seguridad y economía.

Una manera de contribuir con lo dicho es que las empresas comiencen a standarizar sus niveles de voltaje, calibre de conductores, estructuras de montaje y valores de regulación unos de los cuales se tabulan en el cuadro 2-9 y que se encuentran reglamentados en el país.

E.E.R.S.A., deberá acogerse en lo posterior a las normas y realizar mejoras en su sistema de distribución tanto primario, como secundario y más cuando debido a la longitud, conductores secundarios, desbalance en las fases, lo que provoca diferencias de voltaje entre ellas y pérdidas de potencia adicionales por las corrientes circulantes por el neutro y a una falta de mantenimiento en los transformadores, en algunos sectores urbanos se tienen deficiencia en el servicio, lo que conlleva por parte del ciudadano usuario a elevar quejas hacia la empresa.

II.7 CARGAS INDUSTRIALES

En la actualidad dentro de la provincia de Chimborazo existen industrias que por su capacidad instalada y de proyección, representan un condicionante para el equipamiento de E.E.R.S.A. y de estudios de mercado.

Como el caso de la fábrica Cemento Chimborazo y otras que representan un papel importante en la industrialización de la zona creando además fuentes de trabajo, y eléctricamente mejorando el factor de carga.

II.7.1 CEMENTO CHIMBORAZO

Es la industria de mayor capacidad instalada en la provincia, localizada a 15 Km de Riobamba en una zona rica en fosfatos y calizas materia prima para la elaboración del cemento.

Dispone de una S/E principal de 5600 KVA)A, 3 Ø de relación

66/4.16 KV que se alimenta desde la S/E San Juan Chico perteneciente a E.E.R.S.A.

Del lado de baja del transformador se alimenta a 3 S/E adicionales y en forma directa a equipos de trituración, molinos y compresores.

Según la designación de la fábrica, la S/E 1 cuenta con un transformador de 450 KVA, 3 Ø, 4.16 KV/480 V, que es utilizado para el área de molinos.

La S/E 2 con un transformador similar a la anterior utilizado para el área de preparación.

La S/E 3 tiene un transformador de 1350 KVA, 3 Ø, 4.16 KV/480V para el área de calcinación.

Aparte de esto, la empresa dispone de generación propia por medio de dos grupos hidroeléctricos en una central de potencia nominal de 1250 KW por c/u y por otro lado de dos grupos térmicos de 250 KW para operación auxiliar.

El grado de desarrollo de esta empresa hace que E.E.R.S.A. tome en cuenta su ampliación así, para 1989 ha solicitado un incremento de 7800 KW adicionales a los 4200 KW que se venía entregando, y unos 800 KW más por cambio y aditamiento de motores.

II.7.2 ECUATORIANA DE CERAMICA

Esta fábrica viene funcionando hace 25 años produciendo baldosas, azulejos y afines, cuenta con una capacidad instalada de 3260 KVA en 3 S/E de las cuales actualmente se utiliza toda la potencia para la elaboración de sus productos.

Al momento esta carga está siendo alimentada por medio de los alimentadores urbanos 1' y 3' desde la S/E 2, pero E.E.R.S.A. tiene proyectado construir un alimentador exclusivo para esta fábrica, con lo que se aliviarán éstos alimentadores.

Dispone de tres grupos generadores térmicos, que son utilizados para los hornos y para suplir energía en caso de cortes del sistema E.E.R.S.A.

La S/E1 dispone de:

- 1 transformador de 200 KVA 13.2 KV/440 V
- 2 transformadores de 500 KVA 13.2 KV/440 V conectados en banco.

La S/E 2: 1 transformador de 960 KVA 13.2 KV/440 V
 1 transformador de 100 KVA 13.2 KV/440 V

La S/E 3: 1 transformador de 1000 KVA 13.2 KV/440 V

Según la gerencia de la empresa, para 1985 ampliará su capacidad al doble de la actual con la construcción de otra fábrica similar a la actual.

II.7.3 TUBASEC

Tubería de Asbesto y Cemento (TUBASEC) es una fábrica de tuberías para el consumo nacional y próximamente para exportación. Se abastece por medio de dos S/E, la primera con dos transformadores de 600 KVA cada uno, 13.8 KV/440/254 V y la segunda con un transformador de 350 KVA 13.8 KV/440/254 V, de las cuales apenas recoge un 50% de su capacidad nominal esperando saturarse hasta fines de 1982 para luego ampliar sus instalaciones.

II.7.4 PARQUE INDUSTRIAL

Cuenta con 130 lotes destinados a industrias, de las cuales más de la mitad se encuentran funcionando con empresas particulares, esperándose que a fines de este año se complete el área asignada.

CENDES, por medio de las oficinas del parque industrial de Riobamba ha zonificado los lotes dándoles una posible carga a los mismos así:

Zona a: 50 lotes con un promedio de 15 KVA instalados

Zona B: 38 lotes con 50 KVA instalados

Zona C: 28 lotes con 130 KVA instalados.

De esto se desprende que cuando se complete el parque (en sus industrias pequeñas) en su primera fase, demandará de E.E.R.S.A. 6.380 KVA.

Por una parte, la demora en el asentamiento de empresas pequeñas por incidencia de la no implementación de la fábrica "ECUALEMANA DE MOTORES", ha significado para E.E.R.S.A. un receso en cuanto a construcción de la S/E 3, pero en cambio ha dado como resultado la pérdida de ventas de energía que demandarían estas fábricas.

De todas formas la gerencia del parque industrial ha solicitado a E.E.R.S.A. que para mediados de 1983 una demanda de 15 MVA para el funcionamiento de nuevas empresas incluidas la ECUALEMANA DE MOTORES y empresas asociadas a ésta.

II.8 AUTOCONSUMOS

Luego de realizar un inventario y cuantificación de la potencia instalada en las dependencias de la E.E.R.S.A. se ha llegado a determinar consumos aproximados de ésta, que inciden notablemente por el sistema de facturación en las pérdidas del sistema.

Para la determinación de los KW-h, se ha tomado en cuenta el horario de trabajo diario y mensual de cada dependencia y de los equipos asociados a éstas, definiéndose:

a) Edificio Pincipal

Potencia instalada: 52.6 KW

Consumo mensual: 11847 KW-h

b) S/E 1

Potencia instalada: 39.5 KW

Consumo mensual: 9331 KW-h

- c) Central y S/E Alao
Potencia instalada: 42.5 KW
Consumo mensual: 7255 KW-h
- d) Central Guadalupe y Fábrica de Postes
Potencia instalada: 17.15 KW
Consumo mensual: 4287 KW-h
- e) Central Térmica Alausí y Edificio
Potencia instalada: 3.6 KW
Consumo mensual: 867 KW-h
- f) Central Nizag
Potencia instalada: 3 KW
Consumo mensual: 1181 KW-h
- g) S/E Cajabamba
Potencia instalada: 3.1 KW
Consumo mensual: 677 KW-h
- h) S/E Guamote
Potencia instalada: 0.3 KW
Consumo mensual: 74 KW-h
- i) S/E Alausí
Potencia instalada: 0.6 KW
Consumo mensual: 252 KW-h
- j) S/E San Juan Chico
Potencia instalada: 2.1 KW
Consumo mensual: 1081 KW-h
- k) S/E 2
Potencia instalada: 9.6 KW
Consumo mensual: 2.38 KW-h
- l) Central Cordovez
Potencia instalada: 7.31 KW
Consumo mensual: 2638 KW-h

Total potencia instalada: 181.8 KW

Total consumo mensual: 41.874 KW-h

Por no disponer de medios de medición en estas dependencias, para la facturación se toma valores aproximados de consumos que reflejan variantes en las pérdidas, sería recomendable que se coloquen

equipos de medición para el control de estos consumos.

II.9 ALUMBRADO PUBLICO

La E.E.R.S.A. igualmente para la facturación venía tomando datos aproximados para su contabilización, con lo que se procedió a realizar una actualización y cuantificación de luminarias para este servicio.

Se ha determinado que existen instalados: sector urbano Riobamba: 765.065 KW que dan un consumo aproximado de 261.652 KW-h mensuales.
Sector rural: 600.9 KW; 205.518 KW-h/mes
Instituciones deportivas: 58.4 KW; 9820 KW-h/mes
Ornato de la ciudad: 87.8 KW; 37.273 KW-h/mes.

Total potencia instalada: 1.512.2 KW

Total consumo mensual: 514.263 KW-h

Este último valor representa el 6.21% del consumo total de E.E.R.S.A. (julio/82).

II.10 LA INTERCONEXION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.-S.N.I.

En los acápite anteriores se enunció la línea y S/E asociadas a la interconexión, restando dar la importancia y relevancia que ésta tiene.

La demanda de grandes bloques de potencia, y la mayor seguridad de funcionamiento continuo, hacen que la interconexión tenga las siguientes ventajas: (Ref. 7).

- 1.- Económicamente el costo por KVA de grandes centrales es menor que el de pequeñas, ya que, las primeras tienen mejor rendimiento en su operación.
- 2.- Se necesitan un menor número de centrales, para mantener la demanda de los sistemas en la hora de demanda máxima, quedando ciertas plantas funcionando sin carga para compensar las subidas inesperadas de carga o para mantener la regulación de tensión del sistema en un nivel adecuado.

- 3.- La continuidad de servicio de los sistemas que dependen de centrales hidroeléctricas en su mayor parte, es posible en tiempo de estremada sequía ser compensados por la energía proveniente de otros sistemas.
- 4.- La interconexión hace posible el suministrar las cargas variables de potencia activa y reactiva de un sistema a otro.

En el caso de E.E.R.S.A. con generación propia hidráulicamente lograda en un inicio no es rentable debido a los costos del KW-h (S/ 0.95 de E.E.R.S.A. y S/. 1.06 del S.N.I.), pero para satisfacer las demandas futuras del propio sistema y en grandes bloques cuando se creen los sistemas regionales, justificarán su acople y rebajarán los costos de energía.

El plan maestro de electrificación (P.M.E) contempla la conformación del S.N.I. año por año hasta 1985 en la que espera tener una configuración como el de la Fig 2-1, contando con las centrales que estarían en línea.

Para situaciones anormales de operación caso de fallas, en una interconexión se incrementa notablemente las corrientes de cortocircuito de la red, lo que exige la instalación de elementos protectores coordinados capaces de no provocar daños en sus elementos por no operación adecuada.

Al momento luego de decisiones adoptadas entre las partes, el S.N.I. entrega a E.E.R.S.A. un máximo de 8.700 KW en la hora de demanda máxima en los meses de estiaje y de 5.200 KW en las épocas de invierno.

E.E.R.S.A. espera obtener para 1983 unos 5.000 KW adicionales del S.N.I. para cubrir la demanda de años futuros.

Sin embargo se deberá estudiar la capacidad de su línea de interconexión y obtener la energía del S.N.I en forma directa, sin pasar por las S/E de la E.E.A.S.A., ya que, esta S/E con 40 MW de potencia instalada no dispone de regulación automática de tensión lo que en ciertos casos afecta al sistema de E.E.R.S.A.

CENTRAL	A L A O				C O R D O V E Z			G U A D A L U P E	
UNIDAD Nº	1	2	3	4	1	2	3	1	2 (1)
TURBINA	THEODOR BELL	T. BELL	T. BELL	T. BELL	JAMES L.	J. LEFFEL	ESCHERWYSS	AMME LUTHER	MORGAN SOUTH
ALTURA CAIDA (m.)	319	319	319	319	11	11	10	28	27.8
CAUDAL (cc/s)	970	970	970	970	3315	3315	3100	1700	900
RPM	720	720	720	720	600	600	514	600	7.50
TIPO TURBINA	PELTON	PELTON	PELTON	PELTON	FRANCIS	FRANCIS	FRANCIS	FRANCIS	FRANCIS
EJE	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL	HORIZONTAL
TIPO CENTRAL	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA
RIO	ALAO	ALAO	ALAO	ALAO	CHAMBO	CHAMBO	CHAMBO	CHAMBO	CHAMBO
GENERADOR	BROWN B.	B. B.	B. B.	B. B.	G. E.	G. E.	G. E.	A. E. G.	G. E.
SERIAL Nº	B60402	B60403	B60404	B60405	4313521	4313521	4313386	1740798	401667
TIPO	WAGIO	WA 610	WA 610	WA 610	ATI	ATI	ATB	5500/400	A. T. B.
VOLTAGE GENER.	2400	2400	2400	2400	4160	4160	4400	4100	4000
AMPERIOS	790	790	790	790	42.8	42.8	32.8	52	22
FRECUENCIA (HZ)	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FASES	3	3	3	3	3	3	3	3	3
KW. NOMINALES	2624	2624	2624	2624	240	240	200	300	120
COS Ø	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
EXCITATRIZ	ACOPLE DIR.	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO
MARCA	B. B.	B. B.	B. B.	B. B.	G. E.	G. E.	G. E.	A. E. G.	G. E.
SERIAL Nº	A50001	A50002	A50003	A50004	256969	257075	257017	1238087	349297
TIPO	GF144A	GF144A	GF144A	GF144A	EF	E. F.	E. F.	NL H9	M. P.
VOLTIOS de.	55	55	55	55	125	125	125	110	125
AMPERIOS	345	345	345	345	56	56	40	49	44
KW	19	19	19	19	7	7	5	5.7	5.5
AÑO FABRICAC.	1954	1954	1954	1954	1906	1906	1906	1907	1907
AÑO INSTALAC.	1967	1967		1978	1952	1952	1950	1928	1925
VIDA UTIL	30 AÑOS	30	30	30	30	30	30	30	30
% DE GEN. TOT.	14.21	14.21	14.21	14.21	1.30	1.30	1.08	1.63	—

CENTRAL	NIZAG	GUAMOTE(1)	PALLATANGA	COLTA(1)		COLUMBE(2)
UNIDAD Nº	1	1	1	1	2	1
TURBINA	T. BELL	E. WYSS		B. MAIER	B. MAIER	B.B
R.P.M.		720	1200	600	1200	1200
TIPO TURBINA	PELTON	FRANCIS	FRANCIS	PELTON	PELTON	PELTON
EJE	HORIZONT.	HORIZON.	HORIZON.	HORIZON.	HORIZON.	HORIZONT.
TIPO CENTR.	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA	PASADA
GENERADOR	B.B	B.B		AEG	B.B	B.B
SERIAL Nº	B57881	B 57361		453273	B44494	A932485
TIPO	WK 22100	WK1810		DG 112/12		Wa 96a
VOLT.GENER.	480	440/231	230	400	400/231	220
AMPERIOS	376	123	180	238	81	69.5
FRECUEN(HZ)	60	60	60	60	60	60
FASES	3	3	3	3	3	3
KW.NOMINAL.	285	105	90	206	70	33
COS Ø	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
EXCITATRIZ	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO
MARCA	B.B	B.B	AEG	AEG	B.B	B.B
SERIAL Nº	A 797951	A 797951	Z 2556	616103	A 344411	A 900959
VOLTIOS	48	43	19/14.8	110	42	37
AMPERIOS	56	49	2.18/0.44	41	26	20.5
AÑO FABRIC.				1951	1951	1950
AÑO INSTAL.	1965					1954
VIDA UTIL	30	30	30	30	30	30
% DE GEN. TOT.	1.44					
NOTA: (1)	FUERA DE FUNCIONAMIENTO					
(2)	PROPIEDAD DE LA POBLACION					

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS. CUADRO — 2.2

CENTRAL	RIOBAMBA				ALAUSI		GUAMOTE	PALMIRA	TIXAN
UNIDAD Nº	1	2	3	4	1	2	1	1	1(1)
MOTOR MARCA	RUSTON P.	RUSTON P.	RUSTON P.	ALCO.	MWM	L.BLACKSTONE	L.BLACKSTONE	DEUZ	KOHLER
Nº DE FASES	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Nº TIPO	1H7963	1H7964	1H7965	251F1865					
RPM.	900	900	900	900	1200	720	720	1.800	1.800
TIPO COMBUSTIBLE	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL
KWH /GALON	10.7	10.7	10.7	10					
GENERADOR MARCA	G.E.C.	G.E.C.	G.E.C.	E.B.S.	RHEINISE	BLACKSTONE	STAMBORD	V K Y	KOHLER
TIPO Nº	A41200J02	A41260501	41200503	T1362DJ	58G III-6		CRPO/299371		
VOLTAJE GENERAD	4160	4160	4160	4160	230	440/220	440 / 220	220	240
COS Ø	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
FRECUENCIA(HZ)	60	60	60	60	60	60	60	60	60
KW. NOMINALES	1120	1120	1120	2500	173	451	147	34	55
KW.EFFECTIVOS	700	700	700	2200	135	350	147	34	40
TIPO CENTRAL	MOVIL	MOVIL	MOVIL	FIJA	FIJA	FIJA	FIJA	FIJA	FIJA
EXITATRIZ	ACOPLE DIREC.	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO	A. DIRECTO				
HORAS SERVICIO	8139	2988	6225	9258					
AÑO CONSTRUCCION	1972	1972	1972	1974					
AÑO INSTALACIO	1973	1973	1974	1976	1976	1978	1978	1976	1976
VIDA UTIL (ANOS)	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15
% GENER. TOTAL	6.07	6.07	6.07	13.54	0.94	2.44	0.80	0.18	0.30
NOTA: (1)	FUERA DE FUNCIONAMIENTO								

DATOS GENERALES DE TRANSFORMADORES. CUADRO N° 2.5 - A

BARRAS		TIPO DE ENFRIAM.	KVA NOM. (OA)	TENSION Y CONEXION			% IMPEDANCIAS EN LA PROPIA BASE			IMPEDANCIAS EN P.U.		MARCA S/E
P	Q			DEVAN.	CONEX.	KV.	DEVAN'S	Z ₁	Z ₀	Z ₁	Z ₀	
1	2	OA/FA	6250	P S	Y ₁ Δ	69 13.8	P-S	7.35	7.35	117.6	117.6	G. ELECTRIC. S/E N° 1
2	29	OA	3x500	P S	Y ₁ Y ₂	13.8 4.16	P-S	4.9	4.9	326.67	326.67	SESCO S/E N° 1
2	30	OA	3125	P S	Y ₁ Δ	13.8 4.16	P-S	5.3	5.3	169.6	169.6	PORTER S/E N° 1
2	3	OA/FA	1250	P S	Y ₁ Y ₂	13.8 4.16	P-S	5.21	5.21	416.8	416.8	GEN ELECT. S/E N° 1
17	18	OA/FA	1.000	P S	Δ Y ₁	66 13.8	P-S	6.82	6.82	682.0	682.0	W S/E CAJABAMBA
19	20	OA/FA	1.000	P S	Δ Y ₁	66 13.8	P-S	6.82	6.82	682.0	682.0	WESTINGHOUSE S/E GUAMOTE
21	22	OA/FA	1.000	P S	Δ Y ₁	66 13.8	P-S	6.82	6.82	682.0	682.0	WESTINGHOUSE S/E ALAUSI
8	7	OA/FA	10.000	P S	Δ Y ₁	69 13.8	P-S	7.81	7.81	78.1	78.1	WESTINGHOUSE S/E N° 2
34	35	OA/FA	33.000	P S T	Y ₁ Δ	13.8 69 13.8	P-S P-T S-T	5.26	5.26 5.06 4.06	15.94		S/E ORIENTE

DATOS GENERALES DE TRANSFORMADORES. CUADRO N° 2.5 - B

BARRAS		TIPO DE ENFRIAM.	KVA NOM. (OA)	TENSION Y CONEXIONES			IMPEDANCIAS (%) EN LA PROPIA BASE			IMPEDANCIAS EN Au		MARCA S/E
P	Ø			DEVAN.	CONEX.	KV	DEV'S	Z ₁	Z ₀	Z ₁	Z ₀	
33	36	OA	5.000	P S T	Y ₁ Y ₂ Δ	69 13.8 4.8	P-S P-T S-T	7.5 7.5 7.5	7.5 10.86 5.15	150.0		S/E AMBATO
33	36	OA	10.000	P S T	Y ₁ Y ₂ Δ	69 13.8 4.8	P-S P-T S-T	7.62 7.62 7.62	7.62 10.81 3.55	76.2		S/E AMBATO
12	13	OA/FA	3.280	P S	Δ Y	2.4 44	P-S	7.3	7.3	222.56	222.56	B. BOVERI S/E ALAO
12	14	OA/FA	3.280	P S	Δ Y	2.4 44	P-S	7.3	7.3	222.56	222.56	B. BOVERI S/E ALAO
9	10	OA/FA	3.280	P S	Δ Y	2.4 69	P-S	6.0	6.0	182.93	182.93	B. BOVERI S/E ALAO
9	11	OA/FA	3.280	P S	Δ Y	2.4 69	P-S	6.1	6.1	185.98	185.98	B. BOVERI S/E ALAO
9	12	OA	6.560	P S T	Y ₁ Y ₂ Δ	69 44 4.8	P-S P-T S-T	3.7 3.7 3.7	3.7 5.2 2.7	56.4		WESTINGHOUSE S/E ALAO
16	26	OA/FA	5.600	P S	Δ Y ₁	69 416	P-S	6.66	6.66	118.95	118.95	HITACHI S/E CEMENTO
22	23	OA	3x650	P S	Δ Y ₁	2.4 13.8	P-S	5.0	5.0	3.333,33	3.333,3	CENT. ALAUSI

DATOS GENERALES DE TRANSFORMADORES. CUADRO N° 2.5 - C

BARRAS		TIPO DE ENFRIA	KVA NOM. (OA)	TENSION Y CONEXIONES			IMPEDANCIA (%) EN LA PROPIA BASE			IMPEDANCIA EN Pu		MARCA S/E
P	Q			DEVAN	CONEX	KV	DEV'S	Z _i	Z _o	Z _i	Z _o	
22	24	OA	3 x 167	P S	Y ₂ Δ	13.8 2.4	P-S	6.7	6.7	1337.33	1337.33	CENT. ALAUSI
22	25	OA	720	P S	Y ₂ Δ	13.8 2.4	P-S	15.0	15.0	2083.33	2083.33	CENT. NIZAG
27	28	OA/EA	1500	P S	Δ Y ₂	69 13.8	P-S	7.39	7.39	492.67	492.67	S/E GUARANDA

CUADRO 2.6.- CARACTERISTICAS DE LOS RECONECTADORES

TIPO DE RECON.	CANT.	KV NOMIN.	RANGO DE OPERA.	BOBINA DE DISPARO			OPERACIONES FASES		OPERACIONES * TIERRA			UBICACION
				CORR. Conf. (A)	Minima Corrient. oper.(A)	MAX. Cap. Interr.	# Oper. Curva A	# Oper. Curva C	Amp. Mjximo Disparo	# Oper. Curva 1	# Oper. Curva 7	
R	1	14.4	± 15%	50	100	3000	2	2	5	2	2	(A-1) S/E -1
R	1	14.4	± 15%	50	100	3000	2	2	5	2	2	(A-2) S/E -1
R	1	14.4	± 15%	50	100	3000	2	2	5	2	2	(A-3) S/E -1
R	1	14.4	± 15%	50	100	3000	2	2	5	2	2	(A-5) S/E -1
R	1	14.4	± 15%	50	100	3000	2	2	5	2	2	(A-4) S/E -1 LADO DE 13.8 KV
* R	1	4.16 4.8	± 15%	185	370	6000	2	2	-	-	-	A-4 S/E LADO DE 4.16KV
Rx	1	14.4	± 15%	70	140	4200	2	2	5	2	2	A - CAJABAMBA S/E CAJABAMBA
Rx	1	14.4	± 15%	70	140	4200	2	2	5	2	2	A - GUAMOTE S/E GUAMOTE
Rx	1	14.4	± 15%	70	140	4200	2	2	5	2	2	S/E ALAUSI
Rx	1	14.4	± 15%	35	70	2100	2	2	-	-	-	S/E ALAUSI

* NO ESTAN CONECTADAS

CUADRO 2.7.- POSICIONES DE LOS TAP'S EN LOS RELEVADORES EXISTENTES

NOMBRE	TAP'S RELE DE FASE				TAP'S RELE DE TIERRA			
	TIPO	UNIDAD DE TIEMPO	UNIDAD INSTANTAN.	LEVER	UNIDAD DE TIEMPO	UNIDAD INSTANTANEA	LEVER	TIPO DE RELE
A- 1'	CO-II	4	6	1	1	No tiene	0.5	CO-9
A- 2'	CO.. II	6	6	0.5	1	No tiene	0.5	CO-9
A- 3' - S. Andrés	CO- II	7	6	0.5	2	No tiene	1	CO-9
A- 5' (P.I.)	CO- II	5	6	0.75	1	No tiene	0.5	CO-9
A - Guano	CO-II	3	6	0.5	1	No tiene	0.5	CO-9
A - Penipe	CO-II	3	6	0.5	1	No tiene	0.5	CO-9
				1				
Alim. Principal	CO-8	1	30	5	1	No tiene	1	CO-8
Transformador	C - A	5-7.3		1				

NOTA: TODOS LOS ALIMENTADORES TIENEN UN RELE RC, CON SECUENCIA DE OPERACION
0 - 15 y 45 segundos.

CUADRO N° 2.8
VOLTAJES PARA SISTEMAS ELECTRICOS

CLASE (KV)	VOLTAJE (V)	Nº CONDUCTORES	CONEXION
2.5	2.300	3	△
	2.400 *	3	△
	4.000	3	△ . Y
	4.160 *	3	Y
	4.330	3	△
5.0	4.400	3	△
	4.600	3	△
	4.800 *	3	△
	6.600	3	△
	6.900	3	△ .4Y
8.66	7.200 *	3	△ .4Y
	7.500 *	4	Y
	8.320	4	Y
	11.000	3	△
	11.500	3	△
	12.000	3	△ .4Y
15	12.470 *	4	Y
	13.200 *	3	△ .4Y
	13.800 *	3	△
	14.400	3	△
25	22.900 *	4	Y
	24.940 *	4	Y
* VOLTAJES MAS COMUNES			

CUADRO N° 2-9

CONDUCTORES NORMALIZADOS PARA DISTRIBUCION (1)		
TAMAÑO A W G	DESIGNACION	SECCION mm²
4 (4)	S W A N	21.15
2 (4)	S P A R R O W	33.62
1/0 (4)	R A V E N	53.49
2/C (2)	Q U A I L	67.43
4/0 (1/0)	P E N G U I N	107.20

Entre paréntesis el tamaño de conductor neutro.

VALORES DE REGULACION (1)	
COMPONENTES DEL SISTEMA	% DE CAIDA DE TENSION
PRIMARIOS:	
Desde de S/E de alimentación	
Hasta el último transformador (**)	7
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	2
SECUNDARIOS:	
Desde los Bushines de salida del	
Transformador hasta la acometida	
más lejana	4
ACOMETIDA	1
T O T A L	14

(**) EN LOS CASOS DE QUE LA ALIMENTACION AL AREA DE SERVICIO SE REALICE A PARTIR DE UNA LINEA EXISTENTE, EL VALOR LIMITE A CONSIDERAR SERA REDUCIDO EN LA MAGNITUD DE LA CAIDA DE TENSION ESTABLECIDA ENTRE EL PUNTO DE DERIVACION Y LA S/E CORRESPONDIENTE, PARA LAS CONDICIONES DE CARGAS DADAS.

(1) INECEL

CUADRO 2.10.- TIPOS DE MEDIDORES INSTALADOS EN E.E.R.S.A.

<u>MARCA</u>	<u>CAPACIDADES</u>	<u>AÑO INSTALACION</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
WESTHINGHOUSE	10 - 15 AMP.	1930	1 fase 2 hilos
GENERAL ELECTRIC	5 - 10 - 15 AMP.	1930	1 fase 2 hilos
SANGAMO	10 - 15 AMP.	1950	1 fase 2 hilos
DUNCAN	15 AMP.	1960	1 fase 2 hilos
A.E.G.	10 AMP.	1963	1 fase 2 hilos
O.D.C.	10/30 - 20/60 AMP.	1968	1 fase 2 hilos
MITSUBISHI	10/40 AMP.	1973	1 fase 2 hilos
FUJI	15/60 - 5/20 -		
	10/30 - 15/45 AMP.	1973	2 fases 3 hilos
SHLUMBERGER	15/66 - 15/100 AMP.	1977	1 fase 2 hilos
GALILEO	15/60 (1) - 30/120 (2)	1979	(1) 2 fases 3 hilos (2) 3 fases 4 hilos
CONTELECA	15/75 - 15/100	1980	2 fases 3 hilos

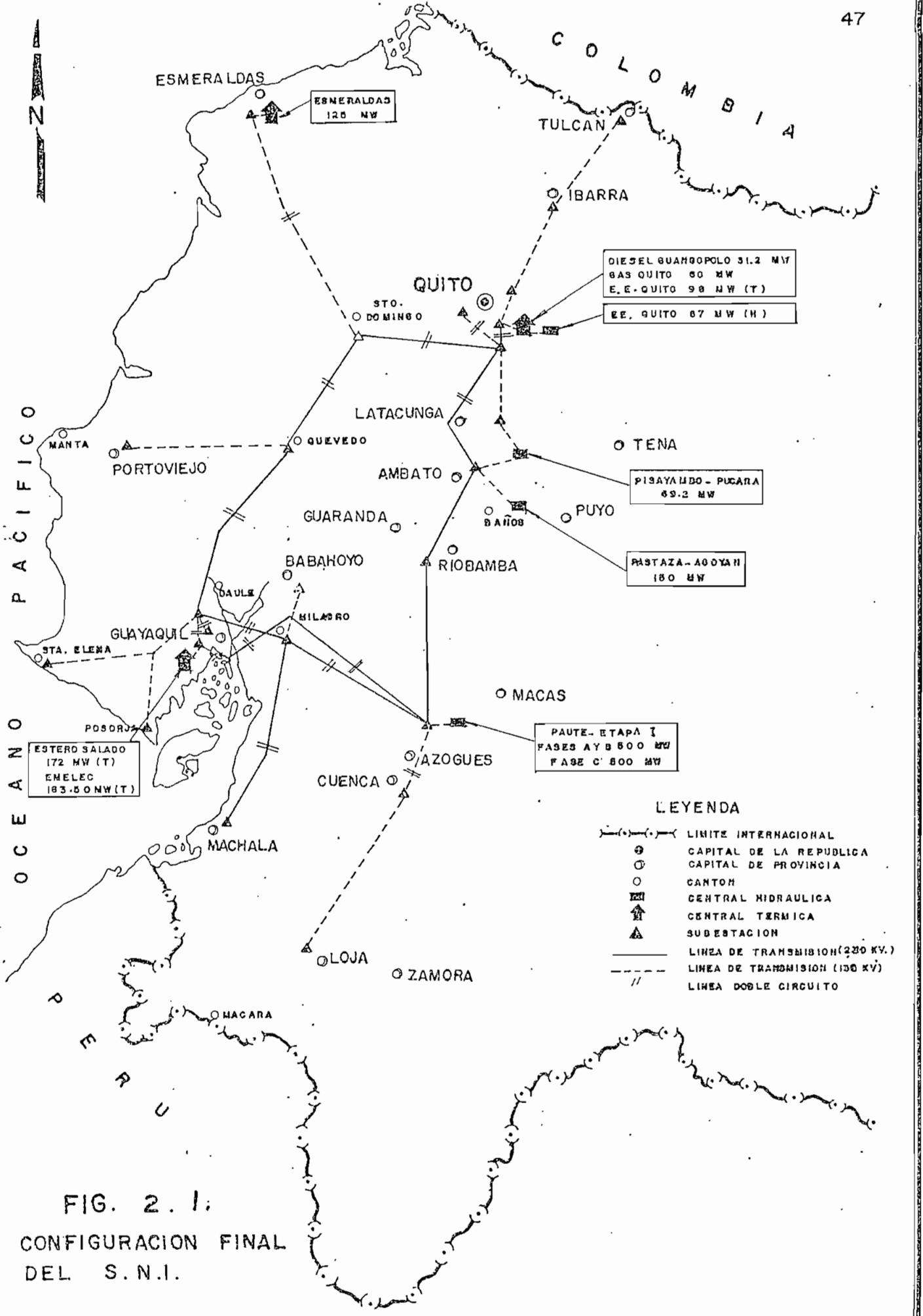


FIG. 2.1.
CONFIGURACION FINAL
DEL S.N.I.

DIAGRAMA 2-1

SISTEMA DE PROTECCION DE E.E.R.S.A A NIVEL DE S/T.

S/E SAN JUAN CHICO

A S/E ORIENTE

LINEA A GUARANDA
67-876

LINEA A ALAUSI
50/51 SERIAL N°264C900A03
TIPO: CO-8
50/51-G SERIAL N°264C900A05
TIPO: CO-8

LINEA: S/E 1 - S/E S. JUAN
50/51: SERIAL N°1875365A
TIPO: CO-8
50/51-G: SERIAL N°1875361A
TIPO: CO-8

LINEA: S/E 1 - S/E ORIENTE
50/51: SERIAL N°1875364A
TIPO: CO-8
50/51-G: SERIAL N°1875361A
TIPO: CO 8

S/E 1

S/E ALAO

LINEA ALAO- S/E 1
50/51: SERIAL N° 1875365 A
TIPO: CO-8
50/51-G: SERIAL N° 1875361A
TIPO: CO-8

LINEA S/E 1- ALAO
50/51: SERIAL N°264C900A05
TIPO: CO-8
50/51-G: SERIAL 264C900A05
TIPO: CO-8

INTERRUPTOR AUT. A 69 KV
50/51: SERIAL N°12IAC53B14A
TIPO: IAC

TRANSF. 69/13.8 KV
S7: SERIAL N° 12BDD5B11A
TIPO: BDD

LINEA S/E 1- S/E 2
50/51: SERIAL 264C900A05
TIPO: CO-8
50/51-G: SERIAL 264C900A05
TIPO: CO-8

TRANSF. 13.8/4.16 KV
S7: SERIAL N°12BDD15B11A
TIPO: BDD

DIAGRAMA 2.2.- SISTEMA DE PROTECCION DE LA S/E 2.- ELEMENTOS CONSTITUTIVOS

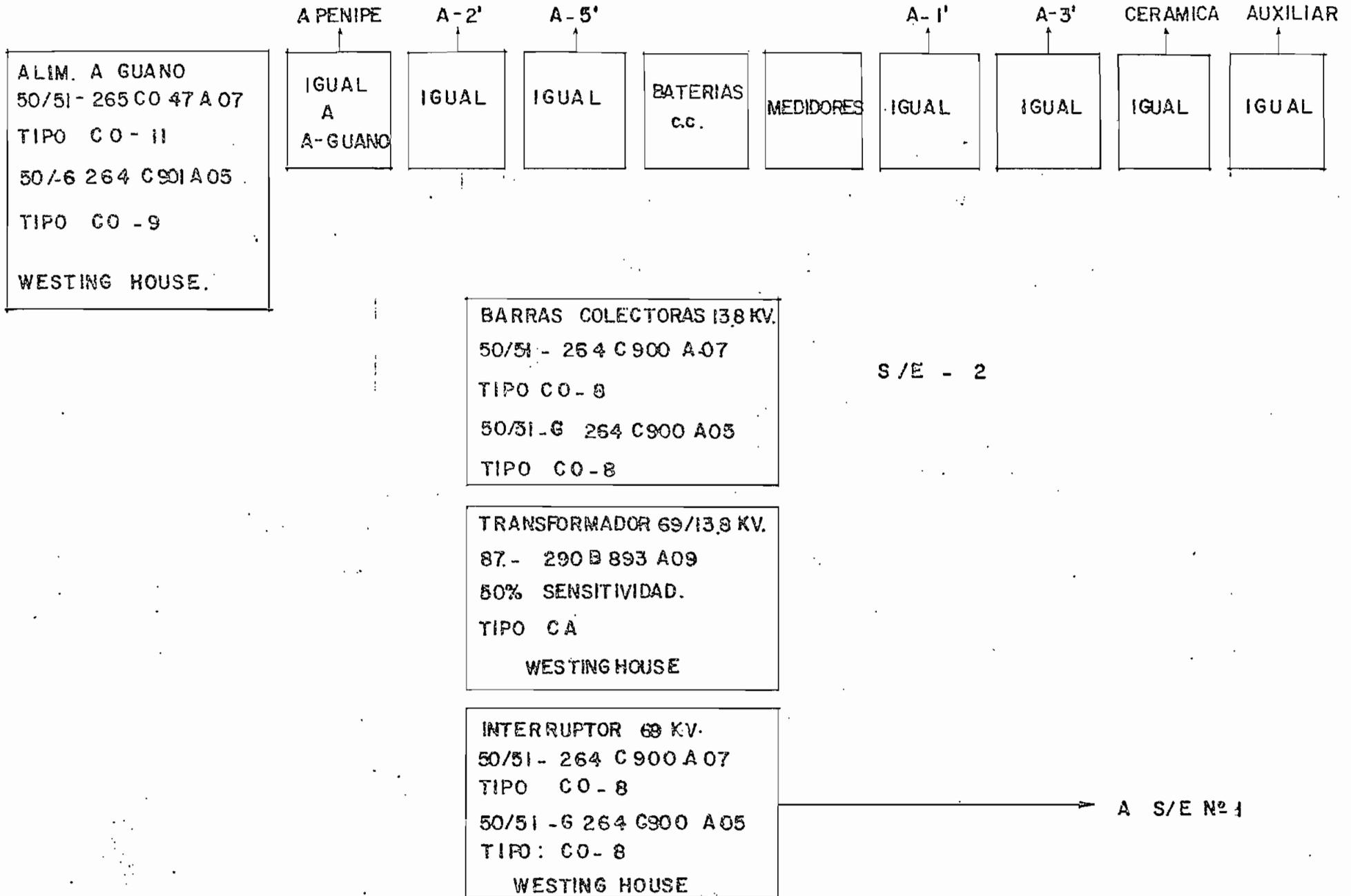


DIAGRAMA 2.3

CONFIGURACION GEOMETRICA DE LOS CONDUCTORES EN LINEAS

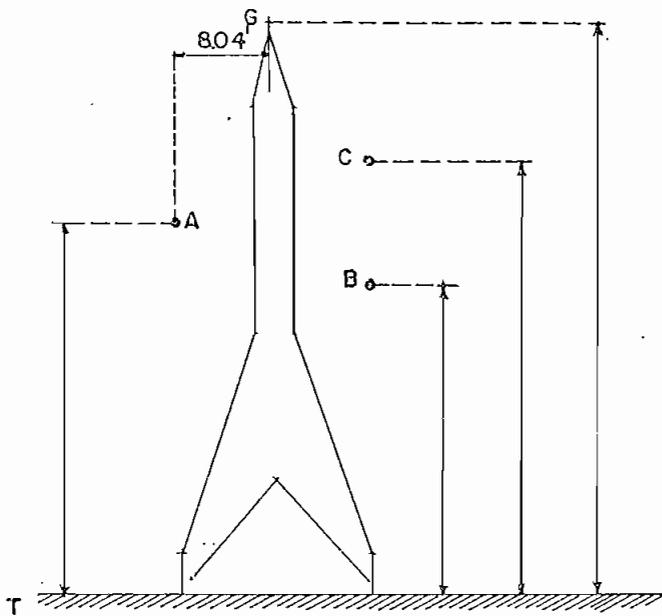


FIG: A

d_{AB}	=	17.28	Pies
d_{BC}	=	11.81	Pies
d_{CA}	=	17.28	Pies
d_{AT}	=	32.50	Pies
d_{BT}	=	26.60	Pies
d_{CT}	=	38.40	Pies
d_{GT}	=	56.80	Pies

LINEAS A 69 KV:

- LINEA S/E 1 - AMBATO (S/E ORIENTE)
- LINEA RIOBAMBA - S.J. CHICO
- LINEA S.J. CHICO - GUARANDA

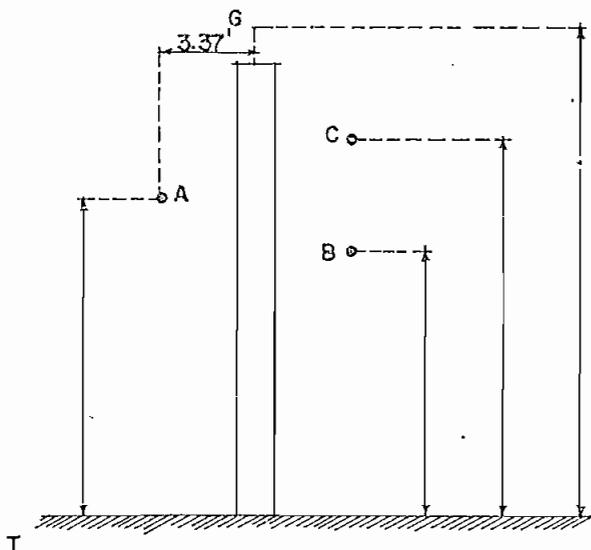


FIG: B

d_{AB}	=	7.418	Pies
d_{BC}	=	6.233	Pies
d_{CA}	=	7.418	Pies
d_{AT}	=	29.806	Pies
d_{BT}	=	26.626	Pies
d_{CT}	=	32.92	Pies
d_{GT}	=	40.78	Pies

LINEAS A 69 KV:

- LINEA S/E 1 - S/E-2

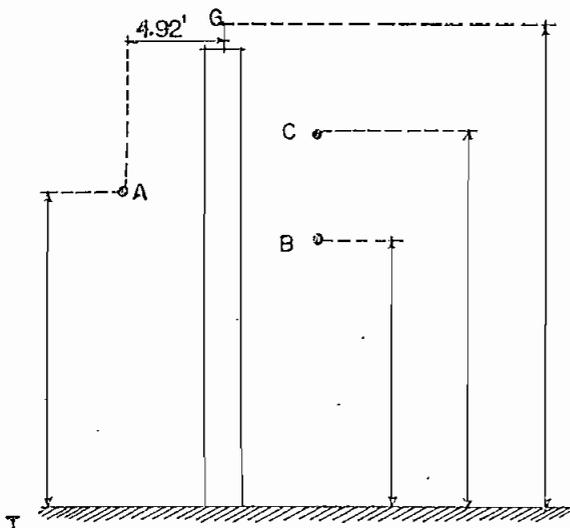


FIG: C

d_{AB}	=	10.48	Pies
d_{BC}	=	7.21	Pies
d_{CA}	=	10.48	Pies
d_{AT}	=	27.08	Pies
d_{BT}	=	23.48	Pies
d_{CT}	=	30.69	Pies
d_{GT}	=	39.32	Pies

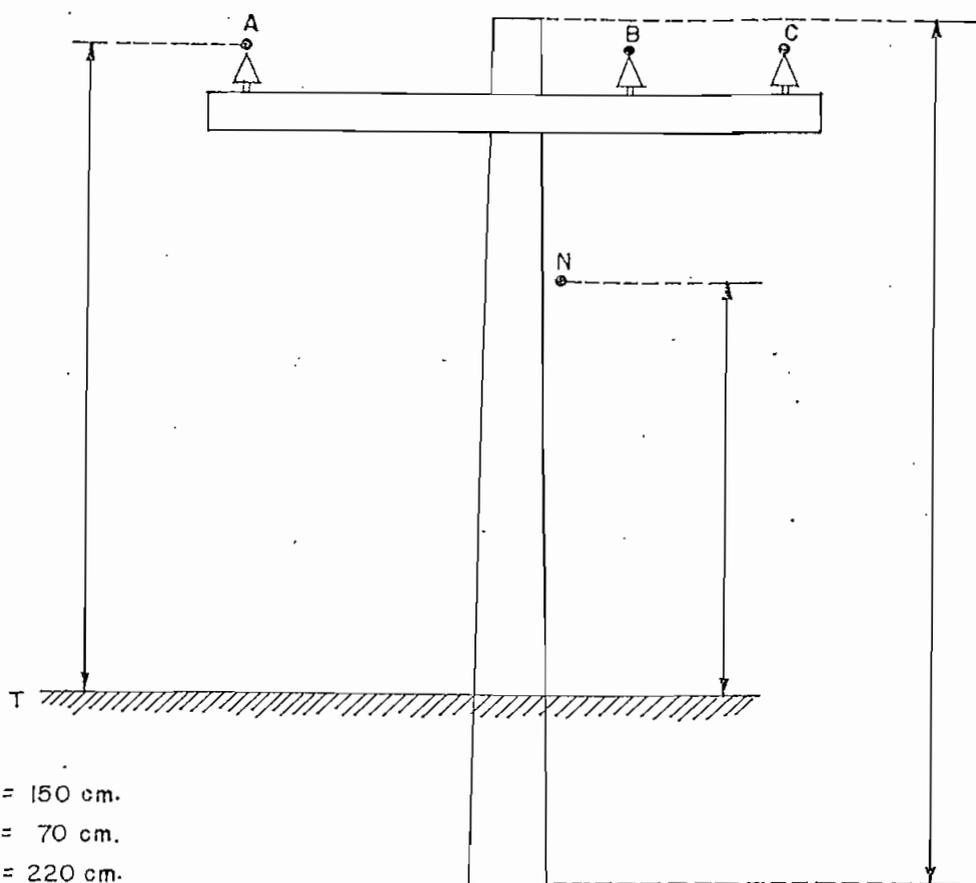
LINEA A 69 KV:

- S. JUAN - ALAUSI
- S/E 1 - S/E ORIENTE

DIAGRAMA 2.4

CONFIGURACION GEOMETRICA DE LOS CONDUCTORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13.8 kv, 63 kv y 4.16 kv.

MODELO TRIFASICO



$$d_{AB} = 150 \text{ cm.}$$

$$d_{BC} = 70 \text{ cm.}$$

$$d_{CA} = 220 \text{ cm.}$$

$$d_{AT} = d_{BT} = d_{CT} = 8.26 \text{ m.}$$

$$d_{NT} = 6.48 \text{ m.}$$

LONGITUD DEL POSTE: 10 m.

LONGITUD DE LA CRUCETA: 2.40 m.

CAPITULO III

DETERMINACION DE PARAMETROS ELECTRICOS

Tomando en cuenta que de la determinación de los parámetros eléctricos de los componentes de un S.E.P., en la forma más acertada posible, dependerá el éxito de los estudios posteriores y por ende el mejor conocimiento y operación del sistema, el presente capítulo da los pormenores para su consecución en la forma más sistemática.

Por otro lado a pesar de no estar considerados los factores de demanda, carga, potencia y utilización dentro de los parámetros eléctricos, se incluyen en este capítulo. El conocimiento de las características de las cargas y las metodologías utilizadas para determinar la demanda tiene mucha importancia en la planificación, diseño, operación y mantenimiento de un S.E.P.

III.1 PARAMETROS ELECTRICOS EN LINEAS

III.1.1 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

Para el cálculo de los valores relativos a las líneas de S/T ya hechas referencia en el capítulo anterior, se ha tomado los datos de la referencia ocho (Ref.: 8), donde el computador prime 400 analiza la configuración física y características de las líneas para determinar las impedancias de secuencia en por unidad (p.u) sobre una base de 100 MVA que será utilizada para los cálculos posteriores.

El programa en sus datos de salida, proporciona las componentes de secuencia en forma matricial para las impedancias serie y Shunt de las líneas. Los valores de las impedancias de las componentes, están tabulados en el cuadro 3-1 y graficados en las figuras 3-1 y 3-2.

III.1.2 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION

Igualmente que el caso anterior, éstas son determinadas en base a métodos computacionales, pero que están incluídas en el cálculo de cortocircuitos en alimentadores primarios (Ref. 9).

Los datos referentes a las características de las líneas, espaciamientos, alturas, tipo de circuito, resistencia y reactancia de los conductores, resistividad, entre otros, son los datos iniciales de entrada con lo que el programa calcula las impedancias de secuencia y de fase en forma total y luego para cada sección del alimentador delimitados entre nodos ficticios.

III.2 PARAMETROS EN GENERADORES Y TRANSFORMADORES

III.2.1 REACTANCIAS DE GENERADORES

En el cuadro 3-2 se tabulan las reactancias de los generadores del sistema E.E.R.S.A., expresados en por ciento (%) en su propia base (datos de placa), y en p.u calculados para la potencia de base.

Los valores de reactancias para los generadores de las centrales Guadalupe y Cordovez que no disponen de placas, fueron tomados de la Ref. 8 Los generadores pequeños no son incluidos en el estudio.

III.2.2 REACTANCIAS DE TRANSFORMADORES

Por medio de las fórmulas de la Ref. 7 (capítulo 8), y de los datos de placa de los transformadores de potencia instalados en S/E se calculan las reactancias de éstos en p.u.

Para el caso de los transformadores de 3 devanados, igualmente con las fórmulas de la referencia anotada, las reactancias de cada devanado son determinadas cuyos valores se verifican en los diagramas secuenciales de las figuras 3-1 y 3-2.

III.3 CARACTERISTICAS DE LA CARGA

III.3.1 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia tiene una interpretación estrictamente técnica pero puede tener una incidencia económica muy importante en los sistemas de corriente alterna, se distingue entre la potencia expresada en KVA (potencia aparente) y la potencia efectiva, que es la que resulta aprovechable en la producción de trabajo mecánico y se

expresa en KW.

La cuantía de la potencia efectiva con la potencia aparente se denomina factor de potencia (Ref. 10) y cuyo valor máximo es la unidad, esto significa que cuanto mayor sea el factor de potencia, mayor será el porcentaje aprovechado de la potencia aparente y menores las pérdidas.

El factor de potencia depende de las características eléctricas del sistema de distribución y consumo conjuntamente con la generación, lo que determina la incidencia de este factor en los costos de instalación, especificaciones del equipo y en la política tarifaria.

Este factor para el sistema E.E.R.S.A. ha sido determinado en Base a los valores de estudios anteriores, experiencia de los técnicos de la empresa y por relaciones entre los distintos componentes del sistema por lo tanto, el f.p será de 0.85 inductivo y será utilizado en todos los cálculos que se necesite.

III.3.2 FACTOR DE CARGA

El factor de carga tiene una importancia técnica y económica considerable, porque refleja la medida en que se aprovecha la instalación. A una misma potencia instalada, un mayor factor de carga (f.c.) significa utilizar más energía, lo que indudablemente se traduce en un menor costo por KW-h.

Se puede hablar del factor de carga para el conjunto del sistema o por sectores de consumidores (alimentadores), siendo el factor de carga medio el promedio ponderado de los factores de carga parciales (Ref. 10).

Inclusive, el factor de carga influye en las tarifas eléctricas porque convenga estimular consumos en horas en que la demanda del sistema es bajo, a fin de aprovechar la instalación en esas horas, tal es el caso por ejemplo, de las industrias cuando éstas puedan trabajar con toda su potencia en las horas de mínima demanda.

Por lo tanto, mientras mejor repartidos en el tiempo estén los consumos, mejor será el factor de carga del sistema.

El factor de carga expresa la relación entre la potencia hipotética media durante un período y la potencia máxima requerida durante ese tiempo (Ref. 10).

Para el cálculo de los factores de carga del sistema y de los alimentadores en estudio, se ha utilizado el método de la Ref. 11, en el cual expresa como factor de carga la media aritmética entre los índices de potencia o igual al cociente entre los índices mínimos de potencia y energía a partir de una curva de carga (mensual, diaria o anual).

En el caso del sistema E.E.R.S.A. se ha calculado el factor de carga, tomando las curvas de cargas obtenidas en las S/E de donde parten los alimentadores de distribución.

Se ha tomado las curvas de carga del "Día típico" del mes de julio de 1982 (Lunes 19), que luego de realizar los respectivos cálculos arrojan los siguientes valores:

Factor de carga del sistema E.E.R.S.A. = 0.63

Alimentador (A-1): f.c. = 0.519

Alimentador (A-2): f.c. = 0.54

Alimentador (A-3): f.c. = 0.48

Alimentador (A-5): f.c. = 0.39

Alimentador (A-1'): f.c. = 0.594

Alimentador (A-2'): f.c. = 0.495

Alimentador (A-3'): f.c. = 0.79

Alimentador (A-5'): f.c. = 0.56

Alimentador a Guano: f.c. = 0.39

Alimentador a Penipe: f.c. = 0.4

Estos factores de carga parciales, más los que se obtengan de los alimentadores a 4.16 KV, 6.3 KV y Fábrica Cemento Chimborazo, realizados la ponderancia darán el f.c. del sistema.

Para los alimentadores que se derivan de las S/E Casabamba, Guamote y Alausí, por no disponer de curvas diarias se toma el mismo factor de carga que del alimentador a Guano.

Como se verá, son los alimentadores (A-1', A-3' y A-5') los que mayor f.c. disponen. Esto es debido a que en los dos primeros están conectadas las cargas de la fábrica Ecuatoriana de Cerámica cuyas máquinas operan a máxima carga a las 14:00 h. y para el tercer alimentador, que es netamente industrial.

Los demás alimentadores tienen cargas residenciales preponderante y cargas comerciales.

Las curvas de carga utilizadas para éstos cálculos están grafizadas en las figuras 3-3 A y 3-B

III.3.3 CARGAS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS A NIVEL DE 13.8 KV.

Al existir errores en los aparatos de medición de la S/E 1 esencialmente, se optó por tomar lecturas en los alimentadores en las horas de máxima y mínima demanda.

Por medio de estadísticas, se determina que es diciembre el mes de máxima demanda, septiembre el de menor y abril como el "mes típico" del año, así como también que los días viernes son de mayor consumo en el sistema y el día lunes como el "típico".

Las horas de demanda máxima son a las 19:30 y de mínimo a las 4:30 horas.

El voltaje para éstos dos casos en las barras de 13.8 KV y de 13.9 KV en la hora pico y entre 13.5 y 13.7 KV para la hora mínima.

Las lecturas tomadas para éstos casos se tabulan en los cuadros 3-3 A y 3-3 B y que corresponden al mes de diciembre de 1981.

De este cuadro se derivan que los alimentadores tienen las siguientes cargas:

	Máxima demanda KV	Mínima demanda KV
A-1	1068	382
A-2	1008	247
A-3	1434	454
A-5	1386	613
A-1'	832	219
A-2'	916	390
A-3'	1259	247
A-5'	661	860
A-Cerámica	1104	1004
A-Guano	566	247
A-Penipe	558	167
A-Cajabamba	223	86
A-Guamote	147	60
A-Columbe	40	las lecturas son mínimas
A-Tixán	65	las lecturas son mínimas
A-Achupallas-Chunchi	860	331

III.3.4 FACTOR DE DEMANDA

La demanda de un sistema en términos de potencia se define como la carga solicitada de la fuente de abastecimiento del sistema, en los puntos terminales del mismo, promediada durante un período de tiempo adecuado que se especifica. El intervalo de tiempo fluctúa entre 15 o 20 minutos y una hora. La demanda se expresa en KW, KVA y otras unidades adecuadas.

Al indicar que se trata de los puntos terminales del sistema, se quiere expresar que deben sumarse las pérdidas de transmisión y distribución, si se quiere determinar la producción requerida para satisfacer dicha demanda (Ref. 10).

La demanda o carga instalada de un sistema o parte de un sistema, se expresa en términos de potencia y es la suma de todas las cargas parciales que pueden ser demandadas y que como su nombre lo indica, están conectadas a la red, de manera que pueden establecer una demanda en cualquier momento.

La demanda máxima de potencia o punta de carga, es la mayor de todas las demandas que pueden ocurrir durante un período de tiempo dado dentro de un determinado intervalo.

El factor de demanda es la razón entre la demanda máxima y la carga conectada.

En E.E.R.S.A. para los alimentadores se tienen factores de demanda de:

A-1	0.63	A-Guano	0.45
A-2	0.62	A-Penipe	0.60
A-3	0.43	A-Cajabamba	0.32
A-5	0.62	A-Guamote	0.53
A-1'	0.90	A-Columbe	0.22
A-2'	0.86	A-Tixán	0.93
A-3'	0.5	A-Achupallas-Chunchi	0.81
A-5'	0.19		

III.3.5 FACTOR DE UTILIZACION

Llamada también factor de fábrica y es la relación entre la demanda media de potencia y la potencia instalada, cuando la potencia máxima demandada y la potencia instalada son iguales -es decir, cuando no hay exceso de capacidad instalada sobre la demanda máxima-, este factor es igual al factor de carga. Entonces el factor de utilización refleja, en consecuencia, el porcentaje de la capacidad instalada que se utiliza durante un intervalo de tiempo dado (un año, estación del año, un mes, etc.).

El factor de utilización se puede medir de dos maneras: una consiste en dividir por 8760 (horas en un año) el número equivalente de horas de funcionamiento de los equipos a plena carga.

En la otra se divide el número de KW-h generados por la capacidad instalada. Esta última forma de expresión, (KW-h/KW instalado) multiplicado por 8760 horas nos da el factor de utilización, ya que, por definición los KW-h generados son el producto de la demanda

media de potencia multiplicada por 8760 (Ref. 10).

III.4 DESBALANCE DE CARGAS

En el capítulo anterior, acápite II.4.1, se tabularon las cargas instaladas por fase en alimentadores urbanos, encontrándose que existen desequilibrios entre ellas.

Esto ha implicado que circule una corriente por el neutro aumentando las pérdidas por conducción del sistema primario.

Así pues se tienen con respecto a la fase de mayor carga instalada los siguientes desbalances máximos en los alimentadores:

A-1	32.34%	A-1'	18.58%
A-2	9.45%	A-2'	14.59%
A-3	20.83%	A-3'	47.72%
A-5	6.94%	A-5'	4.82%

Cabe anotar, que los alimentadores A-3; A-5; A-3' sirven también a un sector rural en el cual no se ha realizado la actualización de cargas instaladas por fase, pero como se puede verificar en las lecturas tomadas (cuadro 3-3 A y B) para la hora de demanda máxima, mantienen aproximadamente el mismo porcentaje de desequilibrio, ejemplo: para el alimentador A-3 en su parte urbana existe un desequilibrio del 20.83%, mientras que en las lecturas tomadas para todo el alimentador incluida la parte rural tiene un desequilibrio del 25.71%.

Esto se debe lógicamente a que un porcentaje mayor de la potencia instalada se encuentra en la ciudad y es el valor influyente en los desequilibrios.

En los alimentadores rurales y de acuerdo a las cargas leídas se tienen los siguientes porcentajes de desequilibrios:

A-Penipe	50%
A-Guano	63.6%

A-Cajabamba	64%
A-Columbe	80%
A-Guamote	66.67%
A-Tixán	34.38%
A-Achupallas-Chunchi	28.57%

Estos desbalances en lo futuro serán corregidos, ya que, en el sector rural, y específicamente en el área de influencia de cada alimentador están programadas realizar expansiones y servir otras cargas.

La E.E.R.S.A. por medio de las pruebas de transformadores de distribución, lecturas de los alimentadores y cargas instaladas por fase en los urbanos, deberá realizar ajustes en los mismos para corregirlos, tratando de llegar a porcentajes permisibles.

El promedio de desbalances en el sector urbano de acuerdo a la capacidad instalada, es de 19.41% y en los rurales de 55.32%.

III.5 CONSUMOS EN EL SISTEMA E.E.R.S.A.

En el sistema de E.E.R.S.A. se encuentran servidos 25430 abonados (facturación abril/82) distribuidos en las zonas urbanas y rurales de la provincia y entre los distintos tipos de consumidor vigentes para la tarifación.

Del total, 9046 usuarios residenciales son urbanos, 11333 usuarios residenciales rurales, 3586 comerciales urbanos, 907 comerciales rurales, 374 industriales urbanos, 64 industriales rurales, 89 fiscales y 31 municipales que tienen consumos promedios de:

TIPO DE USUARIO	CONSUMO PROMEDIO KW-h/Abonado
R-Urbano	115.40
R-Rural	55.84
C-Urbano	185.37
C-Rural	80.82
I-Urbano	828.69

I-Rural	409.88
Fiscales	1175.33
Municipales	228.33

Cuadro 3-4.- Consumos promedios por tipo de usuario.

Nota.- No se considera la fábrica de Cemento Chimborazo.

Si consideramos que en 1982 existen 363.273 habitantes en la provincia de Chimborazo, y teniendo un índice de 6 hab/abon. (Ref. 1), se concluye que el 42% de la población total se encuentra servida.

Según la facturación que realiza el departamento de comercialización, en el mes de Abril/82 se facturaron 2'706.234 KW-h distribuidos 2'033.698 en la parte urbana y 672536 KW-h en la rural, sin la fábrica Cemento Chimborazo.

Cabe anotar que el tipo de zonificación que emplea E.E.R.S.A. para la lectura de sus abonados, según criterio de sus funcionarios, no es el más aconsejado, se ha encargado a la firma INELIN el estudio de la zonificación más adecuada.

III.6 PERDIDAS EN EL SISTEMA DE E.E.R.S.A.

La Empresa Eléctrica Riobamba, según sus estadísticas a partir de 1974 hasta 1979, ha mantenido el porcentaje de pérdidas entre 10 y 12% de la energía generada, y desde la interconexión con el S.N.I., sus valores se han ido incrementando notoriamente.

El promedio anual de pérdidas según los datos de facturación, para 1981 fue de 18.66% haciendo incapié que en algunos meses este porcentaje fue de hasta 32%.

La razón de estos porcentajes elevados se debe esencialmente al método de facturación, pudiendo encontrarse que de un período mensual al siguiente las pérdidas fluctúan de un valor bajo a uno alto (Ref 12).

Para la elaboración de las cartas mensuales de facturación, se han venido tomando valores fijos en cuanto se refiere a autoconsumos y alumbrado público sin contar con el incremento propio que tienen éstos datos, lo que influye en el porcentaje de pérdidas.

Estas cartas, debido al sistema de cobro y facturación (del 15 de un mes al 15 del siguiente), mantienen un desfase con las de generación (primer día de cada mes), lo que conlleva a incurrir en errores para el cálculo de las pérdidas.

Según el estudio de pérdidas realizado en E.E.R.S.A., el total de ellas generadas en los distintos componentes del sistema es de 785.336 KW-h/mes que de el total generado (8'278.706 KW-h) representa el 9.49%.
mes

A este valor se debe incrementar los porcentajes por autoconsumos (0.51%); alumbrado público (6.21%) y el consumo de entidades fiscales y municipales que por ser accionistas de E.E.R.S.A., no cancelan los rubros por estos consumos (1.35%), dando un total de 17.56% que del total promedio mensual de 18.66% existe una diferencia de 1.1% que corresponden a contrabandos y usos indebidos.

En resumen se puede anotar, que las pérdidas reales actuales del sistema E.E.R.S.A. están alrededor del 19% mensual y que los valores en exceso son producto de la deficiente facturación.

INECEL, para percibir préstamos de Bancos Internacionales para la expansión y explotación de sus subsistemas, ha considerado necesario mantener el promedio de pérdidas a nivel Nacional en un 15%.

Esto implica que las Empresas Eléctricas mejoren sus sistemas de subtransmisión, distribución y facturación tomen las medidas adecuadas para llegar al nivel propuesto.

E.E.R.S.A. ha iniciado un descenso paulatino en cuanto a pérdidas se refiere, mejorando su sistema de distribución por medio del tendido de conductores en el caso monofásico y bifásico, factibilidad de S/E intermedias y balance de cargas en alimentadores. En los cir -

cuitos secundarios, cambio de los más dañados, cambio o contrastación de medidores, cambio de acometidas y ubicación de medidores en las dependencias de E.E.R.S.A. para el control de autoconsumos.

DATOS GENERALES DE LINEAS - CUADRO N° 3.1

BARRAS		LINEAS	LONGT.	CALIBR.	MATER.	VOL.	IMPEDANCIAS (OHMIOS)		IMPEDANCIAS (p.u)*	
P	Q	NOMBRE	Km.	COND.	COND.	KV.	Z _i	Z _o	Z _i	Z _o
33	34	S/E AMBATO S/E ORIENTE	4	336	ACSR	69	0.87 + j 1.952	1,786 + j 6.97	1.83 + j 4.1	3.75 + j 14.64
1	33	S/E N° S/E ORIENTE	52	266	ACSR	69	12.58 + j 25.82	25.81 + j 91.07	26.42 + j 54.23	54.21 + j 191.28
1	7	S/E N° 1 - S/E N° 2	8	336	ACSR	69	1,53 + j 3,437	3.8 + j 14.75	3.21 + j 7.21	7.98 + j 30.98
1	9	S/E N° 1 C.ALAO	17	3/0	ACSR	69	7,332 + j 9.58	11.41 + j 30.91	15.4 + j 20.12	23.97 + j 64.92
1	16	S/E N° 1 S/E S.J. CHICO	13	336	ACSR	69	3,278 + j 7.32	6,699 + j 26.14	6.89 + j 15.37	14.07 + j 54.90
16	17	S/E S.J. CHICO S/E CAJA B.	6	2/0	ACSR	69	3,199 + j 3,225	4,86 + j 11,347	6.72 + j 6.77	10.21 + j 23.83
17	19	S/E CAJA B. S/E GUAMOT	29	2/0	ACSR	69	15.46 + j 15.59	23.49 + j 54.84	32.47 + j 32.75	49.34 + j 115.19
19	21	S/E GUAMOT S/E ALAUSI	36	2/0	ACSR	69	19,194 + j 19.35	29.16 + j 68.08	40.32 + j 40.64	61.25 + j 143.0
16	27	S/E S.J. CHICO S/E GUARANDA	1	2/0	ACSR	69	15,995 + j 17.24	23.63 + j 54.886	33.60 + j 36.21	49.63 + j 115.28
3	4	S/E 1 UNION CENTRALES	1	266	ACSR	416	0.348 + j 0.499	0.528 + j 1,977	201.09 + j 288.35	30.51 + j 1142.40
4	5	UNION - CENT.GUADAL.	4	3/0	Cu	416	0.955 + j 1,739	1,67 + j 7.63	551.84 + j 1004.88	965.0 + j 4408.98
4	6	UNION - C.CORDOVEZ	4.5	2/0	ACSR	416	2,517 + j 2.5	3.32 + j 8.92	145.44 + j 132.05	1918.45 + j 5154.40

DATOS GENERALES DE GENERADORES. CUADRO N° 3.2

BARRAS	NOMBRE CENTRAL	N° DE UNIDAD.	CAPACIDAD NOMINAL KVA	VOLT. NOM. KV	f. p.	CONEX.	IMPED.(%)EN LA PROPIA BASE		IMPEDANCIA EN P.u.	
							Z ₁	Z ₀	Z ₁	Z ₀
5	GUADALUPE	1	375	4.16	0.8	Y ₂	40.8	20.0	10.880.0	5.333.33
6	CORDOVEZ	3	2 x 300	4.16	0.8	Y ₂	40.8	20.0	13.600.0	6.666.67
			1 x 250	4.16	0.8	Y ₂	40.8	20.0	16.320.0	8.000.00
10	ALAO	1	3280	2.4	0.8	Y ₂	40.8	20.0	1.243.9	609.76
11	ALAO	1	3280	2.4	0.8	Y ₂	40.8	20.0	1.243.9	609.76
13	ALAO	1	3280	2.4	0.8	Y ₂	40.8	20.0	1.243.9	609.76
14	ALAO	1	3280	2.4	0.8	Y ₂	40.8	20.0	1.243.9	609.76
25	NIZAG	1	3125	2.3	0.8	Y ₂	40.8	20.0	13.600.0	6.666.67
30	T. ALCO.	1	3125	4.16	0.8	Y ₂	45.0	25.0	1.440.0	800.00
29	T. RUSTON 3	1	1400	4.16	0.8	Y ₂	45.0	25.0	3.214.29	1.785.71
3	T. RUSTON 1	1	1400	4.16	0.8	Y ₂	45.0	25.0	3.214.29	1.785.71
23	C.T. ALAUSI	1	192	2.4	0.8	Y ₂	45.0	25.0	23.437.5	13.020.80
24	C.T. ALAUSI	1	501	2.4	0.8	Y ₂	45.0	25.0	8.982.0	4.890.0
3	T. RUSTON 2	1	1400	4.16	0.8	Y ₂	45.0	25.0	3.214.29	1.785.71

LECTURAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13.8 kv HORA DE MAXIMA DEMANDA.- CUADRO 3.3.A

PUNTO DE MEDICION ALIMENTADOR	CORRIENTES EN AMPERIOS				(A) PROMEDIO	OBSERVACIONES
	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO		
A - 1 (SALIDA DE S/E 1)	70	42	22	5.5	44.67	
A - 2 (SALIDA DE S/E 1)	44	41	41.5	2.0	42.17	
A - 3 (SALIDA DE S/E 1)	52	58	70		60.0	
A - 3 (DERIVACION YARUQUIES)	13	3	22	2.4	12.67	
A - 3 (DERIVACION CALPI)	20	27	21		22.67	
A - 5 (SALIDA DE S/E 1)	60	50	64		58.00	
A - 5 (DERIVACION PUNIN)	6	5.5	6	0.5	5.83	
A - 1 [*] (SALIDA DE S/E 2)	42	36	39		39.0	
A - 2 [*] (SALIDA DE S/E 2)	30	40	45		38.30	
A - 3 [*] (SALIDA DE S/E 2)	55	58	45		59.35	
A - 3 [*] (DERIVACION SAN ANDRES)	13	20	19		17.33	
A - 5 [*]	28	30	25		27.67	
CERAMICA (1)						POTENCIA TOTAL (1103 Kw)
A - GUANO	33	25	12		23.67	
A - PENIPE	30	25	15		23.3	
A - CAJABAMBA	11	4.5	12.5	2.1	9.33	
A - COLUMBE.	0.5	2	2.5	1	1.67	
A - GUAMOTE	3	9.5	6	3	6.17	
A - TIXAN	2.8	3.2	2.1	0.4	2.7	
A - ACHUPAILLAS - HUIGRA	42	30	36		36	
* Sin fábrica Cerámica						
(1) Dato obtenido en la fábrica						

**CUADRO 3.3.B.- LECTURAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13.8 KV.
HORA DE MINIMA DEMANDA**

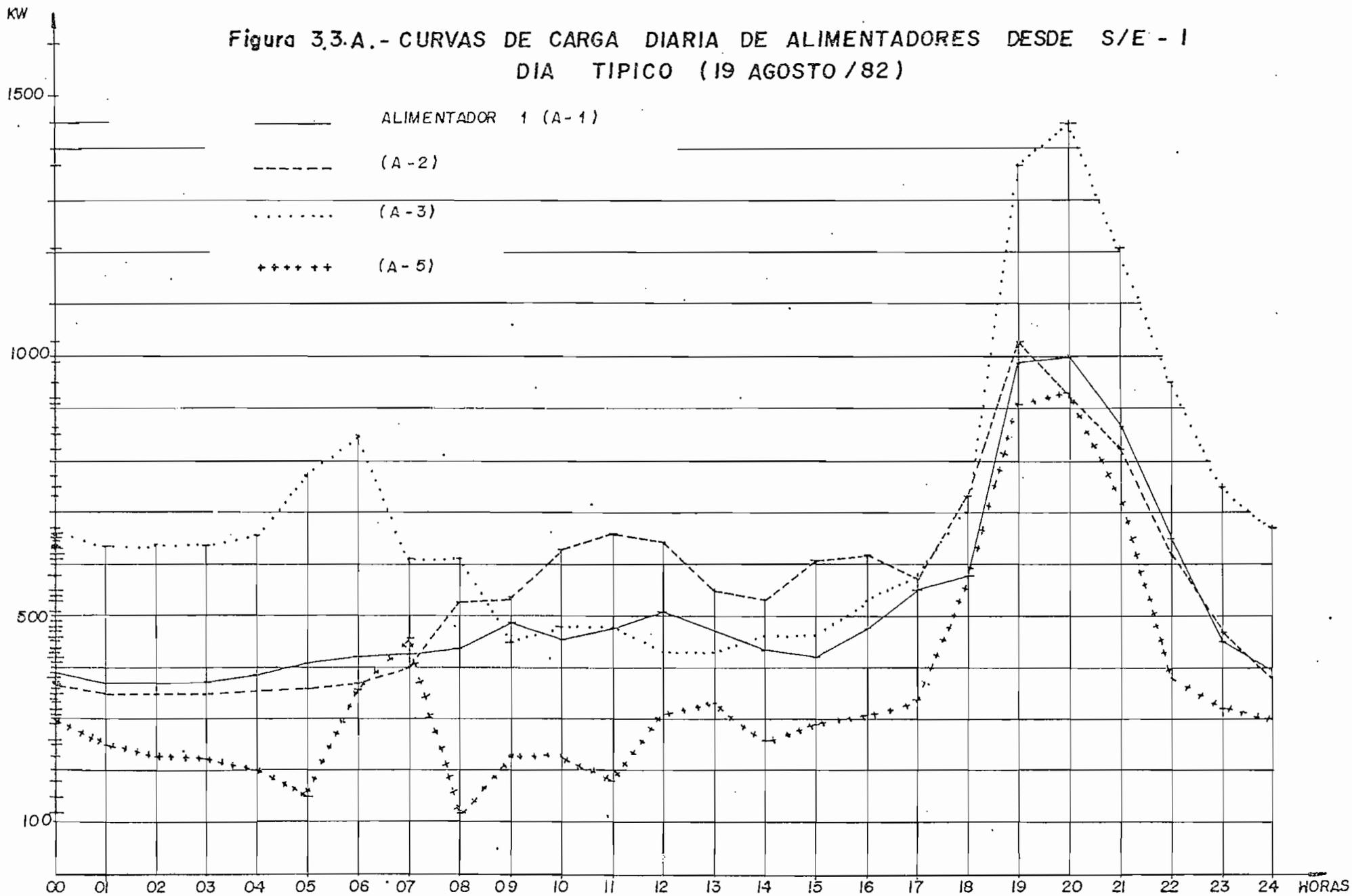
PUNTO DE MEDICION ALIMENTADOR	CORRIENTES EN AMPERIOS				[A] PROMEDIO	OBSERVACIONES
	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO		
A-1 (SALIDA DE S/E 1)	15	18	15		16,00	
A-2 (S/E 1)	11	8	12		10,33	
A-3 (S/E 1)	18	23	16		19,00	
DERIVACION YARUQUIES	7,5	4,5	3,5		5,17	
DERIVACION CALPI	8	3,5	7		6,17	
A-5 (S/E 1)	22	27	28		25,67	
DERIVACION PUNIN	4	2,1	2		2,70	
A-1 ⁶ (S/E-2)	8	7,5	12		9,17	
A-2 ² (S/E-2)	17	15	17		16,33	
A-3 ² (S/E-2)	4	19	8		10,33	
DERIVACION S. ANDRES	7	9	5		7,00	
CERAMICA (1)						(1003,62 KW)
A GUANO	15,5	9	6,5		10,30	
A PENIPE	8,5	3	9,5		7,00	
A CAJABAMBA	3,8	2	5		3,60	
A COLUMBE (2)						
A GUAMOTE	1	3	2,5		2,50	
A TIXAN (2)						
A ACHUP.- CHUNCHI	15	12,5	14		13,83	
A-5 ¹ (1)	40	32	36		36,00	

6 SIN FABRICA CERAMICA.

(1) DATO DE POTENCIA OBTENIDO EN LA FABRICA.

(2) LECTURAS INSIGNIFICANTES.

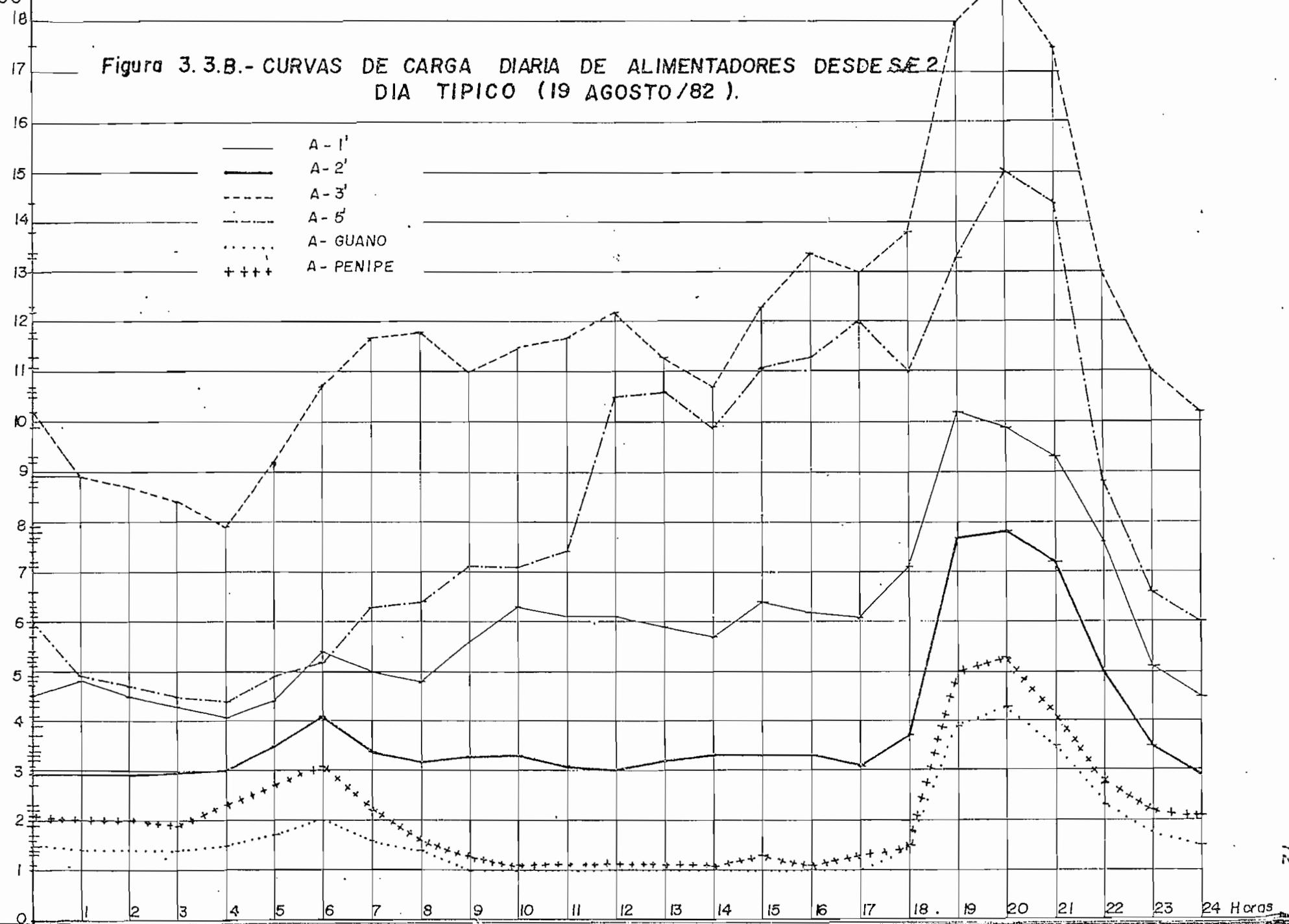
Figura 3.3.A.- CURVAS DE CARGA DIARIA DE ALIMENTADORES DESDE S/E - I
DIA TIPICO (19 AGOSTO /82)



x 100

Figura 3.3.B.- CURVAS DE CARGA DIARIA DE ALIMENTADORES DESDE SE 2/
DIA TIPICO (19 AGOSTO/82).

- A-1'
- A-2'
- - - A-3'
- · - · A-5'
- · · · A- GUANO
- + + + + A- PENIPE



CAPITULO IV

ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS

Dentro del contexto global de un sistema eléctrico, los estudios de flujos de carga y cortocircuitos representan un papel decisivo en la optimización del sistema actual y en la evaluación y definición de proyectos de expansión que cumplan con condiciones fijadas de confiabilidad de servicio y que estén en un campo económico permisible.

La implementación y la utilización de nuevo equipo para la consecución de fines específicos de regulación de tensión y protecciones, dependiendo de la operación del sistema, son determinados por los datos que éstos cálculos arrojan.

IV.1 ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA

El cálculo y análisis de flujos de carga es un aspecto muy importante de un S.E.P., en régimen balanceado o sea en estado de operación.

Consiste básicamente en determinar el flujo de potencia activa y reactiva que se transmite de la generación hasta los centros de consumo a través del sistema de subtransmisión para ciertas condiciones de operación preestablecidas.

Dentro de E.E.R.S.A., este análisis permitirá:

- a) Programar el futuro desarrollo armónico del sistema, puesto que su funcionamiento satisfactorio depende del conocimiento de los efectos de la interconexión (S.N.I.) y otras redes y cargas.
- b) Estudiar los efectos sobre el sistema de distribución y las necesidades de su equipamiento.
- c) Determinar la planificación de nuevas centrales, líneas y equipos de regulación para obtener un funcionamiento óptimo.
- d) Conocer los niveles de voltaje en las barras del sistema.

- e) Determinar la potencia activa y reactiva en los elementos que componen el sistema.

IV.1.1.1 DESCRIPCION DEL PROGRAMA UTILIZADO (REF. 13)

El programa computacional utilizado en este estudio, está implementado en el computador IBM 370 M 145 de propiedad de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. (E.E.Q.S.A.).

El programa es capaz de manejar hasta 1100 líneas, 150 de las cuales pueden ser transformadores, incluidos 10 con cambiadores automáticos de Tap (LTC), 550 barras, 60 de las cuales pueden utilizar capacitores o reactores y 10 áreas de intercambio de energía.

IV.1.1.1.1 PLANTEAMIENTO MATEMATICO

La solución de las ecuaciones algebraicas que describen un sistema de potencia, al no ser lineales, son analizadas con procesos iterativos que cumplen con las leyes de Kirchhoff y las cuales definen la convergencia de la solución.

Generalmente, en la configuración representada en la Fig. 4-1, la ecuación que resuelve el problema de flujos es:

$$E_p = \frac{P_p - jQ_p}{\sum Y_{pq}} + \sum_q \frac{Y_{pq} E_q}{\sum Y_{pq}} ; I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (4-1)$$

Donde:

E_p = Fasor de voltaje en la barra p

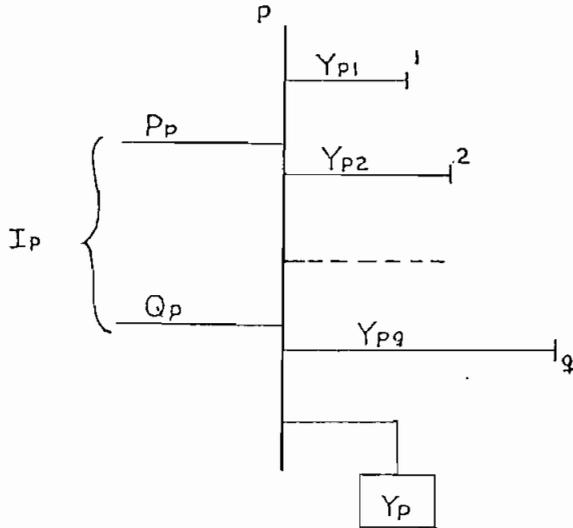
E_p^* = Fasor de voltaje estimado

$P_p - jQ_p$ = Flujo total que entra a barra P

E_q = Fasor de voltaje conectado a la barra q

Y_{pq} = Admitancia entre barra P y barra q

$\sum Y_{pq}$ = Sumatorio de admitancias entre p y Q incluida la de tierra Y_p .



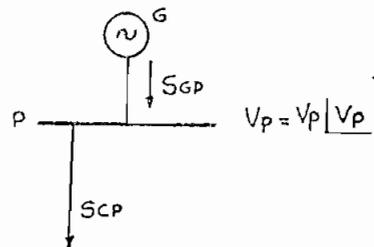
Representación de un S.E.P. (Unifilar)
Fig. 4-1

La ecuación anterior demuestra que para resolver el problema de flujos, es necesario determinar previamente las tensiones en todas las barras.

Para esto se modela el S.E.P. configurándolo para incluirlo en el computador, de la siguiente forma:

a) Tipos de barras.- Supongamos la figura siguiente, para cada barra P del S.E.P., hay cuatro variables asociadas, que son:

P_p ; Q_p ; V_p ; $\angle V_p$



$$S_p = S_{GP} - S_{CP} = P_p + jQ_p$$

1.- Barras de carga (Barras P - Q).- En el programa se designa con el cero (0) y en la cual se tiene:

P_p ; Q_p	Especificadas
V_p ; $\angle V_p$	Incógnitas

- 2.- Barras de tensión controlada (Barras V-P).- En el programa se designa con el número uno (1), y se denomina también barra de regulación de reactivos, aquí:

$V_p; P_p$ se especifican

$V_p; Q_p$ son incógnitas

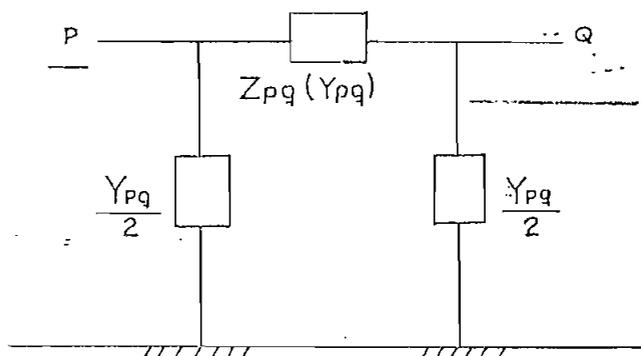
- 3.- Barra flotante y oscilante.- En la cual por lo menos está conectada un generador, esta barra debe suministrar la diferencia entre la potencia inyectada al sistema por el resto de las barras y la carga total más las pérdidas del S.E.P. el programa utiliza sólo una barra oscilante y se le denota con el número dos (2), donde:

$V_p; V_p$ se especifican

$P_p; Q_p$ son incógnitas

La designación respectiva para las barras del sistema E.E.R.S.A. y sus sistemas interconectados se encuentran en el cuadro 4-1.

- b) Representación aproximada de los elementos de un S.E.P. líneas. Entre una barra P y una barra Q, se representa como un circuito π nominal.



Transformadores.- Se representan por su impedancia de cortocircuito cuando operan en su razón nominal.

Generadores.- Normalmente se consideran como fuentes de potencia activa y reactiva.

IV.1.1.2 SECUENCIA DE SOLUCION

Para resolver el problema de flujos, el programa sigue la secuencia siguiente:

- a) Se suponen valores iniciales de tensión para todas las barras, a excepción de la flotante u oscilante, cuya tensión está especificada como dato del problema a más de P_p ; Q_p y Y_B
- b) Se aplica la ecuación (4-1), hasta que satisfaga algún criterio de convergencia.
- c) Luego del proceso interactivo, y una vez determinadas las tensiones en barras, se calculan los flujos de potencia activa y reactiva entre las barras del sistema.
- d) Al mismo tiempo se calcula los valores de pérdidas totales y el desajuste (MISMATCH) en cada barra.

IV.1.1.3 DATOS DE ENTRADA Y FORMATO DE SALIDA

Los datos que deberán ser incluidos son:

- Localización: de barra-P-a-q
- Circuito N° (se refiere a si es en Δ o Y)
- Resistencia y reactancias de líneas y transformadores figura 4-2
- KVA totales de la línea
- KVA de capacidad de la línea
- Posición actual de los tap's en transformadores de potencia, cuadro 4-2.
- Si dispone autocambiador de tap automático, especificar su posición máxima y mínima
- Nombre de las barras
- Voltaje en barras
- Cargas y generación en barras (MW - MVAR)

- Reactivos con respecto a tierra.

Tanto para la contingencia de máxima como de mínima generación, el programa arroja los siguientes resultados:

- Sumario de datos referentes al número de líneas, barras y transformadores que han sido utilizados.
- La carga total conectada y generada como las pérdidas del sistema.
- Datos generales del programa
- Cálculo de flujos, voltaje en cada barra en p.u y generación de activos y reactivos.

IV.2 OPERACION DEL SISTEMA DE E.E.R.S.A.

En la operación normal de un sistema de potencia, influyen ciertos aspectos en su funcionamiento normal como readecuaciones, mantenimientos, salidas intempestivas, emergencias, etc. Sin embargo existen períodos en los cuales el sistema opera en forma normal, acorde a lo programado, período que se analiza como estado base de operación.

El sistema E.E.R.S.A., para horas de mínima demanda es alimentado por la generación de los 4 grupos de la central Alao y uno de Ni - zag, en un valor promedio de 10670 KW. Trabajando en épocas de invierno con toda el agua disponible.

Generalmente el valor de potencia en la hora de mínima demanda, varía según el mes y el día entre 8 MW y 10.5 MW, con lo que a estas horas E.E.R.S.A. dispone de un excedente de potencia que se entrega al S.N.I.

El promedio de esta potencia mínima es de 9300 KW, lo cual en estas condiciones la fábrica Cemento Chimborazo, toma una potencia de 3.800 KW y las regiones de Cajabamba, Guamote y Alausí reciben unos 500 KW.

El sistema EMELBO, generalmente en hora de demanda mínima del sis-

tema E.E.R.S.A., se autoabastece con generación propia.

En estas condiciones, los alimentadores urbanos y rurales absorben una potencia de 4014 KW. La fábrica Cerámica 1004 KW, con lo que el exceso en generación con respecto a la carga total, o sea 1352 KW son enviados al S.N.I.

El voltaje en barras de 69 KV y de 13.8 KV, en esta hora mantienen sobrevoltajes, ya que, el S.N.I. no regula la tensión. Es el sistema E.E.R.S.A. el que lo realiza haciendo funcionar la central Alao a factor de potencia 0.94 capacitivo, o sea con los generadores subexcitados, consumiendo reactivos para poder mantener el voltaje en barras en niveles no peligrosos.

A partir de las 6:00 horas, la carga comienza a subir hasta mantenerse en forma aproximada en un mismo nivel hasta el medio día. En este intervalo de tiempo, usualmente entra en paralelo la central Cordovez, para mantener las fluctuaciones de carga del sistema.

La fábrica Cemento Chimborazo genera con sus equipos a mediana potencia dejando de recibir parte de la energía de E.E.R.S.A. que se consume en el sector sur de la provincia.

A las 14:00 horas entra en funcionamiento la central Guadalupe para cubrir la demanda del sistema incluida la demanda de la fábrica Ecuatoriana de Cerámica que opera a máxima potencia.

Desde las 18:00 horas, la generación se incrementa hasta un valor promedio de 14.470 KW con el acoplamiento de los grupos térmicos que cumplen doble función: el de cubrir en parte la demanda de pico y para regular la tensión de barras, pudiendo notarse un incremento de hasta .230 KV en el nivel de 13.8 KV cuando el grupo "Alco" trabaja a un factor de potencia 0.87 inductivo y llegando hasta un valor cercano a su máxima corriente de excitación.

Para las 19:30 horas cuando el sistema E.E.R.S.A., está a su máxi-

ma demanda e inclusive el sistema EMELBO, también el déficit de generación es compensado con la energía del S.N.I. (cuadro 4-3).

Esta demanda máxima se mantiene hasta las 21:00 horas aproximadamente, para decrecer paulatinamente a sus valores mínimos.

Desde las 22:00 horas, sólo la central Alao y la central Nizag se encuentran en funcionamiento para cubrir las demandas horarias de este período de tiempo.

IV.3 CRITERIOS Y CONDICIONES TECNICAS PARA EL ESTUDIO

Con la información que requiere el programa sobre los datos del sistema, designación de barras y condiciones de generación máximas y mínimas, resta especificar y establecer los criterios y condiciones con el propósito de conseguir adecuadas condiciones de opera - ción del sistema E.E.R.S.A.

IV.3.1 FUENTES DE ALIMENTACION

Se han considerado aquellas instalaciones que se encuentran funcionando en la operación normal del sistema, cubriendo el S.N.I. la diferencia necesaria para suplir el pico de potencia de E.E.R.S.A. cuando se requiera.

IV.3.2 BARRA OSCILANTE

Para el balance de potencia activa y reactiva será considerado como barra oscilante la perteneciente a la S/E Oriente a nivel de 69 KV. (Barra N^o 34).

El valor de voltaje introducido para esta barra es de 1.00 en p.u. con ángulo de cero grados.

IV.3.3 DERIVACIONES (TAP'S) DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para los transformadores pertenecientes a E.E.R.S.A., se considera la posición actual de las derivaciones de los transformadores, los

demás se modelan para que trabajen en su razón nominal, o sea 1.00 p.u.

IV.3.4 REGULACION DE TENSION

Los límites de la tensión en condiciones normales de operación a nivel de barras de 13.8 KV, fue definido como 1.05 en p.u. como valor máximo y 0.95 en p.u. como valor mínimo.

IV.3.5 COMPENSACION DE REACTIVOS

A más de los que pueden entregar los grupos generadores, no se consideran compensación de reactivos por medio de capacitores o reactores. El estudio de los resultados de flujos de carga definirán su implementación o no.

IV.3.6 DEMANDA MINIMA

La generación en demanda mínima es representada por medio de las centrales Alao, Cordovez y Nizag, con las potencias de generación y cargas de alimentadores que se presentan en el cuadro 4-3.

IV.4 EVALUACION DE LOS RESULTADOS

Los resultados del flujo de potencia activa y reactiva se grafizan en el diagrama 4-1, al igual que los valores de voltaje en cada barra (diagrama 4-2). La simbología utilizada para la interpretación de los mismos se expresa en el mismo diagrama.

El análisis de los resultados a nivel de subtransmisión influyen notablemente en las condiciones de operación de los alimentadores, de ahí que los valores iniciales para el estudio a nivel de 13.8 KV son modelados de la optimización de la operación a nivel de 69 KV. Los resultados más importantes obtenidos de este análisis son los siguientes:

- a) Para la hora de máxima demanda, la barra N° 22 de la S/E Alausí a nivel de 13.8 KV, tiene un valor menor al mínimo estable-

cido y que es de 0.927 en p.u.. Igualmente la barra N° 2 a nivel de 13.8 KV mantiene un voltaje de 0.943 en p.u.

- b) Los generadores de Alao en estas condiciones están generando reactivos en forma regular en los 4 grupos.

Igualmente todos los generadores térmicos entregan sus valores máximos de reactivos al sistema.

- c) No existen líneas sobrecargadas a nivel de subtransmisión.

- d) El transformador entre la barra N° 2 y barra N° 3 tiene una sobrecarga de 11.9% que se la considera aceptable. Todos los demás transformadores no están sobrecargados.

- e) Las pérdidas para este caso se consideran aceptables, ya que, están por debajo del 3%

- f) El generador de la central Nizag, con el objeto que no se sobrecargue el transformador de la S/E Alausí, deberá generar siempre en las horas de máxima demanda.

Para mínima demanda tenemos:

- a) No existen elementos sobrecargados
- b) Los voltajes en barras de 13.8 KV, números 3 y 22 son de valores 0.948 en p.u. y 0.95 en p.u. respectivamente, lo que indica que modelando los Tap's de los transformadores asociados a estas barras se pueden mejorar los voltajes para la hora de máxima demanda.
- c) Las pérdidas obtenidas (2.47%) se las considera aceptables.

Con el objeto de obtener mejores voltajes en las barras de 13.8 KV que son base del estudio, se realizan ajustes en los Tap's de los transformadores, especialmente en el transformador de la S/E Alausí, obteniéndose los resultados más óptimos y que se grafican en

el diagrama 4-2.

Los valores de voltajes en barras de 13.8 KV, tanto para máxima generación, como para mínima generación son aceptables, pudiendo en el caso de la barra N° 2 a nivel de 13.8 KV, mejorar el valor obtenido mediante el incremento de los voltajes en los grupos Alco y Ruston N° 3 (barras 30 y 29 respectivamente), cuidando de no sobrepasar los valores máximos permitidos de la corriente de excitación de las máquinas.

IV.5 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS A NIVEL DE S/T

Las condiciones anormales de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia derivan de los fenómenos transitorios, los cuales se clasifican de acuerdo a su tiempo de duración como:

- a) Fenómenos transitorios ultrarápidos.- Corresponden substancialmente a descargas atmosféricas sobre las líneas y S/E y a los producidos por operación de conexión y desconexión de los diversos componentes de la Red (líneas fundamentalmente).

Estas perturbaciones originan ondas de tensión y de corriente que viajan a lo largo de las líneas y duran pocos milisegundos. Sin embargo los procesos de reflexión asociadas a las ondas produce a elevadas tensiones que pueden llegar a destruir el equipo asociado a las líneas.

- b) Fenómenos transitorios medianamente rápidos.- En este grupo se encuentran los fenómenos causados por cambios abruptos de la estructura de un S.E.P. o sea los cortocircuitos.

Usualmente sólo los 10 primeros ciclos son de importancia práctica y se estudian en el rango de 10 a 100 milisegundos siguientes a la falla.

- c) Fenómenos transitorios lentos.- En líneas de S/T, cuando ocu

re un cortocircuito y los equipos asociados a ésta no aislan la sección afectada, pueden producirse oscilaciones mecánicas muy peligrosas de los rotores de los generadores, estos fenómenos se estudian en lo que se denomina "Estabilidad transitoria"

Por lo anotado anteriormente, el estudio de cortocircuitos tiene como objetivo:

- Define la capacidad de ruptura de los interruptores y equipos de desconexión en las distintas partes de un S.E.P.

Para esto es necesario realizar básicamente un cálculo de cortocircuito simétrico o trifásico.

- Establecer un sistema de protección adecuado para diversas condiciones de falla.

Se debe realizar cálculos de la distribución de corriente en la Red del S.E.P. para diversas condiciones de fallas, tanto simétricos como asimétricos (líneas a tierra usualmente).

IV.5.1 CONFIGURACION DEL SISTEMA A ESTUDIARSE

El sistema de subtransmisión a estudiarse, ha sido definido como se lo indica en los diagramas secuenciales de las figuras 3.1 y figura 3.2, con incidencia del S.N.I.

Generalmente el sistema E.E.R.S.A. estará acoplado al S.N.I., alternativa a estudiarse. Pero en caso de existir una falla o situación de emergencia en la línea de interconexión, el sistema E.E.R.S.A., tendrá que autoabastecerse. En esta última condición, se pasarán también los programas para caso desacoplado del S.N.I.

Cabe indicar que para el cálculo de fallas balanceadas se ha utilizado el diagrama de secuencia positiva y en el caso de fallas desbalanceadas (monofásicas) se utilizan conjuntamente los de secuencia positiva y cero. Se asume lógicamente que los diagramas de secuencia negativa son iguales a los de secuencia positiva, pero sin

fuentes generadoras.

Como el sistema E.E.R.S.A., se encuentra acoplado a los sistemas EMELBO, E.E.R.S.A., Latacunga y S.N.I., es necesario considerar su influencia. En el cuadro 4-4 se detallan las impedancias equivalentes de secuencia positiva y cero de los sistemas asociados (Ref. 8).

SISTEMA	MAXIMA GENERACION		MINIMA GENERACION	
	Z1	Z0	Z1	Z0
S.N.I	0.004+j33.83	6.1+j36.48	5.10+j48.26	6.49+j44.72
E.E.A.S.A.	j1362.5	j30.5	j3406.3	j98.75
EMELBO	j1013.0	j119.1	j2532.5	j297.8
LATACUNGA	j613.7	C. Abierto	j1534.25	C. Abierto

NOTA: IMPEDANCIAS EN % EN BASE DE 100 MVA.

Cuadro 4-4.- Impedancias equivalentes de sistemas acoplados

IV.5.2 DESCRIPCION DEL PROGRAMA UTILIZADO (REF. 14)

En el programa utilizado para el estudio de cortocircuitos en el nivel de S/T, esta impedancia en la computadora de propiedad de la E.E.Q.S.A., y básicamente resuelve el problema de cortocircuitos haciendo los cálculos de matrices de impedancias trifásicas y fase tierra para fallas trifásicas y monofásicas.

IV.5.2.1 MODELO DE REPRESENTACION DE UN S.E.P. PARA EL CALCULO DE CORTOCIRCUITOS

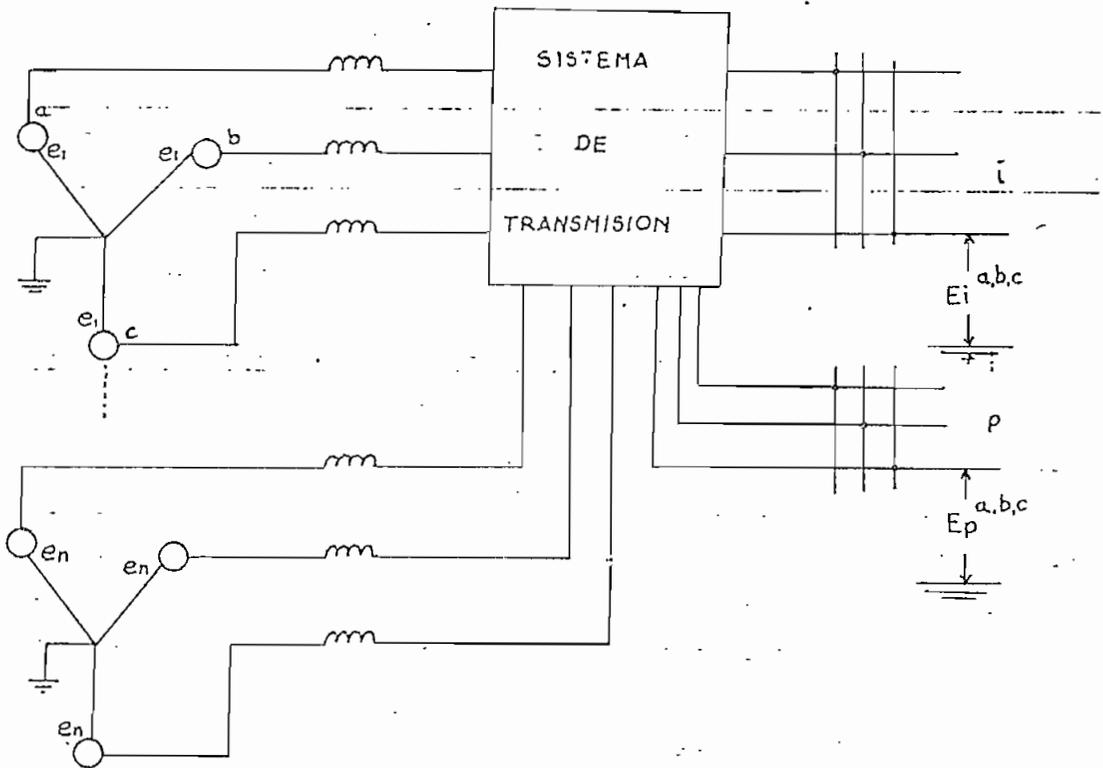
Usualmente, se obtiene suficiente precisión en los resultados, haciendo las siguientes simplificaciones:

a) Cada generador se representa por una fuerza electromotriz

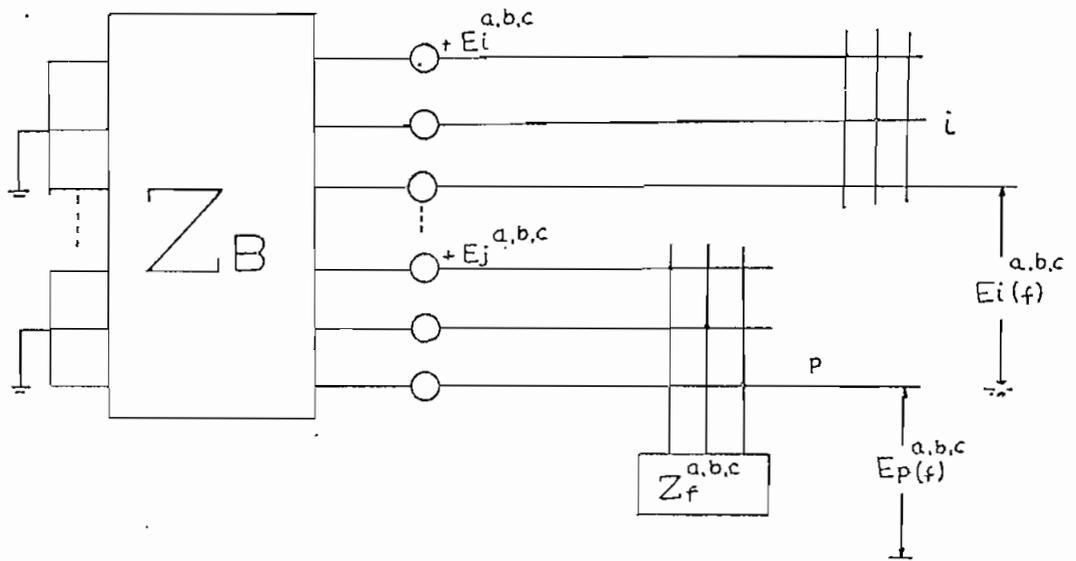
(f.e.m.) detrás de la reactancia transiente o subtransiente.

- b) Se desprecia el efecto de todas las conexiones Shunt
- c) Todos los transformadores se suponen trabajando en su razón no minal.
- d) Se desprecia la resistencia (R), ya que, la reactancia (x) es dominante.
- e) Se asume que el voltaje de barra (V_B) antes de la falla es 1 p.u.

Con éstas simplificaciones un S.E.P. puede representarse así:



Empleando la matriz Z_B (impedancia de barra) y el teorema de Thevenin, el S.E.P. anterior se representa así:



Donde:

$a, b, c.$

$E_p(o) =$ Tensión Thevenin en barra p antes de la falla
 a, b, c

$Z_f =$ Impedancia trifásica de falla

Con lo que la ecuación de equilibrio durante la falla resulta:

$$\underline{E}_b(f)^{a,b,c} = \underline{E}_b(o)^{a,b,c} - Z_b^{a,b,c} \underline{I}_b(f)^{a,b,c}$$

$\underline{E}_b(f)^{a,b,c} =$ vector tensiones de barra; Post-Falla

$\underline{E}_b(o)^{a,b,c} =$ vector tensiones de barra; Pre-Falla

$Z_B^{a,b,c} =$ matriz impedancia de barra del S.E.P.

$\underline{I}_b(f)^{a,b,c} =$ vector corriente de barras durante la falla.

IV.5.2.2 DATOS DE ENTRADA Y FORMATO DE SALIDA

Los datos de entrada para el cálculo de cortocircuitos son:

- Generadores.- Se especifican las reactancias de secuencia posi

tiva y cero.

- Líneas.- A más de sus reactancias serie y mútuas (si existen), se debe especificar a que barras están conectadas.
- Transformadores.- Se especifican el tipo de conexión, capacidad nominal de trabajo y las reactancias de secuencia positiva y cero.

En los resultados de salida se compilan los valores de corrientes de falla máxima en la barra afectada, indicándose el valor de la impedancia equivalente del sistema en ese punto, y las contribuciones que por medio de líneas asociadas se tienen hacia la barra fallada.

Para el caso de fallas monofásicas, el programa calcula la corriente I_0 de secuencia, lográndose la corriente de falla monofásica como: $I_{f1\phi} = 3I_0$

IV.6 CRITERIOS Y CONDICIONES TECNICAS PARA EL ESTUDIO

- a) Se consideran todas las líneas de subtransmisión del sistema E.E.R.S.A., con las respectivas barras asociadas.
Las líneas de distribución no se consideran para este estudio a nivel de subtransmisión.
- b) Los programas desarrollados son para las siguientes contingencias tanto para máxima como en mínima generación:
 - b.1) Sistema acoplado al S.N.I.
 - b.1.1) Con todos los elementos considerados (sin líneas)
 - b.1.2) Sacando líneas: C/Guadalupe, Cordovez, Ruston, Alco, Nizag.
 - b.2) Sistema desacoplado del S.N.I.
 - b.2.1) Con todos los elementos.
- c) Se desarrollan fallas trifásicas y monofásicas en todas las barras, pero se analizan sólo las consideraciones para los estu-

ños posteriores.

IV.7 EVALUACION DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos de la corrida de cortocircuito a nivel de S/T se deduce que: cuadros 4-5 (A-B).

- a) La contingencia b.1.1 es la más severa en cuanto a niveles de cortocircuitos.
- b) Tanto para máxima generación como para mínima generación en las barras números 2, 8, 13, 20 y 22 a nivel de 13.8 KV. los valores de potencia de cortocircuito monofásico es mayor que los valores trifásicos.

Las restantes barras a nivel de 69 KV, números 1, 7, 17, 19 y 21 tienen valores mayores de potencia de falla trifásica comparada con la monofásica.

- c) En la barra N° 2 a nivel de 13.8 KV, se tiene la mayor potencia de cortocircuito y la menor en la barra N° 20 denominada Guamote.
- d) Como se determinan las corrientes de cortocircuitos máximas, utilizando las reactancias subtransitorias de los generadores, los valores de corriente obtenidos son los que corresponden a la llamada corriente inicial simétrica r.m.s., en la falla (INITIAL SYMMETRICAL r.m.s. CURRENT).
- e) La contingencia b.2 tiene valores inferiores a la contingencia b.1 y como el sistema E.E.R.S.A., operará acoplada al S.N.I., estos valores no se toman en cuenta para el estudio posterior, únicamente serán referenciales, cuadro 4-6.

IV.8 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS A NIVEL DE 13.8 KV.

IV.8.1 DESCRIPCION DEL PROGRAMA UTILIZADO

El programa utilizado para conocer los niveles de cortocircuitos en

alimentadores primarios radiales (Ref. 9), consta de dos partes definidas.

La primera en la cual calcula las impedancias propias y m \acute{u} tuas de la l \acute{i} nea, al igual que las impedancias de secuencia positiva y cero v ,

La segunda parte combina las impedancias unidad y las longitudes de las secciones para determinar las impedancias seccionadas, procediendo a calcular las corrientes de falla en nodos estipulados en los datos de entrada.

IV.8 2 DATOS DE ENTRADA Y FORMATOS DE SALIDA

Los datos que se introducen para la corrida de cortocircuitos corresponden a las caracter \acute{i} sticas y par \acute{a} metros el \acute{e} ctricos de las l \acute{i} neas a estudiarse.

Se especifican el tipo de circuito utilizado o sea si es en estrella puesto a tierra en la subestaci \acute{o} n o no, y si es Multiground, etc., si es trif \acute{a} sico, bif \acute{a} sico o monof \acute{a} sico, indentificados por n \acute{u} meros desde el 1 al 9, y que se los pone en la columna 10 de la tarjeta.

El calibre y material, resistencia y reactancias, distanciamientos entre fases, con respecto al neutro y a tierra, as \acute{i} como la resistividad del terreno y las longitudes de cada secci \acute{o} n de l \acute{i} nea son inclu \acute{i} dos como par \acute{a} metros.

En la barra inicial v que se denomina con un uno (1) se especifican los valores de las impedancias equivalentes del sistema de subtransmisi \acute{o} n inclu \acute{i} da la reactancia del transformador de acople tanto para m \acute{a} xima generaci \acute{o} n como para m \acute{i} nima v para secuencia positiva y cero.

Estos valores son proporcionados por las corridas de cortocircuitos a nivel de S/T q' se tabulan en el cuadro 4-5 (A-B).

El valor de voltaje en barras es especificado con respecto al neutro en voltios y es el obtenido de los estudios de flujos del nivel de S/T en las barras de distribución.

Cabe indicar que los nodos ficticios que se necesitan para realizar en ellos los cortocircuitos, fueron definidos de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Cambio de calibre de conductor fase
- Cambio de tipo de circuito
- Derivaciones importantes desde el alimentador principal
- Futuras derivaciones del alimentador principal
- Concentración de cargas importantes
- Lugares donde se han contabilizado mayor número de fallas o condiciones anormales para la salida de servicio del alimentador.

Los datos y resultados de salida son en cuatro partes en las que las tres primeras se refieren a los datos de entrada, cálculo de impedancias de secuencia y cálculo de impedancias por cada sección y la restante el cálculo de la corriente de falla en los puntos o nodos estipulados.

La corriente de falla obtenida es en amperios, encargándose el programa de presentar la máxima y mínima corriente ya sea para máxima generación o para mínima generación, por medio de un asterisco.

IV.8.3 ANALISIS DE RESULTADOS

Los valores que arrojan los programas se encuentran en los diagramas unifilares de los alimentadores estudiados, pudiendo de los mismos deducirse que:

- a) Los valores de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos analizados a lo largo de cada alimentador, son los que se utilizan para la especificación, ajuste y coordinación de elementos de protección, sin discriminar si éstos son trifásicos, bifásicos o monofásicos o si corresponden para máxima o mínima generación.

- b) Las corrientes obtenidas en estos puntos, corresponden a la corriente inicial simétrica r.m.s. en la falla.
- c) Los valores de corrientes de carga en cada punto analizado de los alimentadores, son muy inferiores a la corriente de falla en estos puntos.

IV.9 COMPROBACION DE CAPACIDADES DE RUPTURA DE DISYUNTORES Y RECONECTADORES

Para el efecto, los datos de placa de los equipos del lado de 13.8 KV. en las distintas S/E, son comparados con los valores obtenidos en los programas de cortocircuitos para definir su veracidad.

En la S/E 1 lado de 13.8 KV el equipo de protección de los alimentadores lo constituyen reconectores de capacidad de ruptura de 3.000 AMP. (cuadro 2.6), siendo al momento la corriente de corto circuito en esta barra de 3526 AMP., lo que implica que éstos elementos deberán ser cambiados urgentemente.

Considerando que la interconexión con el S.N.I a partir de 1985 elevará los niveles de cortocircuitos en las barras del sistema de E.E.R.S.A., lo más conveniente será instalar disyuntores para el comando de los alimentadores, por tener éstos una mayor capacidad de ruptura que los reconectores.

E.E.R.S.A. estima conveniente esta alternativa, con lo que se procede a especificar el equipo a utilizarse.

Todos ellos deberán cumplir ciertas especificaciones en forma general como:

- Trabajo satisfactorio a 3.000 m.s.n.m.
- Temperatura entre 5° y 25°C
- Equipos para instalación a la interperie.

De acuerdo al diagrama 4.3 adjunto el equipo y accesorios a utilizarse son:

Disyuntor

- 1.- Cantidad 5
- 2.- Tipo.- Para instalación a la interperie, tripolar, operación neumática, tipo de interrupción al vacío, con compresor de ai re, acción de cierre trifásico.
- 3.- Uso.- Para protección
- 4.- Clasificación:

Voltaje de régimen	13.8 Kv
Corriente continua	1.200 AMP.
Frecuencia	60 HZ
Corriente de ruptura	20.000 AMP.
Tiempo de ruptura	3 ciclos
Tiempo de apertura	0.03 segundos
Tiempo de cierre	0.12 segundos
Nivel de aislamiento (Bil)	110 KV.

- 5.- Sistema de control.- Los disyuntores estarán equipados con mecanismos de control electro-neumáticos y operados por resorte para control remoto desde el tablero de interruptores y desde el dispositivo de control manual. El voltaje de suministro será de 125 V.D.C. y su modo de operación:

		Rango de voltaje
Cierre	Neumático	85% - 110%
Apertura	Resorte	70% - 110%

La corriente requerida al voltaje de régimen para cerrar el disyuntor será de 5 amperios.

La cantidad de aire que se requiere para cerrar el disyuntor tendrá un rango de presión de:

Cierre 85% - 105%

Apertura -----

Presión de operación 15 Kg/cm²

El disyuntor estará equipado con un compresor de aire en la caja de operación. El compresor comenzará a trabajar cuando la presión interior del recipiente de aire sea de menos o igual a 15 Kg/cm², luego de la operación de un Switch de presión regulado también para parar la operación a 15.8 Kg/cm².

En caso de aumento anormal (17 Kg/cm^2) o disminución anormal (12 Kg/cm^2) en la presión, se dará una alarma y además el circuito de cierre se bloqueará cuando ocurra una reducción anormal de la presión.

Si la presión del disyuntor disminuye más, éste deberá ser disparado obligatoriamente a 10 Kg/cm^2 .

- 6.- Resistencia dieléctrica.- El voltaje principal de prueba para el circuito principal a frecuencia nominal y a impulso de onda completa será el especificado en normas referentes.

Los voltajes de prueba entre los polos de la misma fase y entre polos de distinta fase, serán más altos que el voltaje de ruptura a tierra.

7.- Accesorios

- Placa
- Lámpara individual roja y verde
- Terminal de tierra
- Manómetro de presión de aire
- Válvula de seguridad del circuito de aire
- Dispositivo protector de caída de presión
- Dispositivo de operación manual
- Switch auxiliar
- Terminal para el circuito principal
- Bloque terminal para el circuito de control.

Un disyuntor estará equipado con: (Ref. 1)

3 transformadores de corriente en los Bushings 1-3-5 relación 600/5 clase 10 L 100, nivel de aislamiento según normas ANSI C 57-13 de 15 KV, voltaje de régimen 13.8 KV, carga de 30 VA, sobrecorriente permisible de hasta 6.000 AMP.

La elevación de temperatura no deberá ser mayor a 55°C , y para

trabajar normalmente a 18°C promedio

Los accesorios con los que deberá contar cada transformador de corriente serán:

- Placa
- Terminal de tierra
- Caja terminal para el circuito secundario
- Otros

9 transformadores de corriente en los Bushings 2-4-6 relación 300/600/5 clase 10 L 100

1 contador de operación

1 bobina de disparo de 3 AMP. instantáneos para uso con relé de sobrecorriente.

cuatro disyuntores, vendrán equipados con:

3 transformadores de corriente en los Bushings 1-3-5 relación 150/5 clase 10 L 100.

3 Transformadores de corriente en los Bushings 2-4-6 relación 150/5 clase 10 L 100

1 contador de operaciones

1 panel de control, protección y medida, instalación interior y compaginado para los 5 disyuntores con los siguientes dispositivos:

Para los cuatro interruptores de instalación:

3 relés de sobrecorriente de característica muy inversa de tiempo, 1 a 12 amperios, elemento instantáneo 10 a 80 amperio

1 relé de sobrecorriente a tierra de característica muy inver

sa de tiempo 0.5 a 16 amperios.

1 relé de recierre para operar a 125 V.d.c. con intervalos de recierre a los 0-15 y 45 segundos.

1 amperímetro con conmutador de fase; medición hasta 150 amperios con transformador de corriente relación 150:5

1 kilowattímetro 0-300 KW para usar con transformador de potencial 14.400/120 V y transformador de corriente 150:5

1 switche apertura-cierre

El disyuntor principal tendrá instalado:

3 relés de sobrecorriente de característica inversa de tiempo de 1 a 12 amperios; elemento instantáneo de 10 a 80 amperios.

1 relé de sobrecorriente a tierra de característica inversa de tiempo, 0.5 a 16 amperios

1 medidor Watt-hora para uso con transformador de potencial 14.400/120 V y de corriente 600:5 con indicador de demanda a intervalos de 15 minutos.

1 medidor de var-hora para uso con transformadores de potencia 14.400/120 V y de corriente 600:5

1 transformador de defasamiento 3 fases, 2 watos, 2 estatores, 120 VAC, para usar con el Item anterior.

1 voltímetro 150 voltios con escala de 0-18 KV.

1 amperímetro 5 A con doble escala 0-600 A y 0-300 A, con conmutador de fase.

1 kilovatímetro 0-15000 KW para usar con transformador de potencial 14.400/120 V y de corriente 600:5

1 medidor de factor de potencia para uso con transformador de potencial 14.400/120 V y de corriente 600:5.

1 lámparas roja y verde de indicación cerrado y abierto

1 switch de apertura-cierre.

Para las demás S/E, los valores de placa para los equipos de protección y seccionamiento abarcan los niveles de cortocircuito, sin embargo deberán realizarse estimaciones a largo plazo para determinar su factibilidad de uso.

CUADRO 4.1.- DESIGNACION DE BARRAS

BARRA Nº	NOMBRE BARRA Y UBICACION	VOLTAJE KV	TIPO DE BARRA		
			Generac.	Carga	Oscilante
1	SUB - ESTACION 1	69		x	
2	SUB - ESTACION 1	13.8	x		
3	S/E 1	4.16	x		
4	DERIVACION 5 - 6	4.16		x	
5	CENTRAL GUADALUPE	4.16	x		
6	CENTRAL CORDOVEZ	4.16	x		
7	S/E 2	69		x	
8	S/E 2	13.8		x	
9	S/E ALAO	69		x	
10	CENTRAL ALAO	2.4	x		
11	CENTRAL ALAO	2.4	x		
12	CENTRAL ALAO	44.0	x		
13	CENTRAL ALAO	2.4	x		
14	CENTRAL ALAO	2.4	x		
15	S/E ALAO				
16	S/E CEMENTO	69.0		x	
17	S/E CAJABAMBA	69.0		x	
18	S/E CAJABAMBA	13.8		x	
19	S/E GUAMOTE	69.0		x	
20	S/E GUAMOTE	13.80		x	
21	S/E ALAUSI	69		x	
22	S/E ALAUSI	13.80		x	
23	CENTRAL ALAUSI T 1	0.23	x		
24	CENTRAL ALAUSI T 2	0.23	x		
25	CENTRAL NIZAG	2.4	x		
26	S/E CEMENTO	13.8		x	
27	S/E GUARANDA	69		x	
28	S/E GUARANDA	13.8	x		
29	CENTRAL RUSTON 3	4.16	x		
30	CENTRAL ALCO	4.16	x		
31	CENTRAL RUSTON 2	4.16	x		
32	CENTRAL RUSTON 1	4.16	x		
33	S/E. AMBATO	69		x	
34	S/E ORIENTE	69	x		
35	S/E ORIENTE S N. 1	13.8			x
36	S/E AMBATO	13.8	x		
37	S/E ORIENTE				
38	S/E AMBATO				
39	S/E AMBATO				

CUADRO 4.2.- POSICION DE LOS TAP'S EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

NOMBRE	S/E	Transformad. KVA (OA)	Volt. Nominales KV.	Posición TAP	Rango de Derivaciones
S/E	1	6250	69/13,8	3	± 2 x 2,5
S/E	2	10,000	69/13,8	2	± 2 x 2,5
S/E	ALAO	6,560	69/44/48	3	± 2 x 2,5
S/E	CEMENTO	5,600	66/4,16	5	± 2 x 2,5
S/E	CAJABAMBA	1,000	66/13,8	5	± 2 x 2,5
S/E	GUAMOTE	1,000	66/13,8	5	± 2 x 2,5
S/E	ALAUSI	1,000	66/13,8	5	± 2 x 2,5

CUADRO 4.3.- BALANCES DE CARGAS Y GENERACION EN
E. E. R. S. A.

100

DESCRIPCION	MAXIMA DEMANDA KW	MINIMA DEMANDA KW
ALIMENTADOR - 1	1008	382
ALIMENTADOR - 2	1008	247
ALIMENTADOR - 3	1434	454
ALIMENTADOR - 5	1386	613
ALIMENTADOR - 1'	836	219
ALIMENTADOR - 2'	916	390
ALIMENTADOR - 3'	1259	247
ALIMENTADOR - 5'	661	860
ALIMENTADOR 4.16 KV	2926	728
ALIMENTADOR 6.3KV	158	61
A- GUANO	566	247
A- PENIPE	558	167
CERAMICA	1104	1004
EMELBO	1200	-
CEMENTO CHIMBORAZO	2400	3800
CAJABAMBA	223	86
GUAMOTE	187	60
ALAUSI	915	331
TOTAL	18.801.0	9.896.0
RUSTON 1	600	0
RUSTON 2	600	0
RUSTON 3	600	0
ALCO	1.900	0
GUADALUPE	320	0
CORDOVEZ	180	180
ALAO 4	2.500	2.500
ALAO 3	2.500	2.500
ALAO 2	2.500	2.500
ALAO 1	2.500	2.500
NIZAG	270	270
DE S. N. I. A E. E. R. S. A.	4.331	0
DE EERSA A S. N. I.	0	554.0
TOTAL	18.601,00	9.896,0

**RESUMEN DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DEL SISTEMA E.E.R.S.A.
CUADRO 4, 5. A. - MAXIMA GENERACION**

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA				FALLA MONOFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.
1		138,8	1161,39			134,7	1127,09		
	1-33			94,0	786,54			48,0	401,63
	1-16			7,3	61,08			0,0	0,0
	1-9			25,3	211,70			86,7	725,45
	1-2			13,1	109,61			0,0	0,0
2		66,5	2782,16			84,3	3526,86		
	2-30			6,2	259,39			27,3	1142,15
	2,29			2,8	117,14			14,1	589,9
	2,3			6,5	271,94			3,9	163,16
	2,1			51,0	2.133,69			39,3	1.644,19
7		125,4	1049,27			111,0	928,78		
	7-1			125,4	1.049,27			111,0	928,78
8		63,7	2665,02			76,52	3201,74		
	8-7			63,7	2.665,02			76,52	3.201,74
17		105,5	882,76			85,5	715,41		
	17-19			104,6	875,23			0,0	0,0
	17-16			0,9	7,53			85,5	715,41
18		12,9	539,7			13,45	563,02		
	18-17			12,9	539,7			13,45	563,02
19		73,4	614,17			53,7	449,33		
	19-21			0,9	7,53			0,0	0,0
	19-17			72,5	606,64			53,7	449,33

CUADRO 4.5.A.- MAXIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA				FALLA MONOFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA.	AMP.
20	20-19	12.4	518.78	12,4	518,78	13,05	546,37	13.05	546,37
21	21-22 21-19	52,7	440,96	0,9 51.8	7,53 433,43	36,60	306,25	0,0 36,60	0,0 306.25
22	22-25 22-21	12,7	531,33	1,0 11,70	41,84 489,49	15,72	657,88	0,3 15,42	12,90 644,89

CUADRO 4.5.B.- MINIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA				FALLA MONOFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.
1		123.0	1029.19			124.20	1039.23		
	1-33			81.2	679.43			44.09	369.00
	1-16			25.3	211.7			0.0	0.0
	1-9			13.1	104.61			80.1	670.23
	1-2			4.2	35.14			0.0	0.0
2		63.7	2665.02			81.3	3401.35		
	2-30			6.2	259.39			26.1	1091.95
	2-29			2.8	117.14			13.5	564.8
	2-3			6.5	271.94			3.6	150.61
	2-1			48.2	2016.54			37.8	1581.44
7		112.3	939.66			103.8	868.54		
	7-1			112.3	939.66			103.8	868.54
8		60.2	2518.59			73.06	3056.9		
	8-7			60.2	2518.59			73.06	3056.9
17		95.5	799.09			81.0	677.76		
	17-19			94.6	791.56			81.0	677.76
	17-16			0.9	7.53			0.0	0.0
18		12.8	535.51			13.34	558.07		
	18-17			12.8	535.51			13.34	558.07
19		68.6	574.00			51.9	434.27		
	19-21			0.9	7.53			0.0	0.0
	19-17			67.7	566.47			51.9	434.27

CUADRO 4.5.B -- MINIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA				FALLA MONOFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.	MVA	AMP.
20	20-19	12.2	510.41	12.2	510.41	12.94	541.74	12.94	541.74
21	21-20	50.2	420.04	0.8	6.69	36.0	301.23	0.0	0.0
	21-19			49.4	413.35			36.0	301.23
22	22-25	12.6	527.15	1.0	41.84	15.58	652.02	0.3	12.6
	22-21			11.6	481.31			15.28	639.42

CUADRO 4-6 A- RESUMEN DE CORTOCIRCUITOS EN BARRAS
 CASO DESACOPLADO DEL S.N.I
 MAXIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP	MVA	AMP
1		45.69	382.37		
	1-2			13.06	109.35
	1-16			7.3	61.08
	1-9			25.3	211.7
	1-7			0.0	0.0
2		39.1	1635.8		
	2-30			6.2	259.39
	2-3			6.5	271.94
	2-29			6.2	259.39
	2-1			23.6	197.47
7		44.1	369.8		
	7-1			44.1	369.8
8		32.9	1376.4		
	8-7			32.9	1376.4
17		941.4	353.94		
	17-16			41.4	346.41
	17-19			900.0	7.53

CUADRO 4-6 A- MAXIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP	MVA	AMP
18	18-17	10.9	456.02	10.9	456.02
19	19-17	36.9	308.76	36.0	301.23
	19-21			0.9	7.53
20	20-19	10.5	439.29	10.5	439.29
21	21-19	31.5	263.57	30.6	256.04
	21-22			0.9	7.5
22	22-21	11.0	460.21	11.0	460.21

CUADRO 4-6 B- MINIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP	MVA	AMP
1		35.5	297.04		
	1-2			3.8	158.9
	1-16			6.4	53.5
	1-9			25.3	84.64
2		27.1	1133.78		
	2-30			0.0	0.0
	2-3			4.0	167.35
	2-29			0.0	0.0
	2-1			23.1	966.43
7		34.5	289.5		
	7-1			34.5	289.5
8		27.2	1137.9		
	8-7			27.2	1137.9
17		33.5	280.31		
	17-16			33.5	280.31
18		10.2	426.74		
	18-17			10.2	426.74

CUADRO 4-6 B- MINIMA GENERACION

BARRA Nº	CIRCUITO QUE CONTRIBUYE	FALLA TRIFASICA			
		FALLA EN BARRA		CONTRIBUCION	
		MVA	AMP	MVA	AMP
19	.	29.8	249.35		
	19-17			29.8	249.35
20		9.9	414.19		
	20-19			9.9	414.19
21		26.0	218.39		
	21-19			26.0	218.39
22		95	397.4		
	22-21			9.5	397.4

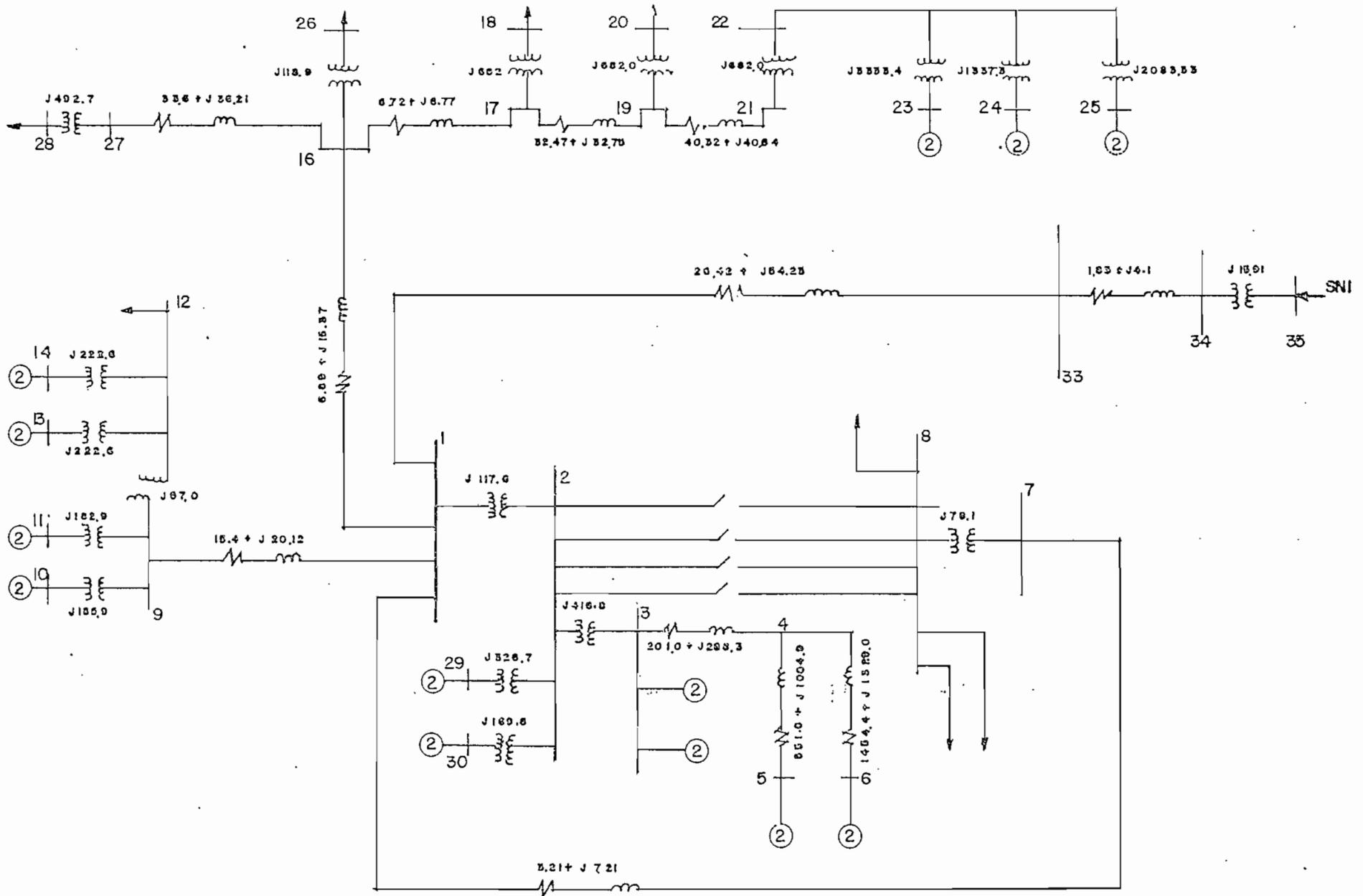


FIG.4.2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA E.E.R.S.A.
FLUJO DE CARGA

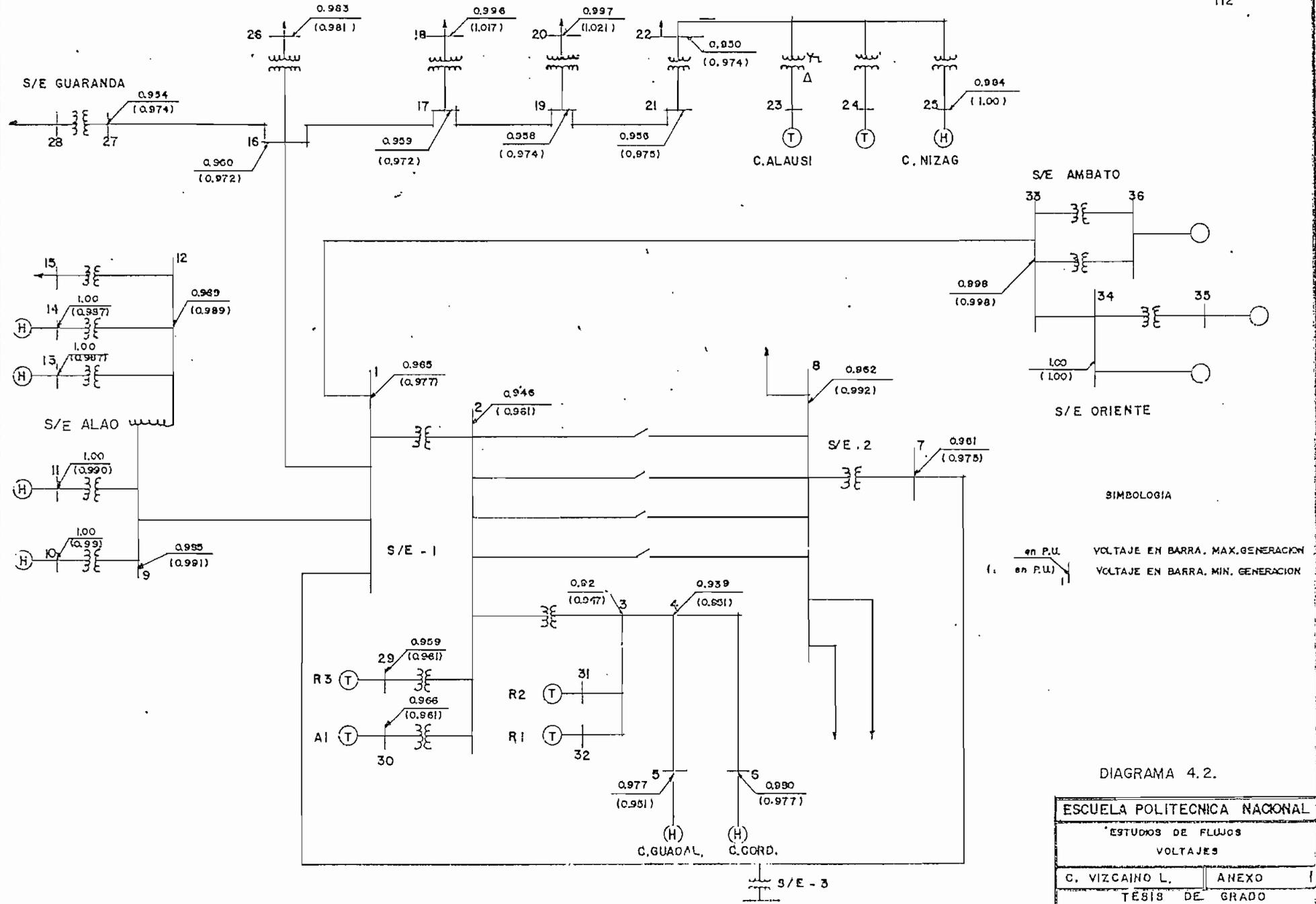


DIAGRAMA 4.2.

CAPITULO V

AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES A NIVEL DE 13.8 KV.

Como solución a las condiciones anormales de funcionamiento de un S.E.P. los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en una configuración eléctrica. El ajuste y coordinación de los elementos protectores en debida forma, son los requerimientos esenciales para asegurar la operación de un sistema de potencia, dándole la calidad y continuidad necesarias.

Así, el objeto de las protecciones es evitar o disminuir al máximo los efectos de las perturbaciones y fallas, como también el daño en los equipos y las consiguientes pérdidas. Estas deberán aislar a la brevedad, la parte del sistema eléctrico que origina este fenómeno cuando aquel no puede recuperarse por si sólo.

Tomando en cuenta que de una base teórica fundamentada, la coordinación de los elementos será la más adecuada, en este capítulo se definen criterios de selección, ajuste y coordinación utilizados en los cálculos sobre los alimentadores a protegerse, exponiendo en forma práctica los procedimientos a seguirse.

El conocimiento de la importancia de la carga asociada a cada línea y a cada ramal, será parte de los criterios de selección de los distintos elementos protectores que fueren del caso incluílos.

V.1 CARACTERISTICAS QUE DEBE REUNIR UN SISTEMA DE PROTECCIONES

El conjunto de protecciones que cubren un sistema eléctrico debe reunir una serie de características para que en forma total cada esquema de protección trabaje asociado al resto, con el fin de aislar las fallas y perturbaciones, cuando estas últimas por su duración, resultan perjudiciales para los equipos o para el suministro. Estas características son:

V.1.1 CONTINUIDAD DE SERVICIO

Se minimiza el número de suspensiones de servicio al despejarse las fallas de carácter transitorio que representa alrededor del 95% del total de fallas. Esto es muy importante debido a la relación empresa-usuario en la compra-venta de energía.

V.1.2 SELECTIVIDAD

La selectividad trae como consecuencia la rápida localización de la zona afectada, contribuyendo a la pronta indentificación del si tío para la respectiva reparación.

V.1.3 RAPIDEZ

Despejando la falla rápidamente se evita al máximo el riesgo de dañar los equipos del sistema y evita perjuicios a terceros por caídas de líneas energizadas.

V.1.4 SENSIBILIDAD

Todo sistema de protección debe tener esta característica, con el fin de que opere las protecciones sin contratiempo para cualquier condición de falla: máxima o mínima.

V.1.5 ECONOMÍA

En un sistema que minimice al máximo los elementos dañados (fusibles) por fallas temporales, se reduce el consumo de éstos como el número de desplazamientos de personal de mantenimiento, aumentando por ende los ingresos por venta de energía.

V.2 ANALISIS DEL TIPO DE ELEMENTOS PROTECTORES EXISTENTES

La operación bajo condiciones normales supone que el sistema eléctrico, dispone y cumple con los requerimientos necesarios para mantener el suministro de energía a los usuarios en forma continua. Sin embargo bajo ciertos fenómenos anormales como fallas y pertur-

baciones, esta continuidad se pierde poniendo en juego la calidad del servicio y los equipos asociados al sistema eléctrico.

En un sistema de distribución radial, los elementos más utilizados para protegerlo son: reconectores, seccionalizadores y relés. Un análisis general de estos elementos se da a continuación.

V.2.1 FUSIBLES

Es el dispositivo más sencillo para interrumpir corrientes de cortocircuito. Está basado en la fusión de un elemento cuando atraviesa por él una corriente excesiva durante un tiempo mayor que el dado por la característica tiempo-corriente del elemento fusible.

En sistemas de distribución radial son altamente utilizados como elementos de protección, dado su bajo costo y facilidad de instalación, su éxito radica en la protección de ramales y sub-ramales de menor importancia que la troncal, pero que pueden ser causa de salidas totales si no se seleccionan y coordinan adecuadamente.

Para efectos de aplicación, éstos poseen curvas características tiempo-corriente tanto de "Mínimo tiempo de fusión" como de "Máximo tiempo de despeje", siendo curvas de característica extremadamente inversa de la forma $I^3 t = K$.

Al seleccionar un fusible es necesario conocer todos los factores que afecten a su instalación: corriente de carga, corriente de magnetización, voltaje, frecuencia y niveles de cortocircuito en el punto de instalación.

En protección de alimentadores, cuando las cargas no se conectan en forma simultánea, no es necesario tomar en cuenta la corriente de magnetización, si se lo hace, el fusible deberá soportar 20 veces la corriente máxima de carga durante 0.1 segundos.

Para efectos de coordinación entre fusibles, es necesario que el elemento protector despeje la falla antes que el de respaldo, siendo el elemento protector el más cercano a la falla y el de respaldo el que completa el funcionamiento cuando falla la operación de

la protección principal (protector).

Esto se consigue cuando el tiempo de despeje del elemento protector es menor o igual al 75% del mínimo tiempo de fusión del elemento de respaldo, para compensar las variaciones de operación de los fusibles como son: precalentamiento, temperatura ambiente y calor de fusión.

Para seleccionar el fusible protector, es necesario que la máxima corriente de carga sea menor que la capacidad continua del fusible. Esta consideración debe tomarse en cuenta, ya que, puede darse el caso de que se coordine para determinada corriente de falla, pero la corriente de carga sea mayor que la capacidad de corriente adecuada en el fusible, o sea que el fusible deberá soportar su corriente de carga (nominal) incrementada un margen de seguridad que permita sobrecargas controladas (1.5 In.).

La ayuda de las tablas de coordinación entre fusibles normalizados es de mucha importancia en éstos casos, tomando en cuenta los diferentes valores de falla (Ref. 15), los mismos que se tabulan en el cuadro 5-1 (A-B-C-D-E).

Debido a las limitaciones que tienen los fusibles para discriminar entre fallas, perturbaciones, se hace necesaria la utilización de reconectores, especialmente en lugares donde es más probable la ocurrencia de fallas transitorias. Con ello se evitan cortes de servicio con las consiguientes molestias y pérdidas económicas.

V.2.2 RECONECTADORES

El reconector es un dispositivo interruptor de fallas capaz de discriminar el tipo de cortocircuito en un sistema de distribución, eliminando salidas prolongadas y contribuyendo a un mejor servicio.

Este, al detectar una condición anormal en el alimentador, interrumpe el flujo de corriente y luego de un tiempo predeterminado, recierra automáticamente para reenergizar la línea, si la falla sigue presente, el reconector repite esta secuencia de apertura-recierre hasta 3 veces, en la cuarta apertura queda abierto definiti-

vamente.

La secuencia de operación más utilizada es la de dos operaciones rápidas más dos operaciones retardadas.

Los reconectores operan cuando una corriente superior al 200% de la capacidad de la corriente de la bobina selenoide fluye a través de la misma.

La capacidad nominal de esta bobina debe ser mayor en aproximadamente un 25% de la corriente de carga del circuito previniendo el crecimiento de carga.

Para que exista coordinación entre reconectores, es necesario que las curvas del reconector de respaldo estén por sobre las del reconector principal, lo cual para las operaciones rápidas es muy difícil coseguirse en rangos mayores de 1.000 o 2.000 Amperios de cortocircuito, ya que, la variación entre ellas, es muy pequeña, produciéndose por ello operaciones simultáneas de ambos reconectores.

La secuencia de operación por lo tanto es de mucha importancia, minimizando estas operaciones simultáneas con una operación rápida y 3 lentas del reconector de respaldo y dos rápidas y una lenta en el protector y usando diferente tamaño de bobina, con lo que se tiene grandes posibilidades de coordinación correcta.

Cuando las curvas de dos reconectores en serie tienen una separación menor que dos ciclos (≈ 0.003 segundos), siempre operan simultáneamente; cuando la separación es entre 2 y 12 ciclos (0.033 y 0.2 segundos), pueden operar simultáneamente y cuando la separación es mayor a 12 ciclos (0.2 segundos) los reconectores no operaran simultáneamente (Ref. 15).

Para la coordinación entre fusible-reconector se presentan dos casos:

- Cuando los fusibles están en el lado de carga del reconector
- Cuando los fusibles están en el lado de alimentación del reconector.

Para el primer caso, para que exista una adecuada coordinación se deberá observar las siguientes normas (Ref. 16):

- a) Para todos los valores de corrientes de falla en la zona de protección del fusible, el mínimo tiempo de fusión de este elemento, debe ser mayor que el tiempo de despeje rápido del reconectador, debiendo indicarse que la curva de operación rápida del reconectador debe ser modificada por un factor multiplicador (Cuadro 5-2) que depende de la secuencia de operación del reconectador y del tiempo de recierre.

Vale mencionar que en una coordinación aceptable, el elemento fusible adquiere cierta selectividad, ya que, en fallas transitorias este no se fundirá innecesariamente porque el reconectador la despejará en sus dos operaciones rápidas. De todas formas el elemento fusible puede alterarse al someterse a una serie de ondas de baja magnitud de corriente, como es el caso de las operaciones rápidas de un reconectador.

TIEMPO DE RECIERRE (Sg)	FACTORES DE MULTIPLICACION	
	UNA OPERACION RAPIDA	DOS OPERACIONES RAPIDAS
0.5	1.2	1.8
1.0	1.2	1.35
1.5	1.2	1.35
2.0	1.2	1.35

Cuadro 5-2 Factores de multiplicación para la característica rápida del reconectador (fusibles en el lado de carga del reconectador).

- b) Para todos los valores de corrientes de falla en la zona protegida por el fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje retardado del reconectador.

Estas dos normas establecen los puntos máximos y mínimos de coordinación. Figura 5-1

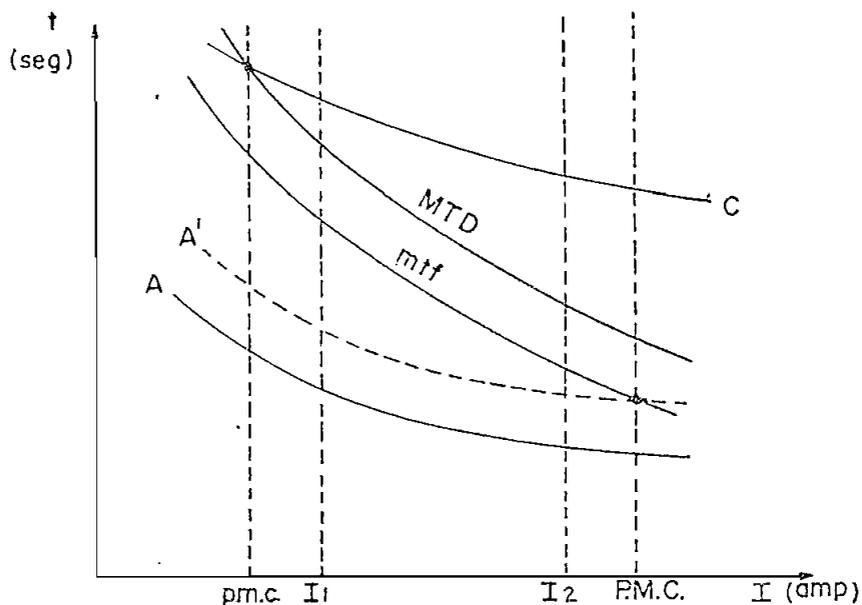


Fig. 5-1 Coordinación fusible-reconectador (fusibles en el lado de carga del reconectador)

A = Curva de operación rápida del reconectador

A' = Curva rápida del reconectador modificada por el factor multiplicador.

I_1 = Mínima corriente de falla; I_2 = Máxima corriente de falla

p.m.c. = punto mínimo de coordinación

P.M.C. = punto máximo de coordinación

M.T.D. = Curva del máximo tiempo de despeje

m.t.f. = curva del mínimo tiempo de fusión

Para el segundo caso, el análisis es similar al primero, tomando en cuenta que para la máxima corriente de falla en la ubicación del reconectador, el mínimo tiempo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva lenta del reconectador, afectada por un factor multiplicador. Cuadro 5-3

TIEMPO DE RECIERRE (Sg)	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	DOS OPERACIONES RAPIDAS Y 2 LENTAS.	UNA OPERACION RAPIDA Y 3 LENTAS	4 OPERACIONES LENTAS
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.1
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

Cuadro 5-3 Factores de multiplicación para la característica lenta del reconectador (fusibles en el lado de alimentación del reconectador).

El caso más común para este tipo de coordinación, se presenta en S/E pequeñas, donde pueden existir fusibles en el lado de alimentación al transformador y reconectadores en el lado de carga.

Fig. 5-2

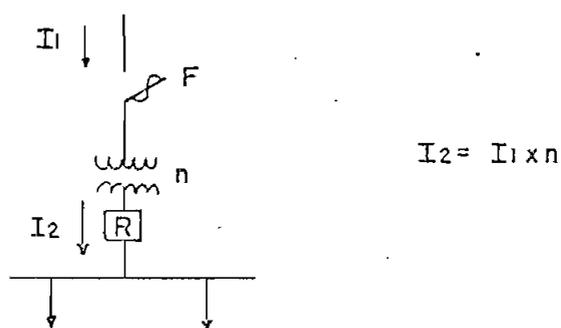


Fig. 5-2 Fusible en el lado de alimentación del transformador.

Para este caso, a más de la consideración anterior, es necesario tomar en cuenta la relación de transformación del transformador (n), para que la coordinación se realice con los valores de corriente referidos al mismo lado. Esto conecuentemente, desplaza las curvas del fusible hacia la derecha; el factor de multiplicación dependerá de la relación de transformación.

El reconectador deberá permitir circular continuamente la corriente I_2 , más un porcentaje de sobrecarga y el fusible "F" deberá fundirse en aproximadamente 300 sg., cuando la sobrecarga esté entre 200 y 300% de la capacidad nominal.

Por ejemplo, en la figura 5-3, en donde se asume la secuencia del reconectador como 2A 2C y un tiempo de recierre de 2 sg., se puede apreciar que la curva característica del fusible debe quedar por encima de la curva lenta del reconectador para el valor máximo de corriente de falla IFM. Además el fusible está dentro de los rangos de sobrecarga para 300 sg. (2 a 3 veces la I nominal), por lo que la coordinación es satisfactoria.

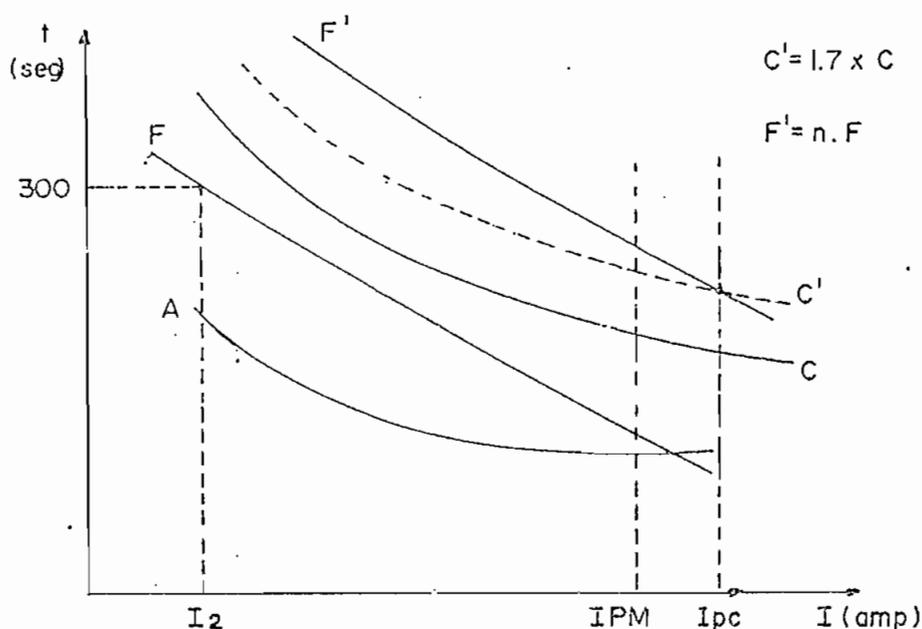


Fig. 5-3 Coordinación reconectador-fusible
(fusible en el lado de alimentación del reconectador).

I_{pc} = Corriente en el punto de coordinación.

A = Curva de operación rápida del reconectador

C = Curva de operación lenta del reconectado

C' = Curva modificada por el factor multiplicador 1.7 para la secuencia 2·A y 2·C y recierre de 2 sg. (desplazamiento hacia arriba en el tiempo).

F = Curva del mínimo tiempo de fusión del fusible

F' = Curva modificada por el factor n (desplazamiento lateral en corriente).

IPM = Corriente máxima de falla en la ubicación del reconectador.

Si el fusible y el reconectador estuvieran instalados en una misma línea y relacionados por la falla, la transferencia de la curva "F" no sería necesaria, si no que simplemente está deberá estar sobre la curva "C" para que haya coordinación.

En la actualidad, dada la poca capacidad de ruptura de los reconectores, se están utilizando interruptores de potencia comandados por relés de recierre que "imitan" las operaciones de un reconectador.

V.2.3 RELES

La protección por medio de relés es una de las formas más activas y seguras para asegurar todo sistema eléctrico, los disturbios son rápidamente determinados y aislados en cortos tiempos.

Es muy importante en el aspecto económico, la protección que un sistema de relés pueda dar a un S.E.P., ya que, este actúa minimizando los costos de reparación, evitando que los daños involucren otros equipos y haciendo que el tiempo en que el equipo esté fuera de servicio sea el menor posible.

La función que desempeñan los diferentes tipos de relés viene, explícita en su definición. Un relé de protección es un relé cuya función es detectar defectos en líneas o equipos u otros daños o condicionales no deseadas y permitir adecuadas operaciones de interruptores para dar seguridad al sistema.

En un SEP y el especial para la protección de líneas contra cortocircuitos, existen diversos tipos de relés que sirven para diversas contingencias que se les quiera dar, así por ejemplo la disminución de la impedancia o reactancia en un punto, será determinado por un relé de impedancia.

En líneas de doble circuito se utilizan relés, direccionales de la confiabilidad que se requiera. Esto influye notoriamente en los costos del equipo de protección, justificándose en sistemas grandes acoplados.

Para el caso de alimentadores radiales de distribución hasta de 23 KV., la protección más sencilla, apropiada y barata es por medio de relés de sobrecorriente. Como su nombre lo indica, es diseñado para operar cuando una predeterminada corriente fluye por una porción particular de un S.E.P. Hay 2 tipos válidos de relés de sobrecorriente: el tipo instantáneo y el de retardo de tiempo.

El relé de sobrecorriente tiene una característica de operación tal que sus tiempos de operación varían inversamente con la corriente que fluye por él. En la figura 5-4 se muestra las características de este relé y que pueden ser: instantáneo, inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

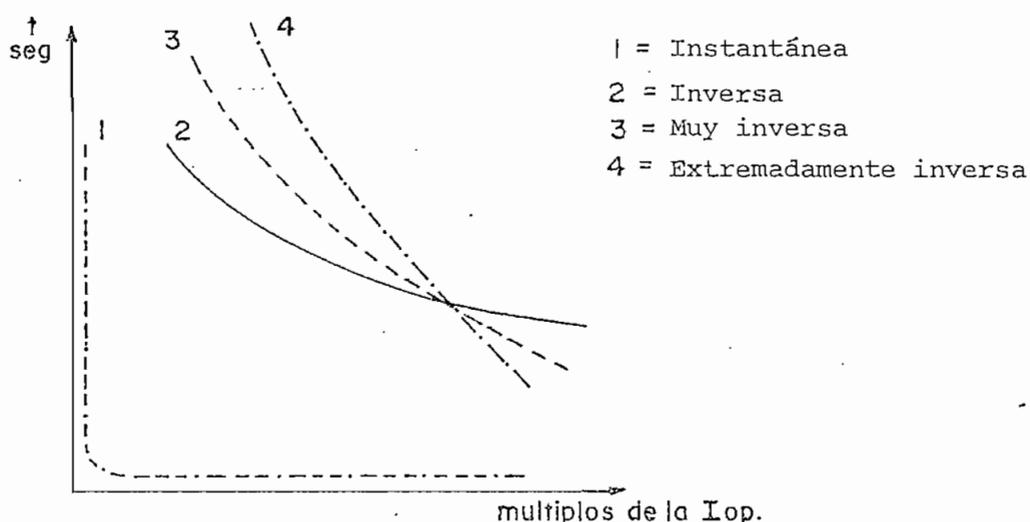


Fig. 5-4 Características tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente.

En el relé de tiempo inverso, su corriente de operación debe ser escogida de tal manera que el relé operará en la parte más inversa de la curva de tiempo sobre el rango de valores de corriente para el cual el relé debe operar.

Los relés de sobrecorriente instantáneos, son usados para protección de respaldo como suplemento de la protección con relés de tiempo inverso.

Pueden ser usados cuando la corriente de cortocircuito es mucho más grande que bajo otra posible condición.

Por ejemplo, el relé instantáneo de sobrecorriente es usualmente colocado para que su corriente de operación sea 25% más alta que la máxima del relé podría ver para una falla trifásica al final de la línea. Con esto se consigue un 80% de protección de la línea, dejando usualmente el 20% restante para protección con fusibles (Ref. 17).

En sistemas donde la magnitud de cortocircuito a través de un relé dado depende de la ubicación de la falla, y poco o nada de la generación, un despeje rápido puede ser obtenido con los relés de tiempo muy inverso.

Los de característica extremadamente inversa, permite al alimentador retornar al servicio luego de una salida prolongada.

Con el objeto de visualizar mejor la operación de un relé de sobrecorriente, son necesarios definir algunos conceptos que servirán para visualizar de la mejor forma los ajustes y coordinación (Ref. 18).

- Tap.- Es un dispositivo que hace variar la sensibilidad del relé, permitiendo que opere con diversos valores de corriente.
- Pick-Up.- Es la mínima corriente de operación del relé o la que produce movimiento de los contactos.
- Lever.- Permite variar los tiempos de operación del relé, su rango de variación depende del tipo de fabricante.
- Tiempo de reposición.- Es el tiempo que demora el relé en recuperar su posición inicial cuando la falla ha sido despejada. Este tiempo es un dato característico del relé.
- Sobrecarrera.- Es la inercia del relé, o sea el tiempo que puede seguir girando el disco en los relés electromagnéticos cuando otro dispositivo despejó la falla. Este tiempo varía entre 0.03 a 0.1 seg. y se considera con valores de 20 veces la $I_{pick-up}$.
- Tiempo de paso.- Es el margen de coordinación entre el elemento protector y el relé de respaldo, para el

caso de 2 relés de sobrecorriente este tiempo está entre 0.3 y 0.5 segundos.

Este ajuste debe hacerse para condiciones de máxima falla en la ubicación del relé, es decir que al tiempo de operación del relé protector debe añadirse de 0.3 a 0.5 seg., con lo que quedaría determinado el "Lever" del relé de respaldo.

Este tiempo depende del tiempo de apertura del disyuntor del relé protector, de la sobrecarga del relé de respaldo y de un factor de seguridad que toma en cuenta el error de los relés de tiempo.

- Unidad Instantánea.- A más de la unidad de tiempo que es la unidad normal de los relés de sobrecorriente, algunos relés vienen con la unidad instantánea, cuyos tiempos de operación son del orden de 0.01 seg. Se usa cuando existen diferencias apreciables de corriente de falla entre 2 elementos protectores, debido a que la impedancia de la fuente es pequeña comparada con la del circuito, en este caso el relé de respaldo, debe tener unidad instantánea, cuya regulación depende de las condiciones dadas a la operación del alimentador.
- Tiempo Muerto.- En un relé de recierre, es el tiempo que permanece abierto el circuito.

V.2.3.1 AJUSTES DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE

Para los relés de fase, se consideran:

- a) El relé debe determinar fallas hasta el final de la línea.
- b) El tap de corriente debe ser tal que funcione como un relé de sobrecarga, eligiendo un ajuste del 20 al 50% veces de la corriente nominal del equipo.
- c) El lever debe ser el mínimo posible, siempre y cuando este no opere para fenómenos de vibración o perturbaciones temporales.
- d) Si se coordinan entre 2 relés continuos, el tiempo de paso debe ser de 0.3 a 0.4 seg. para que exista adecuada coordinación.

Para fallas monofásicas, a través de una resistencia de falla o no, se hace necesario el uso de relés de sobrecorriente de tierra, los

cuales son alimentados por las corrientes de secuencia cero, las que valen cero para condiciones normales de operación.

Para su ajuste se debe considerar:

Los puntos a, c y d anteriores; el punto b no se toma en cuenta sino las condiciones de fallas mínimas a tierra.

Otra consideración es que al existir corrientes de secuencia cero (ejemplo fallas monofásicas) involucra un desbalance de corrientes de fases, considerándose un valor entre 20% - 30% por esta condición.

Para regular la unidad instantánea, deberán considerarse los valores máximos de la corriente de cortocircuito, si los relés de sobrecorrientes involucran unidades instantáneas para las fases y tierra. Las corrientes de cortocircuito serán las máximas para estas 2 contingencias.

En el relé de recierre, el cual opera asociado con la unidad instantánea de la sobrecorriente, deberá preverse que el tiempo muerto sea mayor que el tiempo de carga de los resortes del disyuntor, para que este puede operar nuevamente.

Generalmente, el tiempo de carga de los resortes del disyuntor es de 7 segundos.

V.3 IMPORTANCIA DE LAS CARGAS CONECTADAS EN LOS ALIMENTADORES

Con el conocimiento del tipo de carga asociada a cada alimentador y con la importancia que tienen éstas para el servicio a los usuarios, se deberá realizar las calibraciones de los elementos de protección.

Así entonces, los rangos de seguridad o de desbalances anotados en el Item anterior (V.2.3.1), podrán variar dependiendo de las necesidades del suministro.

Para los alimentadores de E.E.R.S.A., los que se ramifican desde la S/E 1 corresponden a cargas residenciales, comerciales y pequeños industriales. Los de la S/E 2 corresponden a industriales, residenciales urbanos y rurales; tomando en cuenta que en el alimentador a Guano están conectados equipos de repetición de televisoras, militares y de E.E.R.S.A.

Los demás alimentadores, o sea los que se derivan de las subestaciones Cajabamba, Guamote y Alausí tienen preponderantemente cargas residenciales rurales.

V.4 CALIBRACION Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

Tomando en cuenta los criterios anteriormente descritos, las calibraciones y coordinaciones de los alimentadores serán descritas con un modelo, suponiéndose que los demás son cálculos repetitivos y en los cuales serán anotados únicamente los valores necesarios o conceptos que se requiera para aclaración del punto tratado.

V.4.1 AJUSTE Y COORDINACION EN ALIMENTADORES.- PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

En la S/E 1 y S/E 2, para los alimentadores que salen de barras de 13.8 KV se tienen relés de sobrecorriente tanto para las fases como para falla a tierra. Los de fase son de característica extremadamente inversa de tiempo, tipo CO-11 Westinghouse los cuales poseen una unidad de tiempo y una instantánea que provoca la operación de un relé de recierre tipo RC Westinghouse.

La protección de fallas a tierra son relés de sobrecorriente tipo CO-9 Westinghouse, los cuales no incluyen la unidad instantánea.

Los transformadores de corriente para protección son de relación 150:5A, clase 10 L 100.

Como protección de respaldo de estos alimentadores se tienen relés de sobrecorriente tipo CO-8 Westinghouse para las fases y tierra.

Las S/E Cajabamba, Guamote y Alausí disponen de reconectadores con secuencia de operación 2 A y 2 C y tiempo de recierre de 1.5 segundos.

V.4.2 AJUSTES Y COORDINACION DE PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR A-1'

DATOS

Transformadores de corriente (CT) 150:5 A

Resistencia total secundaria: 2,2 Ohmios = R_s

El valor de R_s comprende el burden de los elementos de protección instalados sobre el C.T., incluido la resistencia secundaria de éste y la resistencia de los cables de conexión.

Relés de falla de fases: CO-11 Westinghouse

Relés de falla a tierra: CO-9 Westinghouse

La corriente nominal (I_n) del alimentador es: $I_n = 39$ amperios.

Figura de referencia: Fig. 5-4

AJUSTES

Relé de fase: CO-11

$I_n = 39$ Amperios

$I_{pick-up} = 1.2 \times I_n = 1.2 \times 39 = 46.8$ Amp.; según V.2.3.1 (b)

Para la relación de transformación de los C.T., la corriente real de disparo primario será: (Ref. 19).

$N = 30$

$I_s = \frac{46.8}{30} = 1.56$ Amp.

El voltaje secundario E_s será:

$E_s = R_s \times I_s = 2.2 \times 1.56 = 3.43$ voltios

$I_e = 0.15$ Amp. (Ref. 19 - Fig. 3-3)

$I_p = N \times I_e + N \times I_s$

$I_p = 51.3$ Amp.; con lo que tenemos un error en corrientes por el C.T de 9,62%

Este error podría traducirse en el error propio de los C.T., siendo en el caso de los de clase 10 L 100 un 10% de error permitido.

Si este error fuera mayor que el 10% anotado, se deberá cambiar la relación de transformación a una mayor.

Por ejemplo si la relación de transformación es $N = 40$, para las mismas condiciones de corriente nominal, el error será de 5.98%.

La corriente de disparo secundario será:

$$I_s = \frac{51.3}{30} = 1.71; \text{ de los Tap's disponibles en el relé se toma el 2}$$

Con este Tap, el porcentaje real de sobrecarga asociado al alimentador es:

$$\% r,s = \left(\frac{\text{Tap} \times N}{I_n} - 1 \right) \times 100$$

$$\% r,s = \left(\frac{2 \times 30}{39} - 1 \right) \times 100$$

$$\% r,s = 53.85$$

El lever escogido es el 1

Relé de tierra: CO-9

$$N = 30$$

$$I_n = 51.3 \text{ Amperios.}$$

Según el acápite III.4, el valor de desbalance para este alimentador es de 20%.

$$I_{pick-up} = 0.2 \times 51.3 = 10.26 \text{ Amperios.}$$

$$I_s = \frac{10.26}{30} = 0.34; \text{ se escoge el Tap 0.5}$$

Con este Tap, el porcentaje real de desbalance (% d.r.) será:

$$\% \text{ d.r.} = \frac{\text{Tap} \times N}{I_n} \times 100 = \frac{0.5 \times 30}{51.3} \times 100 = 29.24$$

El lever escogido es el 1; como son más comunes las fallas a tierra, se opta por sensibilizar más a este relé que al de fase, eligiéndose un valor igual o menor que para las fases.

Para la calibración de la unidad instantánea de fases, existen dos criterios que podrían aplicarse.

Si consideramos que la operación del relé R C. que hace que el interruptor de potencia del alimentador funciones como un reconector, cuando es activado por la unidad instantánea, sería conveniente que este vea la mayor parte del alimentador para cualquier falla posible. Sin embargo esto implica que en el tramo que "mira" el instantáneo, no se justifique instalar equipos protectores, ya que, éstos no cumplirían su función específica. Máximo se lo haría con fusibles en los ramales que coordinen con la curva de tiempo del relé.

Caso contrario, si el instantáneo es calibrado para una corriente de falla menor que la máxima (aproximadamente un 80% de ésta), se tendría oportunidad de coordinar con elementos protectores en una amplia gama de niveles de cortocircuito pero no se tendrá la oportunidad que opere el recierre del interruptor.

Esto se obviaría si se instalan equipos como reconectores o seccionadores entre los puntos iniciales o final del alimentador, con lo que el instantáneo se calibraría hasta un poco antes de la ubicación del elemento intermedio.

En líneas cortas o en líneas sin mucha importancia, sería muy costoso el incluir estos elementos, prefiriendo dejar que la protección desde la S/E sea la que proteja todo el alimentador.

Para el caso de los alimentadores urbanos, con longitudes de hasta

3 Km. en la principal, es conveniente que el instantáneo vea una falla hasta el final del alimentador.

Con esta premisa, el instantáneo para el alimentador A-1' se deja en el Tap 60, con lo que se protege para fallas mayores a 1.700 Amperios.

Los valores disponibles en esta unidad son de rango 6-24 veces el Tap, con lo que no se puede ajustar el valor prefijado, quedando sin ninguna función la unidad instantánea.

La coordinación quedaría supeditada entonces a los fusibles de los ramales con la curva del relé de sobrecorriente en el lever 1.

En el punto 6 (Fig. 5-4), los fusibles F4 y F5 según las tablas de coordinación son 6T y 10 T, respectivamente para la corriente de cortocircuito de 900 Amperios.

El mayor de éstos, o sea el 10 T debe coordinarse con el F1 y a la vez con la curva del relé sobrecorriente.

Para un valor de I_{cc} en el punto 3 de 1930A la curva del relé para el lever 1, reacciona en 0.044 sg., con lo que para que el fusible F1, para una falla aguas abajo de este deberá operar antes que lo haga el relé.

Con las curvas de máximo tiempo de despeje de los fusibles encontramos estos valores que son: el 25 T, 20 T, 15 T y el 40 K, 30 K y 25 K.

El F1 debe ser el 30 T con lo que se coordina adecuadamente con el F5.

Para el F2 escojemos el 15 T

En el punto 4 el fusible F3 es el 15 T.

V.4.3 ALIMENTADOR A-2'

Con los criterios vertidos anteriormente se tiene:

CT : 150:5

Relé de fase CO-11

In = 46 Amperios (Fig. 5-5)

Ipick-up = $46 \times 1.2 = 55.2$ Amperios.

$$I_s = \frac{55.2}{30} = 1.84 \text{ Amp.}; E_s = 1.84 \times 2.2 = 4.05V \text{ e } I_e = 0.18 \text{ Amp.}$$

Ip = $N \times I_s + N \times I_e = 60.6$ Amp.

% error = 9.78

$$I_s = \frac{60.6}{30} = 2.0 \text{ escojo el Tap 2}$$

$$\% \text{ r.s} = \frac{2 \times 30}{46} - 1 \times 100 = 30.43$$

Lever 1

Relé de tierra: CO-9

In = 60.6 Amp.; Ipick-up = $60.6 \times 0.2 = 12.12$

$$I_s = \frac{12.12}{30} = 0.4 \text{ Tap 0.5}$$

% d.r = 24.75

Lever 1

Instantáneo: no se realiza el ajuste

Los fusibles F1, F2, F3 y F4, para que exista coordinación deben ser 25 K, 12 T, 8 T y 8 T respectivamente.

V.4.4 ALIMENTADOR A-3' SAN ANDRES-CHUQUIPOGYO

CT: 150:5

Relé de fase: CO-11

In = 107 Amp. (Fig. 5-6)

Ipick-up = $107 \times 1.2 = 128.4$ Amp.

$$I_s = \frac{128.4}{30} = 4.28 \text{ Amp.}; E_s = 2.2 \times 4.28 = 9.42 \text{ e } I_e = 0.28 \text{ A.}$$

Ip = $N \times I_s + N \times I_e = 136.8$ A

$$\% \text{ error} = 6.54$$

$$I_s = \frac{136.8}{30} = 4.56; \quad \text{Tap 5}$$

$$\% \text{ r.s} = 40.19$$

Se escoje lever 1

Relé de tierra: CO-9

$$I_n = 136.8; \quad I_{\text{pick-up}} = 136.8 \times 0.3 = 41.04 \text{ Amp.}$$

$$I_s = \frac{41.04}{30} = 1.37 \text{ Amp.}; \quad \text{Tap 1.5}$$

$$\% \text{ d.r.} = \frac{1.5 \times 30}{136.8}$$

Lever 1

El instantáneo lo ajustamos para 500 amperios de cortocircuito:

$$\frac{500}{30} = 16.67 \text{ Amp.} \quad (\text{Fig. 5-3B})$$

Los fusibles F1 y F2 serán 10 T y 3 T que coordinan bien con la curva del relé sobre la curva de tiempo.

V.4.5 ALIMENTADOR A-5' PARQUE INDUSTRIAL

RELE DE FASE: CO-11

CT: 150:5

$I_n = 144$ Amperios (Figura 5-7A)

$I_{\text{pick-up}} = 144 \times 1.2 = 172.8$ Amperios

$$I_s = \frac{172.8}{30} = 5.76 \text{ Amperios}$$

$E_s = 5.76 \times 2.2 = 12.67$ voltios; $I_e = 0.35$ A

$I_p = 183.3$ A

$$\% \text{ error} = 6.08$$

$$I_s = \frac{183.3}{30} = 6.11 \text{ Amp.}; \quad \text{Tap 7}$$

$$\% \text{ r.s} = 45.83$$

Lever 5

RELE DE TIERRA: CO-9

$I_n = 183.3 \text{ Amp.}; I_{pick-up} = 0.2 \times 183.3 = 36.6 \text{ Amperios}$

$I_s = \frac{36.6}{30} = 1.22; \text{ Tap } 1.5$

$\% d.r = 24.55$

Lever 1

Instantáneo: por ser un alimentador netamente industrial, este alimentador es conveniente que está funcionando lo más continuamente posible, para esto, se requiere de un elemento protector en el punto 5 (Fig. 5- 7A), considerándose para ello un reconectador.

Con los criterios que se dan en el punto V.48, coordinamos el relé CO-11 con un reconectador 2A2B, tiempo de recierre de 2 segundos, tipo RX, mecanismo hidráulico, bobina de 100 amperios.

Para un cortocircuito de 1200 Amperios, el relé en el Tap 7 y lever 5 necesita de 0.9 segundos para cerrar sus contactos y 30 segundos para reponerse. La corriente de disparo del relé es de 210 Amperios.

Tiempo de despeje del reconectador curva "A".	0.035
Tiempo de despeje del reconectador curva "B".	0.135
Reposición del relé durante un tiempo de apertura del reconectador en 2 seg. $(2/30 \times 100)$	6.67%
Carrera del relé durante el primer despeje "A" $(0.035/0.9 \times 100)$	3.89%
Reposición del relé mientras el reconectador está abierto	6.67%
Carrera del relé durante el segundo despeje "A"	3.89%
Carrera del relé durante el primer despeje "B" $(0.135/0.9 \times 100)$: : : :	15%
Reposición del relé, reconectador abierto $(2/30 \times 100)$	6.67%
Carrera del relé durante el segundo despeje "B"	15%
Carrera total del relé para apertura definitiva	30%

Las curvas de coordinación se muestran en la Fig. 5-7B.

La unidad instantánea, entonces se calibra para 1280 Amperios.

$$\frac{1280}{30} = 42.67; \text{ no hay Tap.}$$

V.4.6 ALIMENTADOR A-CERAMICA.- (Fig. 5-8)

CT: 150:5

Relé de fase: CO-11

In = 103 Amp.; $I_{\text{pick-up}} = 1.2 \times 103 = 123.6 \text{ Amp.}$

$$I_s = \frac{123.6}{30} = 4.12 \text{ A}$$

$E_s = 2.2 \times 4.12 = 9.06 \text{ voltios}; I_e = 0.28 \text{ A}$

$I_p = N \times I_e + N I_s = 30 \times 0.28 + 30 \times 4.12 = 132.0 \text{ A.}$

% error = 6.8

$$I_s = \frac{132.0}{30} = 4.4 \text{ A; Tap 5}$$

% r.s = 45.63

Lever escojido 1

Relé de tierra: CO-9

In = 132 Amp.

$I_{\text{pick-up}} = 132 \times 0.4 = 52.8 \text{ Amp.}$

$$I_s = \frac{52.8}{30} = 1.76 \text{ A; Tap 2}$$

$$\% \text{ d.r} = \frac{2 \times 30}{132} \times 100 = 45.45$$

El lever escogido es 1

La unidad instantánea se calibra para el valor máximo de veces el

Tap: 24 amperios.

V.4.7 ALIMENTADOR A-GUANO

CT: 150:5

Relé de fase: CO-11

In = 55 A (Fig. 5-9)

$I_{\text{pick-up}} = 1.2 \times 55 = 66 \text{ A}; I_s = \frac{66}{30} = 2.2 \text{ A}$

$$E_s = 2.2 \times 2.2 = 4.84 \text{ voltios}; \quad I_e = 0.19 \text{ Amp.}$$

$$I_p = 71.1 \text{ Amp.}$$

$$\% \text{ error} = 7.73$$

$$I_s = \frac{71.1}{30} = 2.37 \text{ A} \quad \text{Tap 2.5}$$

$$\% r.s = 36.36$$

Escojo el lever 1

Relé de tierra: CO-9

150:5

$$I_n = 71.1 \text{ Amp.}; \quad I_{\text{pick-up}} = 0.3 \times 71.1 = 21.33 \text{ Amp.}$$

$$I_s = \frac{21.3}{30} = 0.71 \text{ A} \quad \text{Tap 1}$$

$$\% d.r = 42.19$$

Lever 1

La unidad instantánea es calibrada para 800 amperios.

$\frac{800}{30} = 26.67$, para este valor no hay ajuste, por lo tanto calibramos para un valor menor:

$$\frac{200}{30} = 6.67 \text{ Amperios}; \quad \text{Tap 7}$$

V.4.8 ALIMENTADOR A-PENIPE-PACHANILLAY

Relé de fase: CO-11

150:5 (Fig. 5-10A)

$$I_n = 39 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{pick-up}} = 1.2 \times 39 = 46.8 \text{ Amperios.}$$

$$I_s = \frac{46.8}{30} = 1.56 \text{ Amp.}$$

$$E_s = 1.56 \times 2.2 = 3.43 \text{ voltios}; \quad I_e = 0.16 \text{ Amp.}$$

$$I_p = N \times I_e + N \times I_s = 51.6 \text{ Amp.}$$

$$I_s = \frac{51.6}{30} = 1.72 \text{ A}; \quad \text{Tap 2}$$

$$\% r.s = 53.85$$

Lever escojido: 3

Relé de tierra: CO-9

In = 51.6 Amp.

Ipick-up = $51.6 \times 0.3 = 15.48$ Amp.

$$I_s = \frac{15.48}{30} = 0.52 \text{ Amp.}; \quad \text{Tap } 0.5$$

% d.r = 29.07

Lever 1

El instantáneo lo calibramos para un valor de 24 veces el Tap.

$$\frac{720}{30} = 24 \text{ amperios}; \text{ unidad instantánea: } 24$$

La coordinación con fusibles será realizado a partir del valor que ve el instantáneo, aguas abajo, esta coordinación es con la curva del relé de sobrecorriente.

Los fusibles a coordinarse: F1, F2 y F3, deberán fundirse antes de la operación del relé.

El relé para una falla de 300 Amp., funciona en 0.24 segundos y para 400 amperios en 0.15 segundos.

Los valores que coordinan para F1, F2 y F3 son respectivamente 8K, 3 K, 2 K.

Por la longitud de la línea principal, 30 Km., debe estudiarse la instalación de un reconectador en la derivación más larga del punto 6., con lo que se tendrá selectividad en la coordinación.

Para coordinar estos elementos se debe considerar que:

- a) Un interruptor de potencia abre y despeja varios ciclos después del disparo del relé y
- b) Los relés del interruptor tienden a integrar el tiempo de despeje del reconectador, es decir, que el tiempo de reposición del relé es extremadamente largo (30 seg.) y si la corriente

de falla se reaplica antes de que el relé se reponga completamente, este avanza hacia el punto de corte desde el punto de reposición incompleta.

Si la suma de los avances y reposiciones del relé son menores que el 100%, significa que primero operará el reconectador, ya que, el relé no ha cumplido el 100% de su carrera.

Por lo tanto, mientras mayor es el tiempo de reposición del relé, se dificulta más la coordinación.

En caso de que los avances y reposiciones del relé sumados, sean mayores, se deberá elegir un mayor lever en el relé o disminuir una operación lenta del reconectador o aumentar el tiempo de recierre del reconectador.

Analícemos en este alimentador la inclusión de un reconectador 2 A 2C, intervalo de recierre de 2 segundos. Bobina de capacidad continua de 35 A, disparo a 70 amperios.

El relé es CO-11 de característica extremada de tiempo, Tap 2, lever 3. La corriente mínima de disparo del relé CO-11 es de 60 amp.

Para una corriente de falla de 600 amp., (Icc. aguas abajo del reconectador) el relé necesita 1.2 segundos para cerrar sus contactos y 30 segundos para reponerse.

Tiempo de despeje del reconectador curva "A"	0.04 seg.
Tiempo de despeje del reconectador, curva "B"	0.3 seg.
Reposición del relé durante su tiempo de apertura de 2 seg. del reconectador ($2/30 \times 100$)	6.67 %
Carrera del relé durante el primer despeje "A" ($0.04/1.2 \times 100$)	3.33 %
Reposición del relé mientras el reconectador está abierto.	6.67 %
Carrera del relé durante el segundo despeje "A"	3.33 %
Con esto se cumple la secuencia 2 A del reconectador	

Carrera del relé durante el primer despeje "C"	
(0.3/1.2 x 100)	25 %
Reposición del relé mientras el reconectador está	
abierto (2/30 x 100)	6.67 %
Carrera del relé durante el segundo despeje "C"	25 %
Carrera total del relé para apertura definitiva.	50.01 %

Como muestra el análisis de la carrera del relé es menor que el 100% y las curvas de los elementos coordinados no se cruzan, por lo tanto hay coordinación (Fig. 5-10B).

Agua abajo del reconectador, este podrá coordinar con elementos fusibles de sus ramales convenientemente.

V.4.9 ALIMENTADOR A-1

Relé de fase: CO-11; 150:5

In = 45 Amp. (Figura 5-11)

$I_{pick-up} = 1.2 \times 45 = 54$ Amperios

$$I_s = \frac{54}{30} = 1.8 \text{ Amp.}; \quad E_s = 3.96 \text{ voltios} \quad e \quad I_e = 0.17 \text{ Amperios}$$

$$I_p = 59.10 \text{ Amp.}; \quad \% \text{ error} = 9.44$$

$$I_s = \frac{54.1}{30} = 1.97; \quad \text{Tap 2}$$

$$\% \text{ r.s} = 33.3$$

Lever 1

Relé de tierra CO-9

In = 59.1A; $I_{pick-up} = 0.3 \times 59.1 = 17.73$ Amperios

$$I_s = \frac{17.73}{30} = 0.59 \text{ A}; \quad \text{Tap 0.6}$$

$$\% \text{ d.r} = 30.46$$

Lever 1

Unidad instantánea: se calibra para todo el alimentador

$$\frac{1600}{30} = 53.33 \text{ Amperios}; \quad \text{Tap 54}$$

V.4.10 ALIMENTADOR A-2

Relé de fase: CO-11; 150:5

In = 69 Amp. (Fig. 5-12)

Ipick-up = $69 \times 1.2 = 82.8$ Amp.; $I_s = \frac{82.8}{30} = 2.76$ Amp.

Es = $2.2 \times 2.76 = 6.07$ e Ie = 0.22 Amp.

Ip = 89.4 Amp.

% error = 7.97

Is = 2.98 Amp.; Tap 3

Lever 1

Relé de tierra: CO-9

In = 89.4 Amp.

Ipick-up = $89.4 \times 0.1 = 8.94$ Amp.; Is = 0.3 Amp. Tap 0.5

% d.r = 16.78

Lever 1

Instantáneo: se calibra para un valor de 1900 Amperios

$$\frac{1900}{30} = 63.2 \text{ A.}; \quad \text{Tap 64}$$

V.4.11 ALIMENTADOR A-3 SAN JUAN-PULLINGUI

In = 60 Amp. (Figura 5-13)

Ipick-up = $1.2 \times 60 = 72$ Amperios

Is = $\frac{72}{30} = 2.4$ Amp.; Es = $2.2 \times 2.4 = 5.28$ voltios e Ie = 0.2 Amp.

Ip = 78 Amperios

% error = 8.33

Is = 2.6 Amp.; Tap 3; % r.s = 50.0

Lever 5

Relé de tierra: CO-9

In = 78 Amp.; Ipick-up = $78 \times 0.3 = 23.40$ Amperios

Is = 0.78 Amperios; Tap 0.8

% d.r = 30.77

Lever 1

Instantáneo: Para un valor de 500 amperios: Tap 18

F1= 15 K

F2= 12 K

V.4.12 ALIMENTADOR A-5 PUNIN (2) (Figura 5-14)

Relé de fase:

In = 93 Amperios; $I_{pick-up} = 93 \times 1.2 = 111.60$ amperios

Is = 3.72 Amperios

Es = 8.18 voltios e Ie = 0.26

Ip = 100.8 amperios

% error = 8.39

Is = 3.36 Amperios; Tap 4

Lever 5

Relé de tierra:

In = 100.8 Amperios; $I_{pick-up} = 0.3 \times 100.8 = 30.24$ Amperios

Is = 1.0 A; Tap 1

% d.r. = 29.76

Lever 1

Instantáneo:

$$\frac{1000}{30} = 33.3 \text{ Amperios; Tap 34}$$

V.4.13 ALIMENTADOR A-ACHUPALLAS (Figura 5-15A)

Requerimientos:

El reconectador está ubicado en la S/E lado de 13.8 KV, teniéndose en ese punto una corriente de falla máxima de 658 amperios y mínima de 652 Amperios.

En el punto de ubicación de los fusibles sugeridos F1 y F2 (punto 3) figura 5-15 A, se tiene como Icc máxima 392 amperios y mínima de 330 amperios. Por lo tanto la coordinación entre estos elementos se realizará en base a 658 amperios como máxima y 330 amperios como mínima.

Datos del elemento protector:

Reconectador tipo R X 70

Capacidad nominal de corriente: 70 amperios

Mínima corriente de disparo: 140 amperios

Máxima capacidad de interrupción: 4200 amperios.

Comparando los valores del reconectador con los de los requerimientos de corrientes de falla, vemos que si cumple su función el reconectador para éstos valores.

Por medio de las normas del Item V.2.2 para el caso de fusibles en el lado de carga del reconectador, y conociendo la secuencia de operación del reconectador (2 A 2 C) encontramos el factor multiplicador para un tiempo de recierre de 1.5 seg. este valor es 1.35 (Cuadro 5-2).

Para encontrar los puntos de coordinación, interponemos las curvas del reconectador con las de los fusibles, con el objeto de encontrar el fusible adecuado que cumpla con los puntos mínimos y máximos de falla.

Luego de un análisis entre estas curvas, considerando las corrientes de carga de los ramales, en los cuales están ubicados los fusibles F1 y F2, se determina que existe coordinación entre el reconectador y fusibles de 25 amperios tipo T (Fig. 5-15B)

Para coordinar el F3 y F4, con la ayuda de las tablas de coordinación se encuentra que el mayor valor del fusible en el punto 7(15 T) coordina con el F1 de 25 T. Entonces $F3 = 3T$ y $F4 = 15T$.

No es necesario coordinar el fusible de capacidad menor, porque se entiende que este despejará una falla para su ramal antes que lo haga el F1.

V.4.14 ALIMENTADOR A-TIXAN

Ubicación del reconectador: S/E

Icc máx. = 658 amperios (Figura 5-16)

Icc mín. = 652 amperios

Reconectador tipo R x 35

Máxima capacidad de interrupción: 2100 amperios

Operación 2 A - 2 C

Como no existe elementos de coordinación, la protección queda supe_uditada exclusivamente al reconectador.

V.4.15 ALIMENTADOR A-CAJABAMBA

En el punto de ubicación de los fusibles F1 y F2, las corrientes de falla máximas y mínimas son 563 amperios y 558 amperios respectivamente (Fig. 5-17 A).

Si siguiendo los pasos descritos en el acápite V.2.2, analizamos las curvas del reconectador y de los fusibles, encontrándose coordinación con fusibles tipo 25 T (Fig. 5-17 B), con este valor inclusive se brinda un porcentaje de sobrecarga en cada ramal de 34.21% para futuras conexiones de aumento de carga.

El F3 será 8 H al igual que el F4.

V.4.16 ALIMENTADOR COLIMBE

Este alimentador (Fig. 5-18) al momento se encuentra en construcción, con lo que la E.E.R.S.A., no ha previsto el tipo de reconectador a utilizarse, de todas maneras el coordinamiento a seguirse será el dado en los acápites anteriores.

CAPACIDAD DEL FUSIBLE PROTECTOR (Amp)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE DE RESPALDO (Amperios)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla para coordinación entre protector y respaldo (A)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

CUADRO 5.1 - A
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO "K"

CAPACIDAD DEL FUSIBLE PROTECTOR (A)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE DE RESPALDO													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla para coordinación entre protector y respaldo (A)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

CUADRO 5.1 - B

COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO "T"

CAPACIDAD DEL FUSIBLE PROTECTOR (A)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE DE RESPALDO (A)													
	8 K	10K	12 K	15 K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80 K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla para coordinación entre protector y respaldo (A)													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

CUADRO 5.1 - C
COORDINACION ENTRE FUSIBLE "H" - "K"

CAPACIDAD DEL FUSIBLE PROTECTOR (A)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE DE RESPALDO (A)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla para coordinación entre protector y respaldo (A)													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	300	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

CUADRO 5-1 D
COORDINACION ENTRE FUSIBLES "H" y "T"

CAPACIDAD DEL FUSIBLE PROTECTOR (A)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE DE RESPALDO (A)													
	8	10	15	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Máxima corriente de falla para coordinación entre protector y respaldo (A)													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

CUADRO 5, I-E
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO "N"

Fig. 5-4 - ALIMENTADORES A - I'

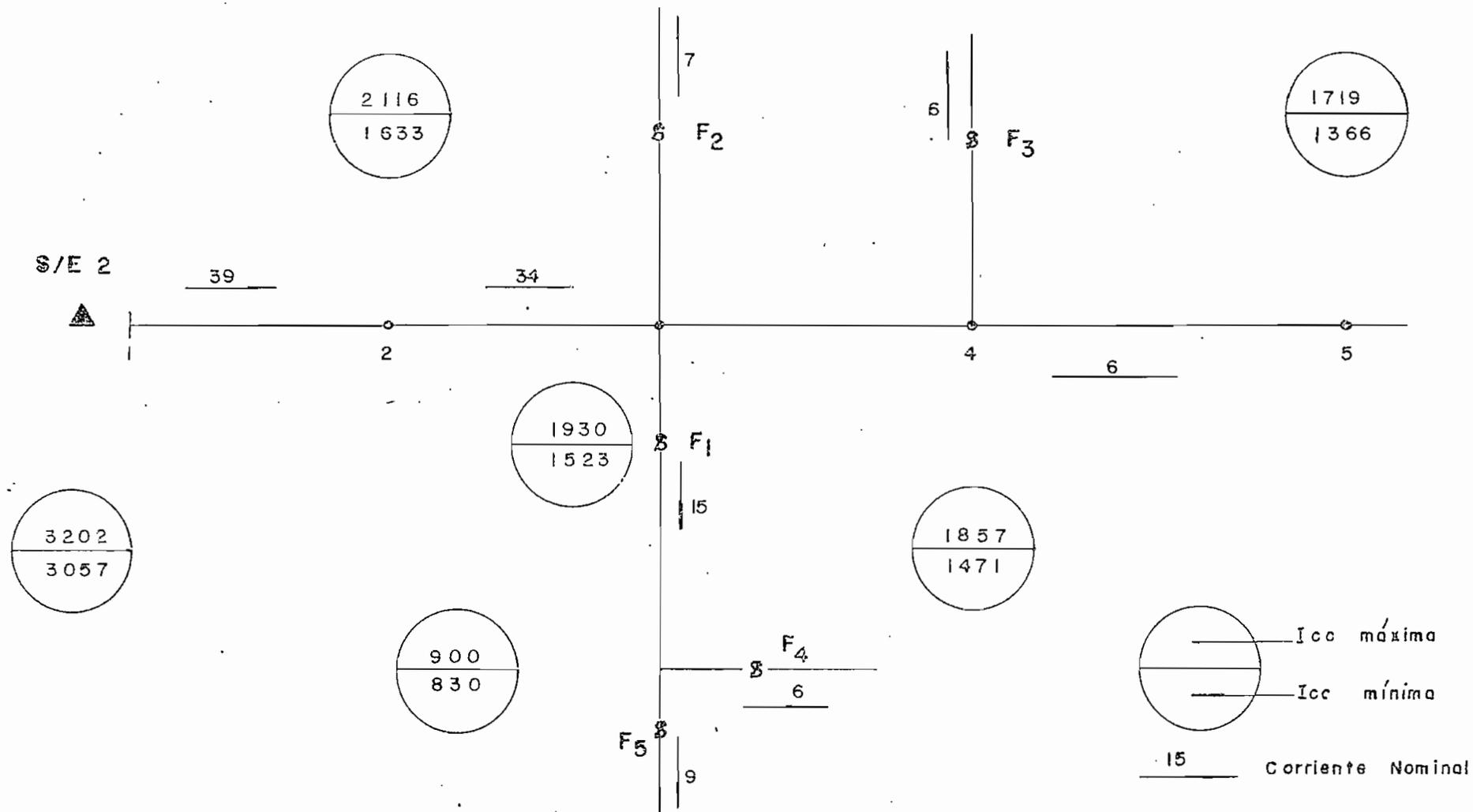
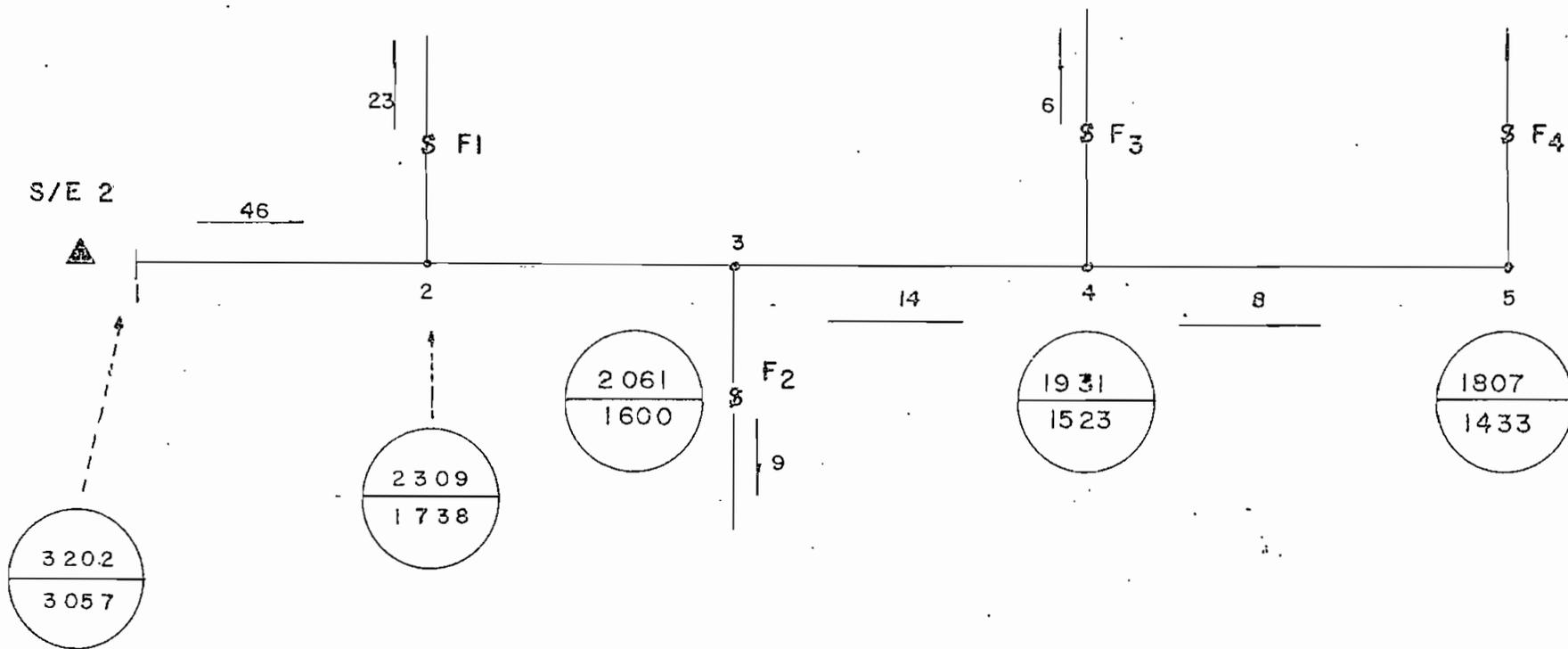
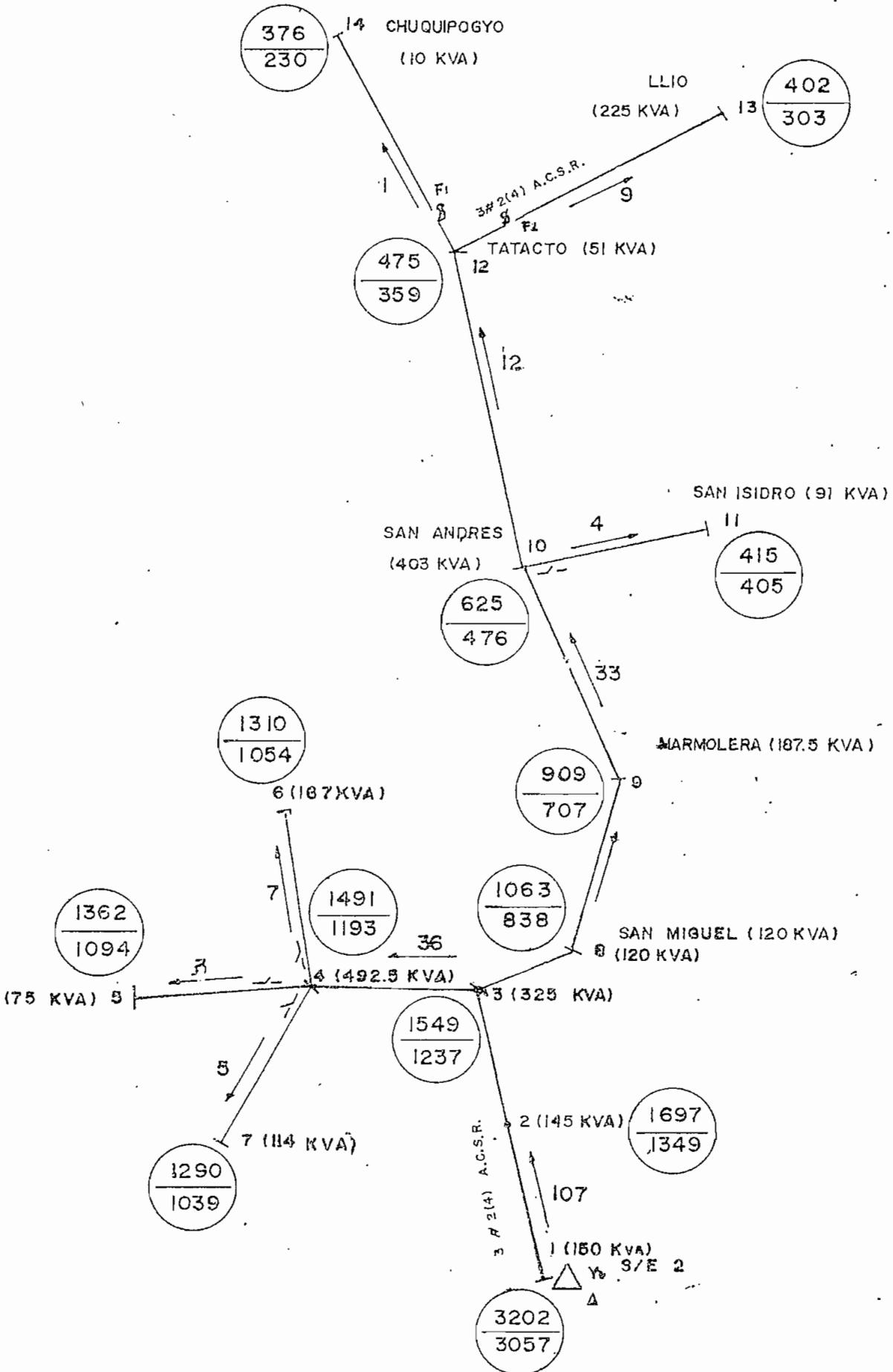


Fig. 5-5 .- ALIMENTADORES A - 2'



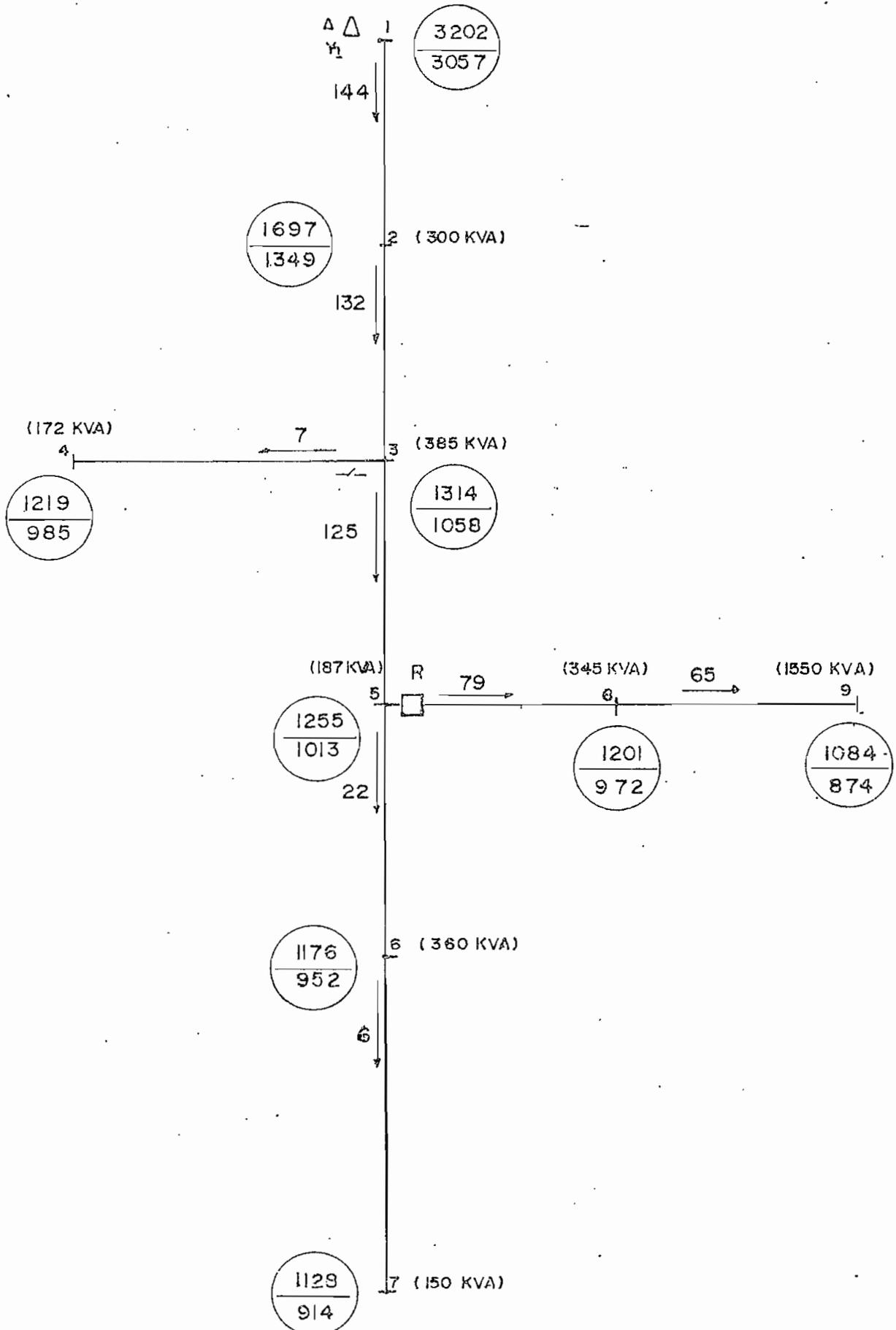
ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV

FIG 5-6. A-3 - SAN ANDRES - CHUQUIPOGYO



ALIMENTADOR PRIMARIO URBANO A 13.8 KV

FIG.5-7A - A-5¹ - PARQUE INDUSTRIAL



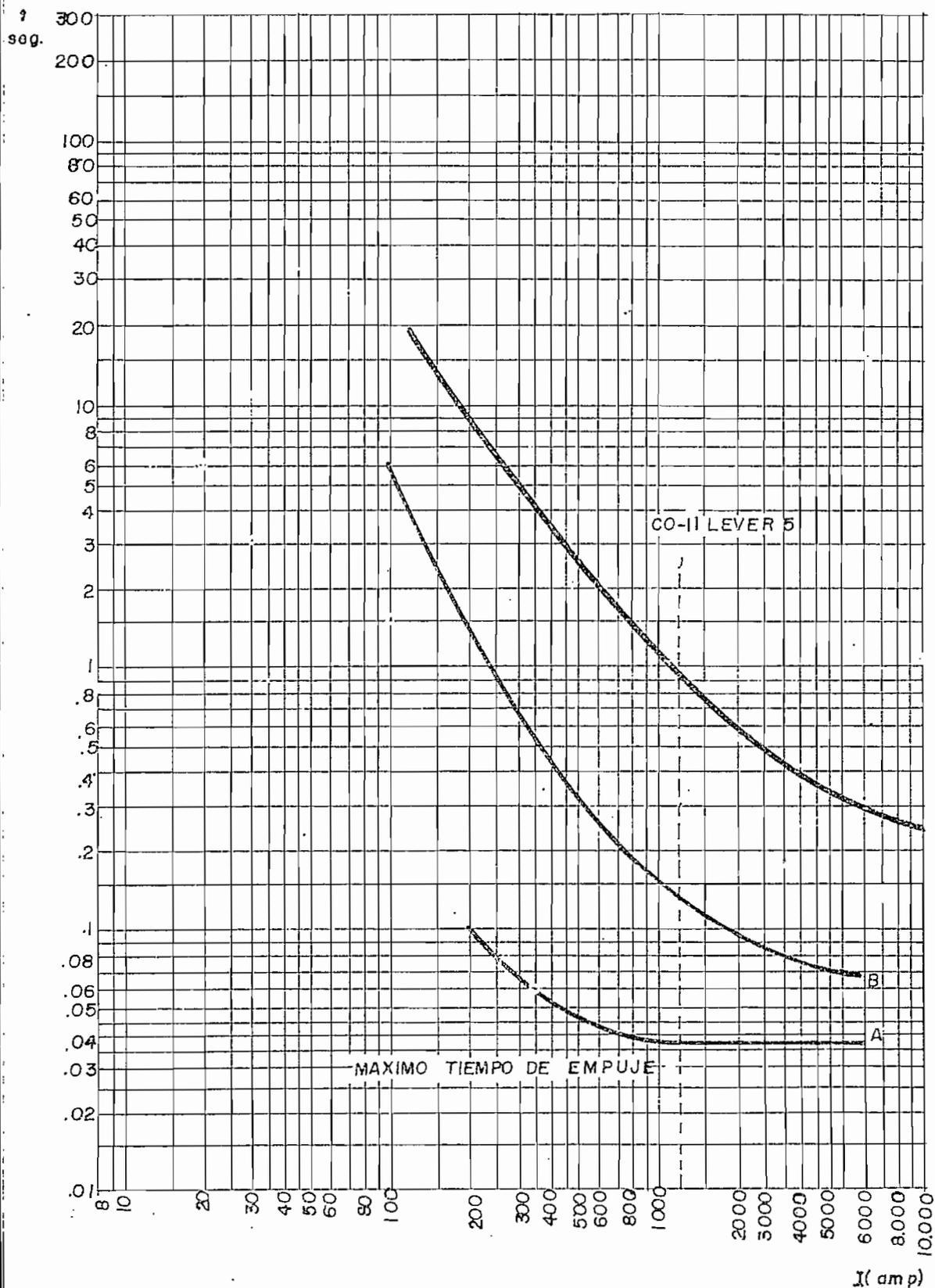


Fig. 5.7.B. - COORDINACION RELE- RECONECTADOR
(A - 5' P.I.)

ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13.8 KV

FIG 5-8.- ALIMENTADOR A LA CERAMICA

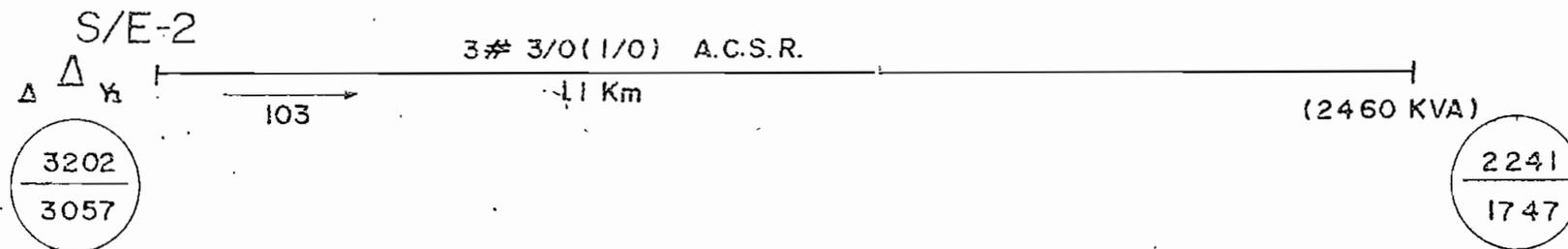
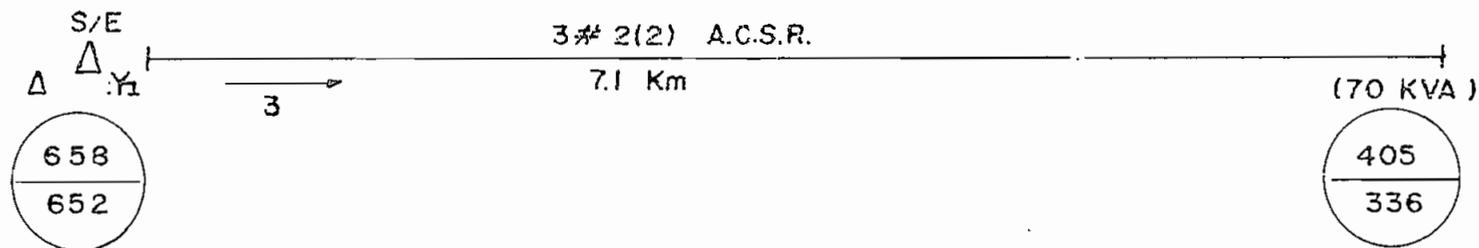
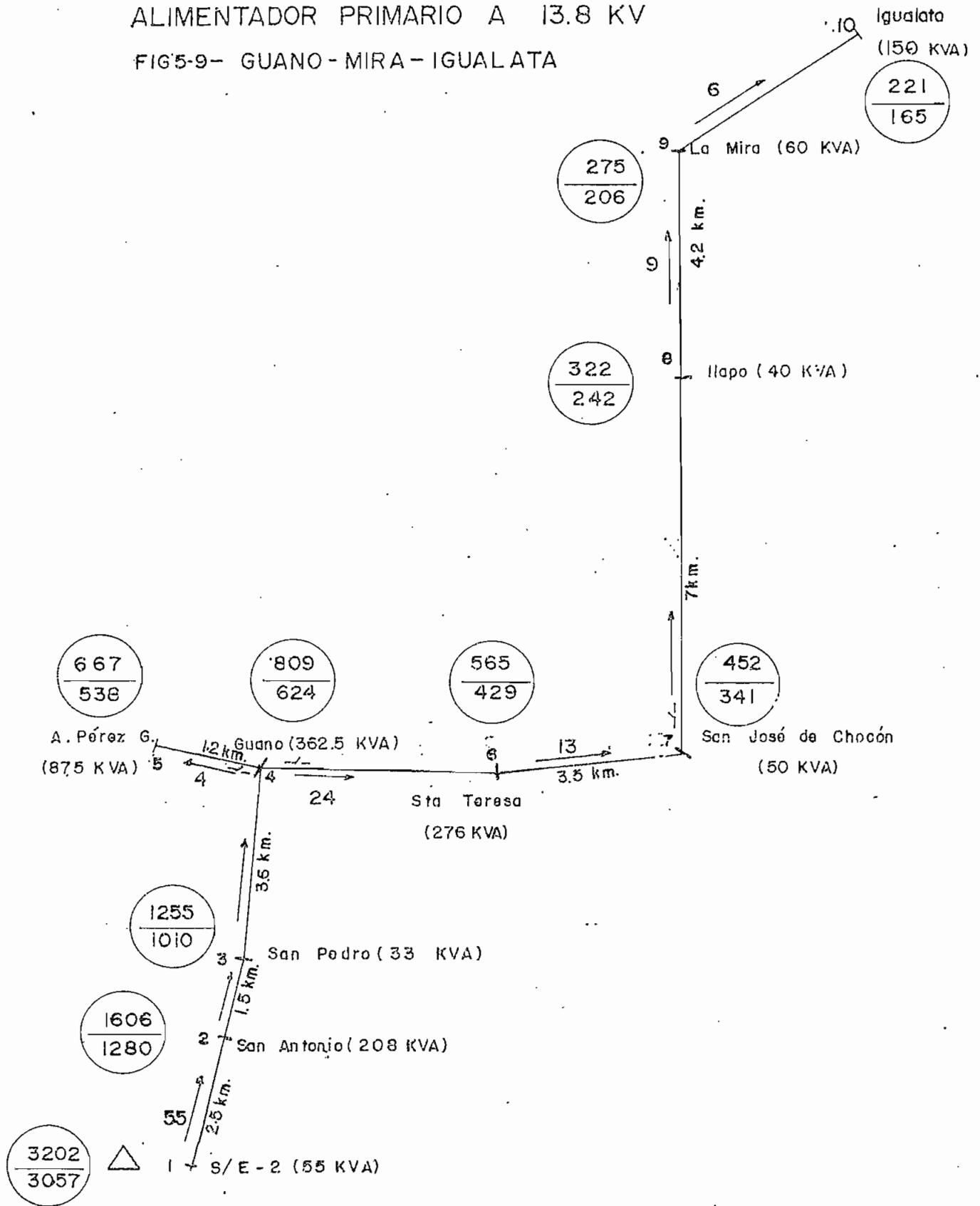


FIG. 5-18 - ALIMENTADOR S/E ALAUSI-TIXAN



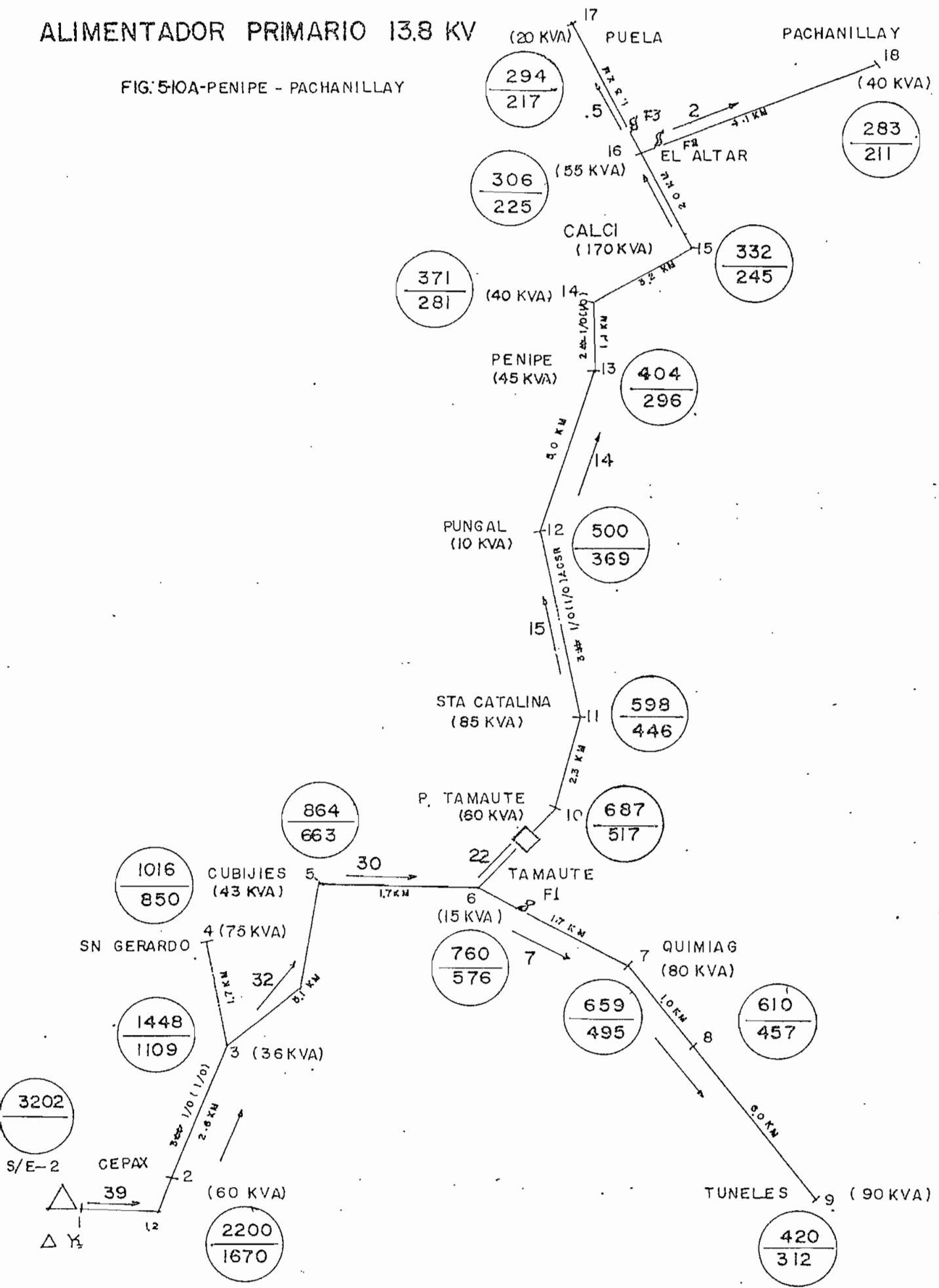
ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV

FIG 5-9- GUANO - MIRA - IGUALATA



ALIMENTADOR PRIMARIO 13.8 KV

FIG. 5-10A-PENIPE - PACHANILLAY



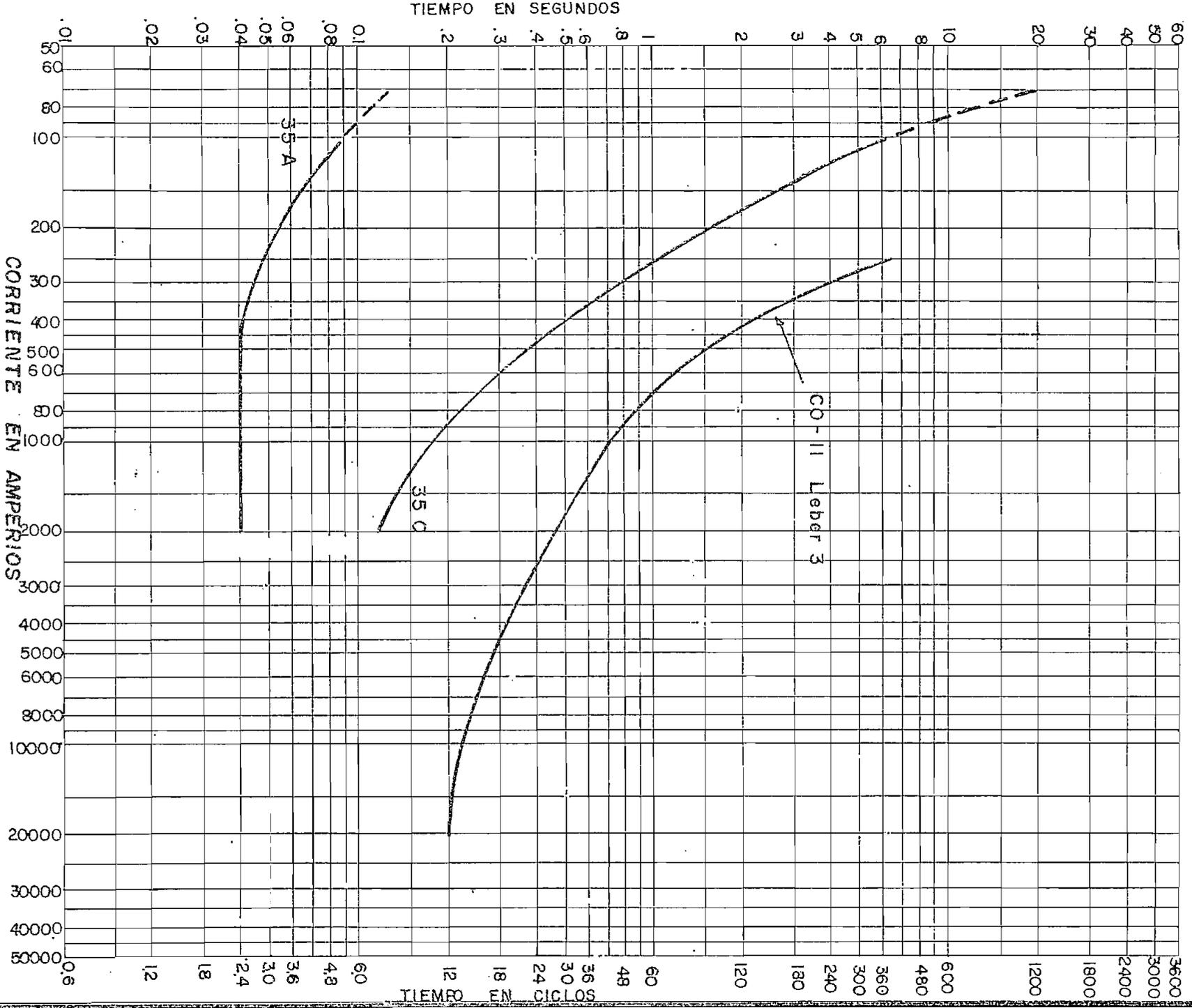
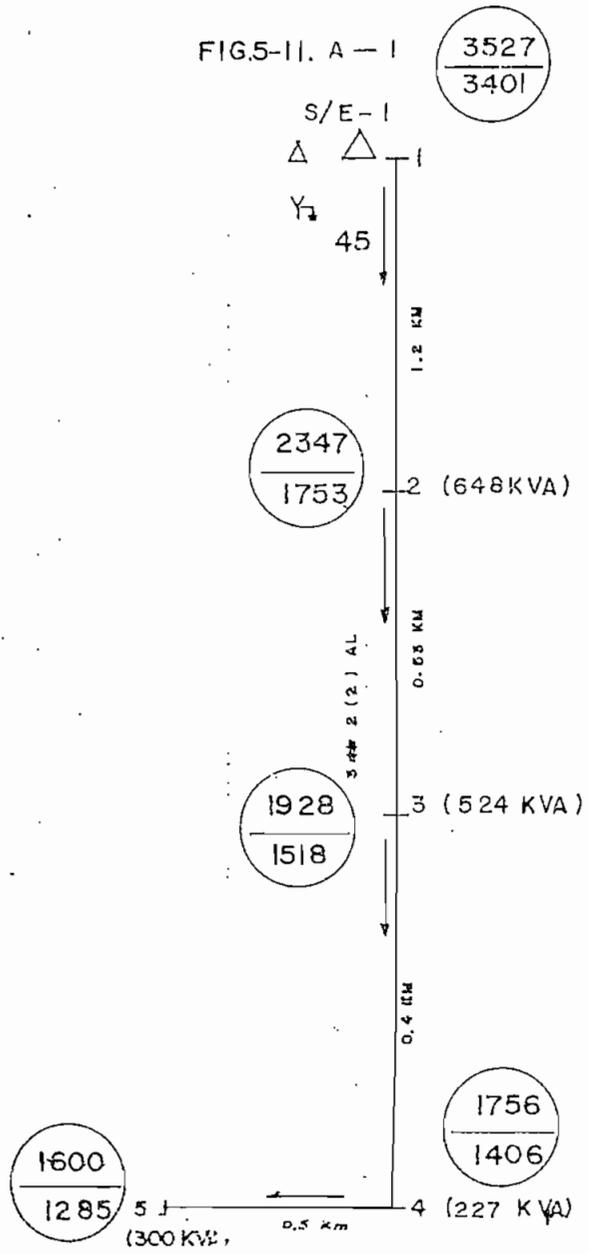
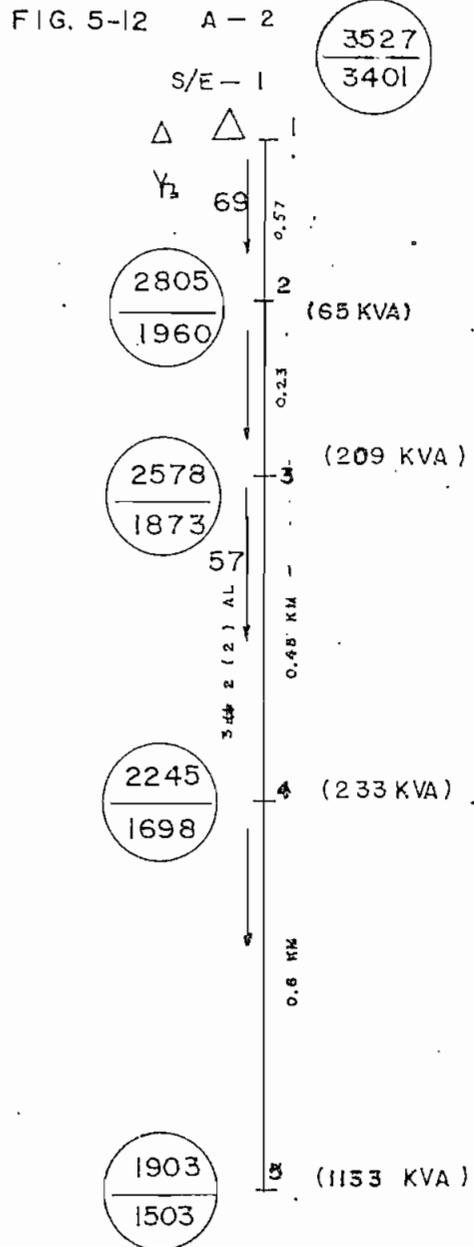
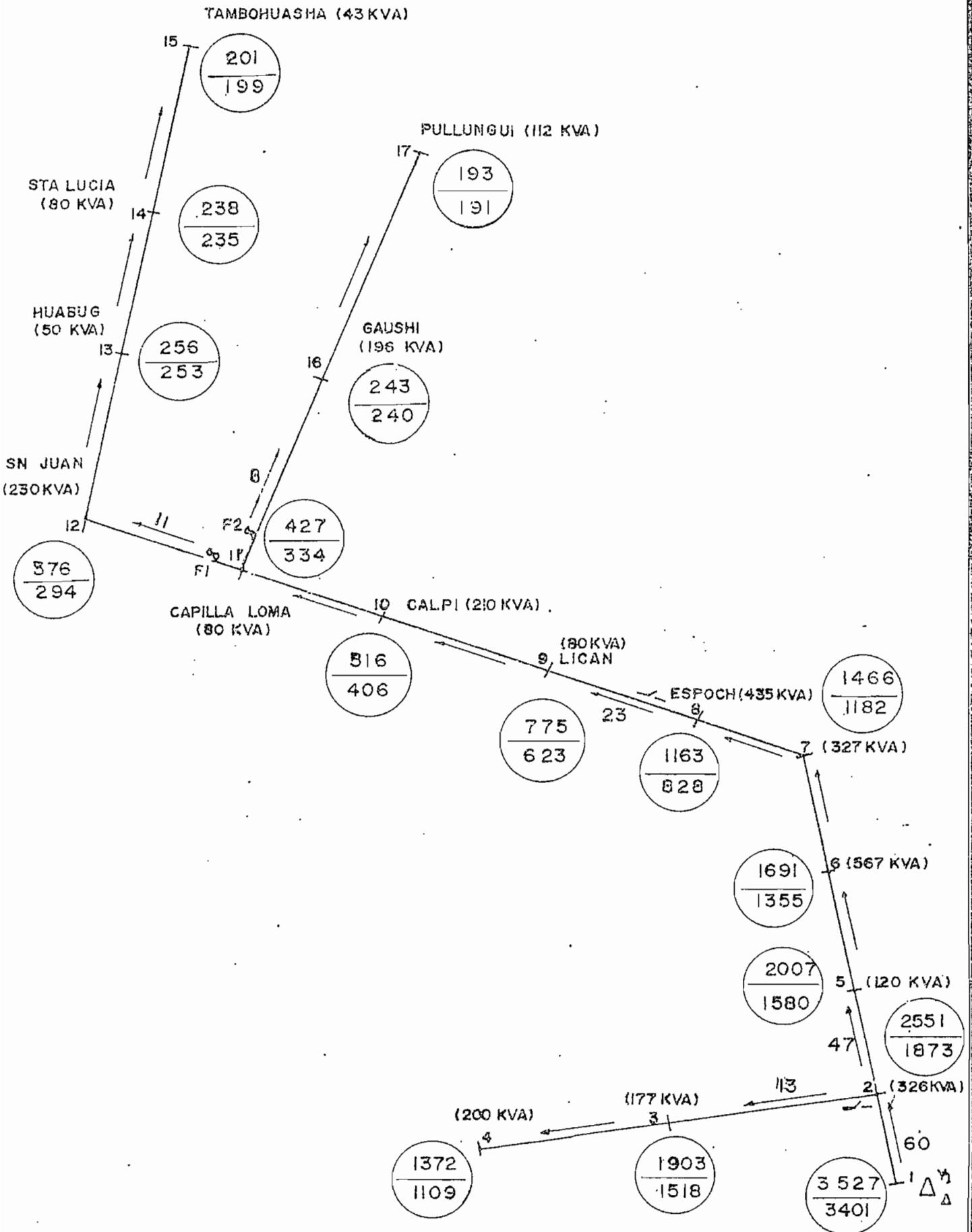


Fig 5-108-COORDINACION RELE-RECONECTADOR

ALIMENTADORES URBANOS A 138 KV.

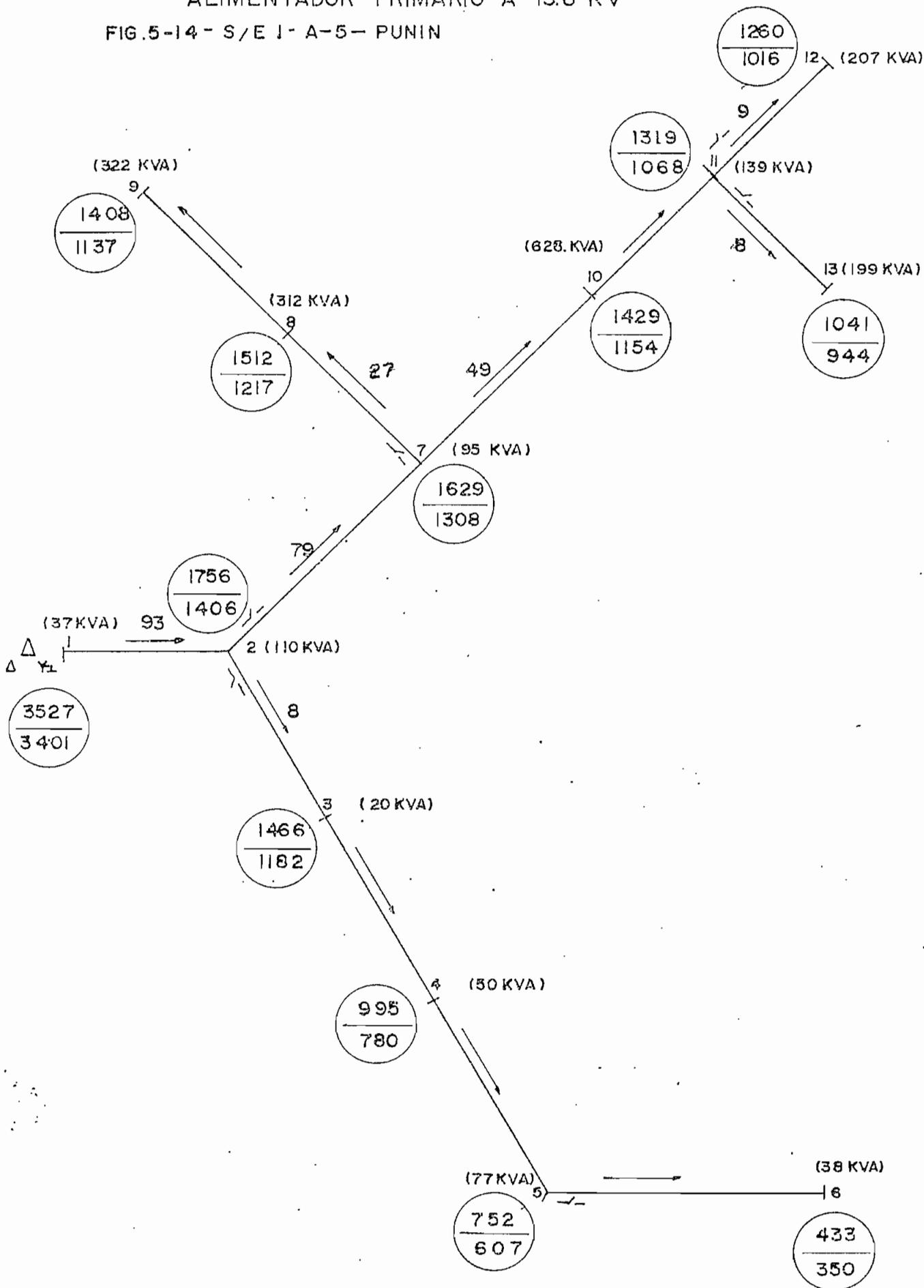


ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV
FIG.5-13.S/E-1 SAN JUAN - PULLUNGUI



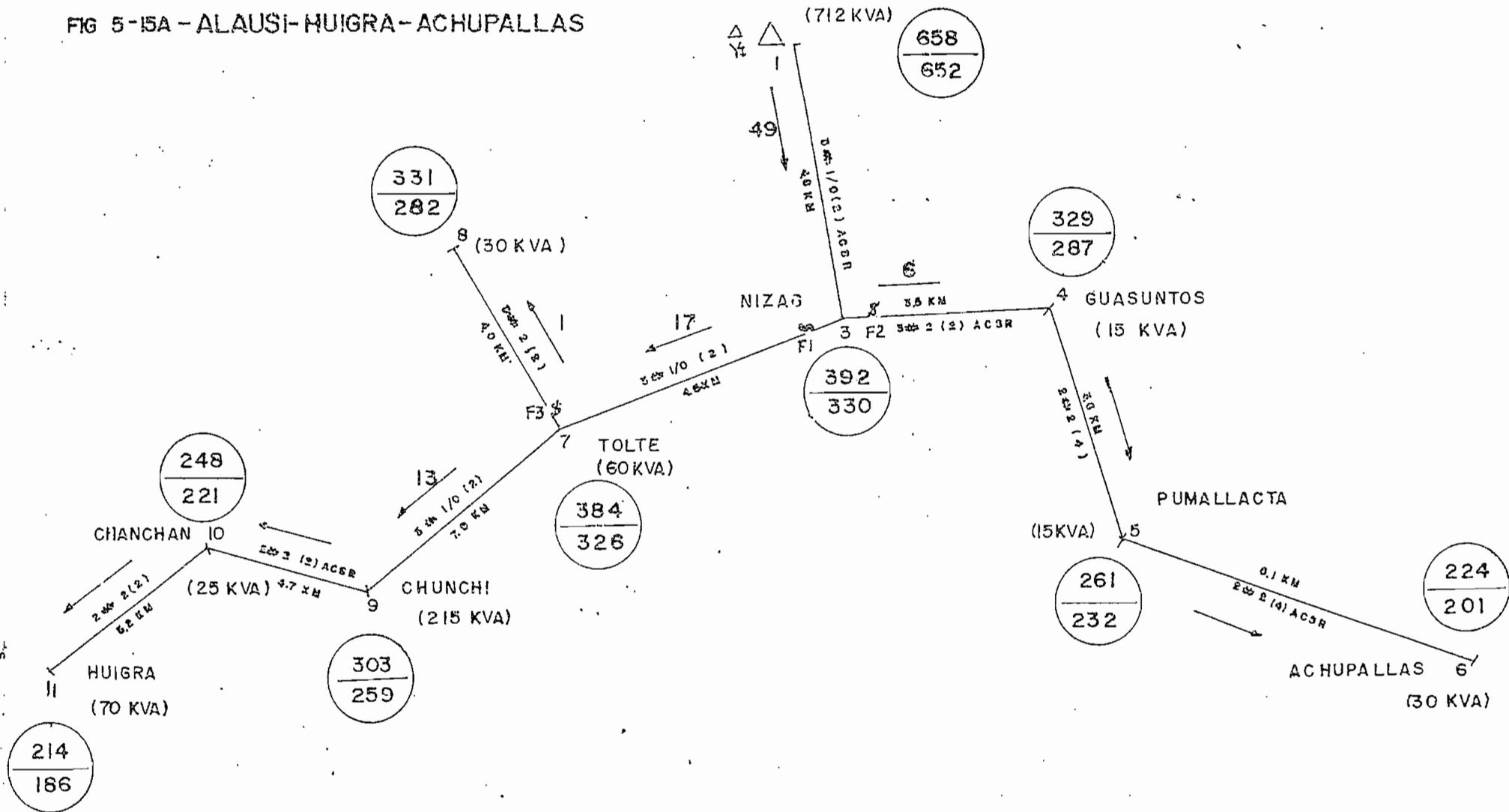
ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV

FIG. 5-14 - S/E J - A-5 - PUNIN



ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13.8 KV S/E-ALAUSSI

FIG 5-15A - ALAUSSI-HUIGRA-ACHUPALLAS



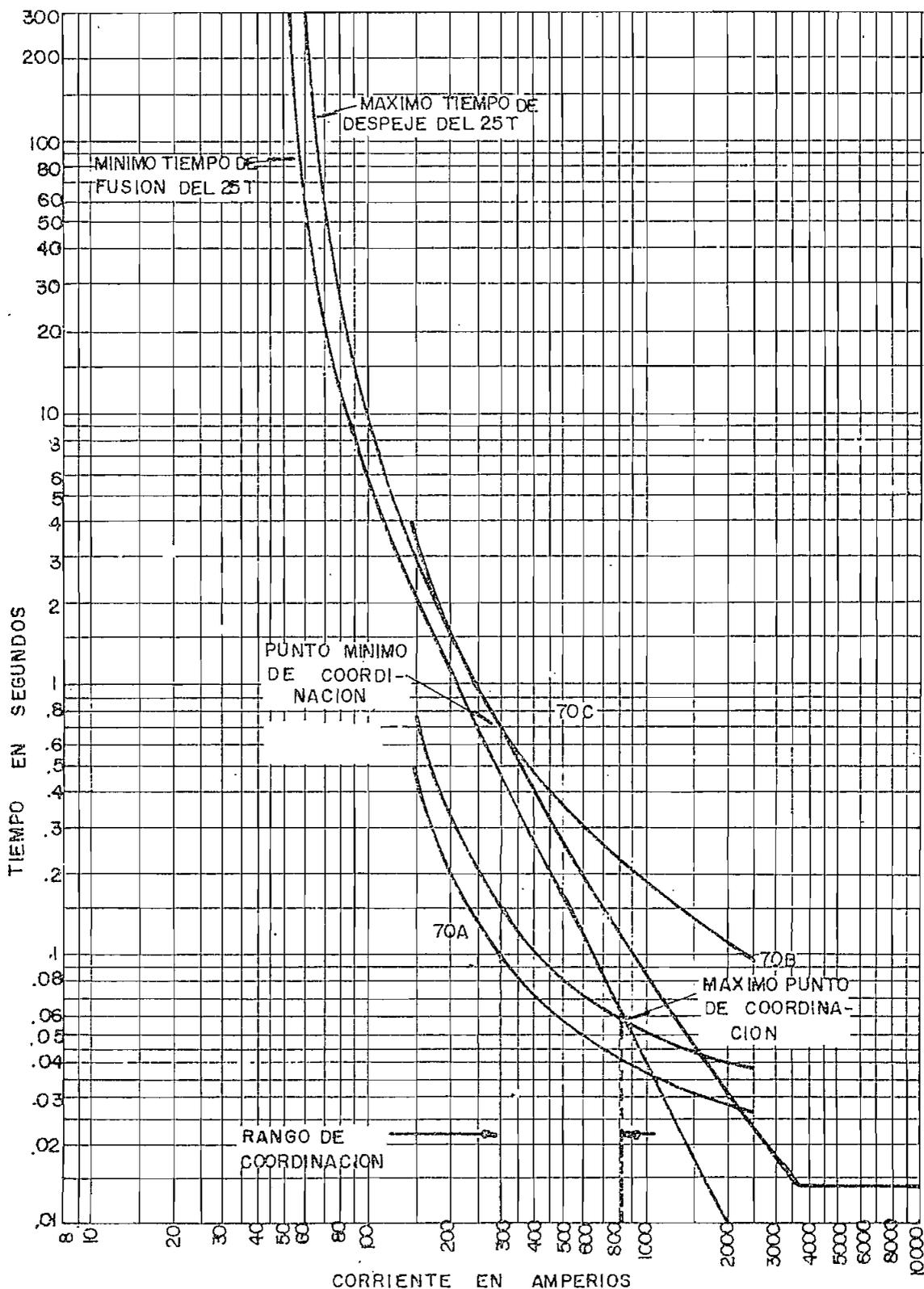
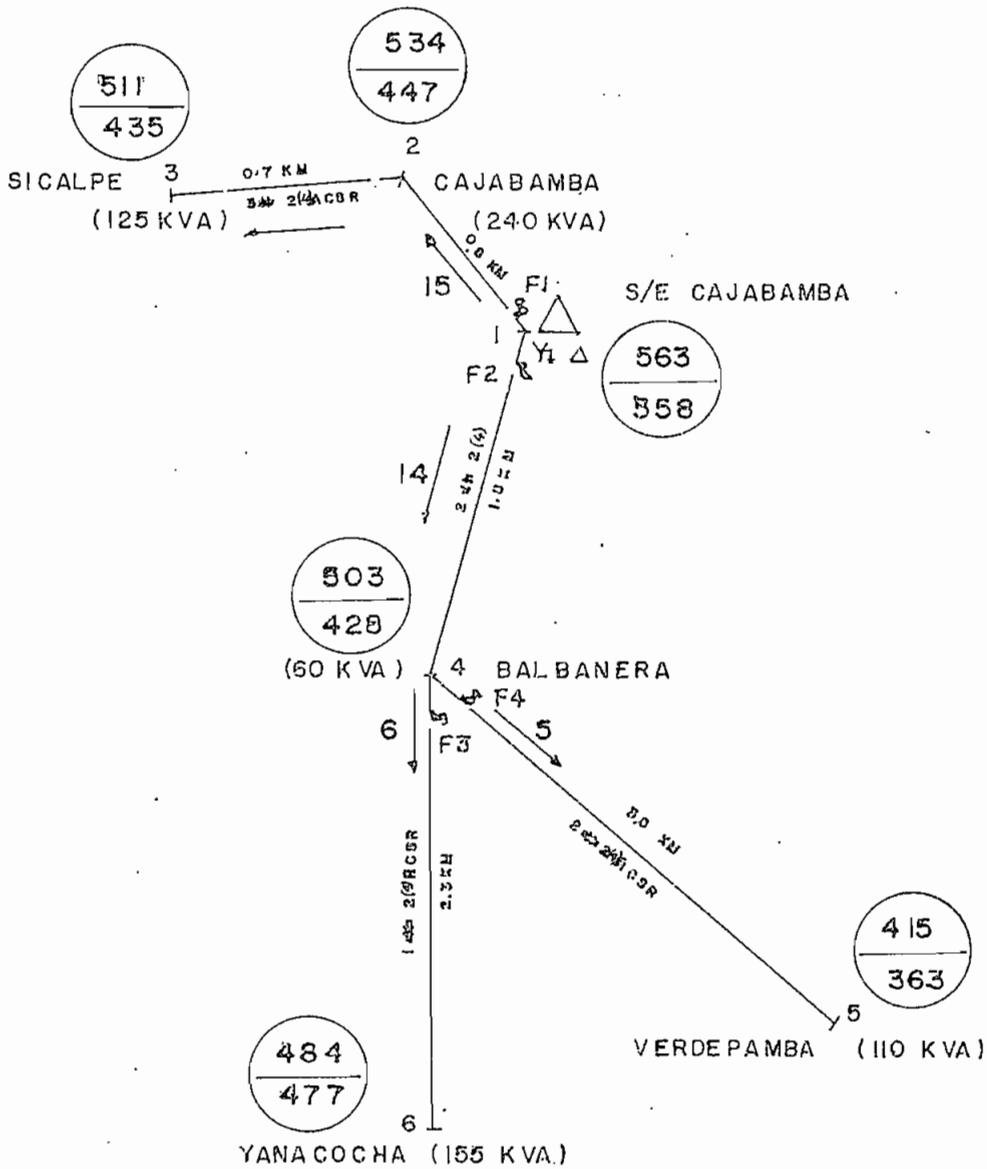


Figura 5-15 B-C COORDINACION RECLOSER - FUSIBLE ALIMENTADOR A - ACHUPALLAS

ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV

FIG 5-17.A S/E CAJABAMBA - VERDEPAMBA



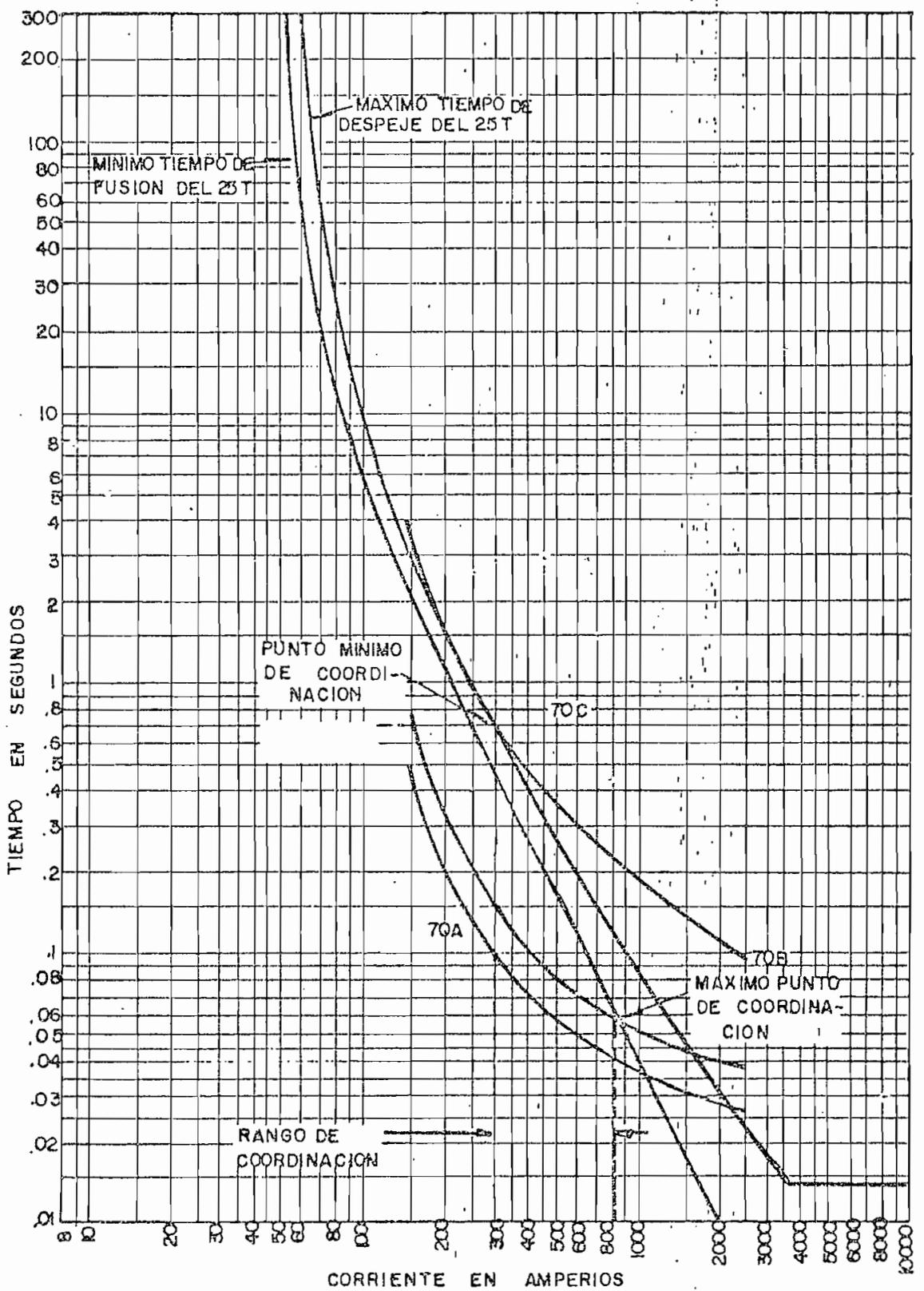
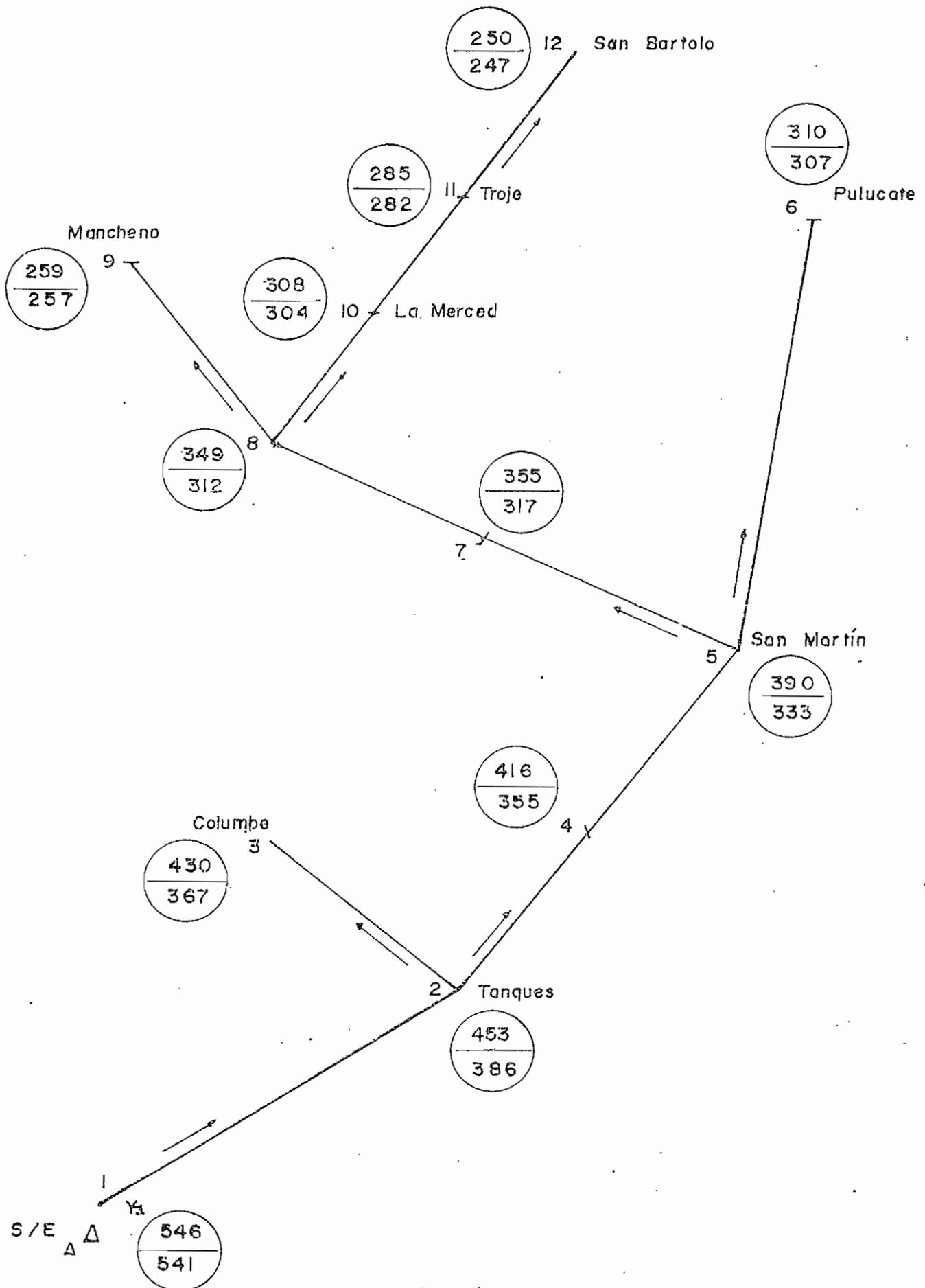


Figura 5.17B-C COORDINACION RECLOSER - FUSIBLE ALIMENTADOR A-CAJABAMBA

FIG. 5-18- S/E GUAMOTE - COLUMBE



CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y/O COMENTARIOS

Como conclusiones derivadas del presente estudio podemos mencionar las siguientes:

- Es prioritario que se concluyan los estudios sobre el proyecto Río Blanco, y que se realice su construcción, a fin de que la provincia pueda disponer de energía suficiente para suplir la creciente demanda del sistema eléctrico. Aún más, cuando las centrales Cordovez y Guadalupe deben dejar de funcionar por falta del caudal hídrico, desgaste de sus elementos y porque su funcionamiento acarrea problemas de mantenimiento y operación, que influyen en el costo del KW-h generado.
- En la central Alao, debe reubicarse el desarenador, instalándolo en las inmediaciones del canal abierto, a fin de evitar el arrastre de material ocasionado por los continuos deslaves. En esta forma se obtendrá óptimos resultados y se disminuirá el mantenimiento de emergencia de los grupos.
- La interconexión con el S.N.I. es ventajosa en cuanto se mantiene mayor seguridad y calidad del servicio; sin embargo deberá gestionarse ante INECEL la venta de energía en forma directa. Esto es sin intervención de la Empresa Eléctrica Ambato.
- Si E.E.R.S.A., no desarrolla fuentes propias de generación para los años venideros cercanos, deberá realizar un estudio de la capacidad de la línea de interconexión Riobamba-Ambato para una mayor transmisión de energía, exigiendo a su vez que se coloque un cambiador automático de Tap's en la S/E Oriente, con el objeto de regular la tensión en barras de 69 KV.

- Las ampliaciones de las S/E Guamote y Alausí deberán ser realizadas con urgencia para poder cubrir la demanda de esos sectores.
- Se deberá tener datos actualizados de las líneas de distribución, lo que facilitaría el dimensionamiento de equipos de protección a incorporarse en un futuro. Igualmente se debe realizar un balanceo de cargas en los alimentadores, pruebas más eficientes en los transformadores de distribución, cambio de circuitos de baja tensión, acometidas y medidores obsoletos y un control de los autoconsumos y alumbrado público para minimizar las pérdidas totales del sistema.
- Se recomienda uniformizar los niveles de tensión a nivel de 13.8 KV, con lo que se facilitaría la provisión de materiales y una mejor regulación de tensión.
- Con el objeto de amenorar las pérdidas, es conveniente cuantificar los valores mensuales de autoconsumos y alumbrado público por medio de equipos de medición y datos actualizados respectivamente.
- Se debe realizar un estudio de regulación de tensión a nivel de primarios, para llegar a niveles aceptables de caída de tensión.
- Es necesario que se verifiquen las capacidades de ruptura de los elementos de interrupción y seccionamiento, tomando en cuenta los niveles próximos de cortocircuito con la inclusión de la línea Paute-Riobamba.
- Se recomienda cambiar el rango de amperaje de las unidades instantáneas de los alimentadores de la S/E 2.
- Para una mejor protección de los alimentadores es recomendable que se tomen en cuenta los ajustes y calibraciones realizados.

- Dependiendo del aumento y proyección de la carga, será factible o no la inclusión de elementos intermedios en los alimentadores A-3' San Andrés, A-3 San Juan, A-5 Punín (2) y A-Alausí-Achupallas.
- En los casos que se ha optado por calibrar la unidad instantánea para protección de todo el alimentador, deberá instalarse en la troncal seccionadores de cuchillas con el objeto de realizar mantenimiento.
- En el alimentador A-1' se debe realizar pruebas en los transformadores de distribución para verificar sus capacidades nominales, ya que, éstos están trabajando con sobrecarga.
- En los alimentadores A-5' Parque Industrial y A-3' San Andrés-Chuquipogoyo, con el aumento de carga de años futuros, el calibre de los conductores de fase deberán ser estudiados para no sobrepasar los valores nominales de éstos.
- Para una correcta coordinación de la protección de los alimentadores, con la de la alimentación principal, debe seguirse el mismo método descrito en cada alimentador. El lever del relé de respaldo deberá tener una operación posterior al mayor lever de los alimentadores, en un tiempo de paso mínimo de 0.4 segundos.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... ALIMENTADOR A-1.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 1		13,8	2,13	3	2	Al	25	B	1	Brasil
							15 + 10	A-C	2(*)	Franc-León Borja
							25	C	1	Febres Cordero
							25	A	1	Ibarra y Febres Cordero
							25	C	1	Ibarra Uruguay
							37	C	1	Ibarra Uruguay
							75	A-B-C	1	Argentinos
							10	B	1	Argentinos
							37 + 25	A-B	1	Argent.-Bolivia
							45	A-B-C	1	Rocafuerte
							150	A-B-C	1	Rocafuerte
							37	A	1	Argentinos
							25	B	1	J. Montalvo
							37.5	C	1	Parq. 12 Abril
							25	A	1	" " "
							75	A-B-C	1	Argent.-Uruguay
							10	B	1	Argentinos
							37 + 25	A-B	2(*)	Ibarra-Argentina
							75	A-B-C	1	Brasil-Ira. Const.
							25 + 10	B-C	2(*)	Ira Const-Ibarra
25	A	1	Francia y Ira Const.							
100	A-B-C	1	Gasolinera							

2(*) Banco

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... ALIMENTADOR . . A-1.....

UBICACION:		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 1		13.8	2.2	3	2(4)	AL	50	A-B-C	1	Rocafuerte
							37	A	1	Pichu-Carandelet
							37 + 25	A-B	2(*)	Carand.Carabobo
							25	A	1	Vargas-11 Nov.
							37	A	1	Carandelet
							25	A	1	Carand.-Bolivia
							25 + 10	A-B	2(*)	Esmeral.-J.
							37	B	1	Esmeraldas
							37.5	B	1	Esmerald-Pichincha
							25 + 15	A-C	2(*)	Esmeral-Carabobo
							15 + 15	A-B	2(*)	Rocaf. y Colombia
							45	A-B-C	1	Chile-Rocafuerte
							50	A-B-C	1	" "
							25 + 25	B-C	2(*)	Chile-Pichincha
							37 + 25	B-C	2(*)	Chile-Carabobo
							37	B	1	Chile-Lavalle
							37	A	1	Chile
							37	B	1	Chile-Francia
							37.5	A	1	Chile- Uruguay
							75	A-B-C	1	Hosp. Seguro
150	A-B-C	2	" "							
37	C	1	Olmedo-Francia							
100	A-B-C	1	Lavalle							
15	B	1	Lavalle							
100	A-B-C	1	Olmedo-Carabobo							
25 + 25	A-B	2(*)	Pichincha-Olmedo							
50	A-B-C	1	Pichincha							
100	A-B-C	1	Pichincha-Guayaquil							
50	A-B-C	1	Unid. Nacional							

2(*) Banco

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... A-2.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 1.		13.8	1.9	3	2	AL	15	A	1	24 de Mayo
							25	A	2	Colón
							37	C	1	España
							25	C	1	Boyacá
							37	C	1	"
							15 + 25	A B	2(*)	Colombia
							45	A B C	1	"
							25	B	1	Col. y 5 de Junio
							25	B	1	España
							25	A	1	"
							45	A B C	1	Villaroel
							37.5	A	1	5 de Junio
							100	A B C	1	G.G. Moreno
							90	A B C	1	E.R.S.A.
							(**)	A B C	1	G. Moreno
							100	A B C	1	Pichincha
							75	A B C	1	"
							30	A B C	1	Pichincha
							150	A B C	1	Coliseo
							10 + 5	A C	2(*)	Veloz
100	A B C	1	"							
25 + 37.5	B C	2(*)	Juan Montalvo							
100	A B C	1	Lavalle							
100	A B C	2	España							
45	A B C	1	Larrea							
100	A B C	1	Colón							

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:.....A-2'

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	USICADO EN:
S/E 2		13.8	1.9	3	2(2)	AL	15	B	1	Complejo
							25	B	1	" "
							60	A B C	1	" "
							25	B	2	J. Montalvo
							37	A	1	F. Cordero
							15	B	1	F. Cordero
							25	B	1	J. Mont.-F. Cordero
							25 + 25	A C	2(*)	J. Montalvo
							37 + 25	A C	2(*)	J. Montalvo
							25	C	1	México
							25	B	1	Racf-F. Cordero
							37	B	1	Rocf-N. York
							15 + 5	A C	2(*)	Rocafuerte
							25	C	1	México-Pichincha
							5	B	1	Salida Baños
							25	C	1	Intermedio
							25	B	1	"
							15	B	1	"
							15	A	1	Espejo
							10	A	1	"
960 (1)	A B C	1	Fca. Prado							
25	C	1	Espejo-N. York							
15	C	1	N.Y-Colón							
10 + 10	B C	2(*)	N.Y.-España							
25	A	1	G.Moreno-F. Cordero							
37 + 25	B C	2(*)	Ayacucho							
37	B	1	"							
30	A B C	1	"							

(1) No está conectado

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-2'

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV.	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
							25 + 25	A C	2(*)	G. Moreno-Junín
							25	C	2	Argentina
							25 + 25	A C	2(*)	"
							30	A B C	1	"
							37 + 15	A C	2(*)	G. Moreno-Argentina

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-3 San Juan-Pullunguí.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO, EN:
S/E 1		13.8	3.1	3	2	AL	10	1-A	1	9 de Octubre
							37	1-A	1	9 de Octubre
							50	A-B-C	1	Colegio E. Chir.
							25	B	1	Colegio E Chir.
							10	C	1	9 de Octubre
							37	A	1	Coop. Sta. Rosa
							10 + 37	B-C	2(*)	Coop. Sta. Rosa
							25	C	1	Coop. Sta. Rosa
							10	A	1	Camino Yaruquí
							15	A	1	Primavera
							37	C	1	Primavera
							15 + 25	B-C	2(*)	Primavera
							25	B	1	Primavera
							25	A	1	Primavera
							45	A-B-C	1	9 de Octubre
							25	B	1	9 de Octubre
							25	C	1	9 de Octubre
							10	C	1	Intermedio
							25	C	1	Fundación Niño
							15	C	1	9 de Octubre
10	B	1	Intermedio							
10	C	1	Duchicela							
75	A-B-C	1	Fábrica Ford							
75	A-B-C	1	Pilas							
15	A	1	Av. C. Zambrano							
15 + 1-	A-B	2(*)	Unidad Nacional							
100	A-B-C	1	Talleres FF.CC.							
15	C	2	Hda. Macaji							
75	A-B-C	1	Unidad Nacional							

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... A-3 SAN JUAN-PULLUNGUI

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
La Primavera	Yaruquí	13.8	3.2	3	2	ACSR	37 + 25	A-C	2(*)	Unidad Nacional
							10	B	1	Unidad Nacional
							25 + 10	A-B	2(*)	Unidad Nacional
							45	A-B-C	1	Unidad Nacional
							15	B	1	Calicuchima
							37	A	1	Calicuchima
							10 + 15	A-C	2(*)	Rey Cacha
							15	A	1	Calle 44
							25	A	1	Calle 44 y 43
							10	B	1	Calle 45
							15	B	1	Calle 45
							5	C	1	Av. Prensa
							5	B	1	Av. Prensa
							25	B	1	Av. Prensa
							25	C	1	Av. Prensa
							10	1	1	Camino Yaruquí
							45	3	1	Camino Yaruquí
							25	1	1	Camino Yaruquí
							10	1	1	Camino Yaruquí
							Yaruquíes	San Vicente	13.8	1.1
15	1	4	Yaruquíes							
10	1	1	Yaruquíes							
25	1	1	San Vicente							
10	1	1	Guallabí							
5	1	1	Guallabí							
25	1	2	Batán							
15	1	1	San Antonio							
5	1	1	Cacha							

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-3 SAN JUAN-PULLUNGUI

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Cincumbalación	Int. G. Loza	13.8	1.1	3	2	ACSR	65	1	1	G. Loza
Int. G. Loza	Espóch	13.8	1.0	3	2	ACSR	150	3	1	Espoch
							75	3	3	Espoch
							45	1	3	ESpoch.
							15	1	1	Espoch
Espoch	Licán Centro	13.8	1.2	2	4	ACSR	10	1	1	Licán Centro
Licán Centro	Licán 24 de Mayo	13.8	1.0	2	4	ACSR	10	1	1	Licán 24 de Mayo
Licán 24 de Mayo	Int. Hda. Armenia	13.8	0.7	2	4	ACSR	15	1	1	Licán Derecha
							10	1	1	Hda. Armenia
Int. Hda. Armen.	Licán	13'8	1'0	2	4	ACSR	10	1	1	Licán
							5	1	2	Licán
							1.5	1	1	Licán
Licán	Licán Derecha 2	13'8	1.0	1	4	ACSR	10	1	2	Licán Derecha 2
Licán	Calpi	13.8	5.0	2	2	ACSR	10	1	7	Calpi
							5	1	1	Calpi
							10	1	3	Calpi
Calpi	Gatazo Chico	13.8	3.1	1	4	ACSR	25	1	1	San Juan Chico
Gatazo Chico	Gatazo Zambrano	13.8	1.8	1	4	ACSR	25	1	2	Gatazo Zambrano
Calpi	Int. Capilla Loma	13.8	3.1	2	2	ACSR	15	1	1	Capilla Loma
							10	1	1	Capilla Loma
Capilla Loma		13.8	4.1	1	2	ACSR	25	1		San Francisco
							25	1	2	San Vicente
							15	1	1	
							15	1	3	Palacio Real
	Pullunguí	13.8	3.9	1	2	ACSR	15	1	2	La Moya
							10	1	3	
							25	1	2	Pullunguí
Int. Capilla Lom	San Juan	13.8	2.0	2	2	ACSR	10		1	

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-3 SAN JUAN-PULLUNGUI

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES								
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:					
San Juan	Pisicaz	13.8	1.2	1	2	ACSR	15	1	4	San Juan					
							10	1	7	San Juan					
							5	1	1	San Juan					
							25	1	1	San Juan					
							10	1	1	Sr. Velasco					
							15	1	2	Pisicaz					
							10	1	1	Pisicaz					
							5	1	1						
							13.8	0.8	1	2	ACSR	5	1	1	
							13.8	1.1	1	4	ACSR	10	1	3	Rumipamba
Santa Lucía	Santa Lucía	13.8	1.5	1	2	ACSR	13.8	1	1	Santa Lucía					
							13.8	4.2	1	2	ACSR	10	1	1	Delicia
							10	1	3						
							10	1	1						
							3	1	1						

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-3' SAN ANDRES

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 2	Circumbalación	13.8	3.95	3	2(2)	AT,	150	A-B-C	1	Col. Maldonado
							10	B	6	Av. Prensa
							10	A	1	Av. Prensa
							25	B	3	Ciudadela
							25	C	1	Av. Prensa
							37.5	C	1	
							25 + 10	A-C	2(*)	Av. Prensa
							100	A-B-C	1	Av. Prensa
							112.5	A-B-C	1	Col. Riobamba
							15	B	1	Veloz
							10 + 15	A-C	2(*)	Epliacachima
							25 + 10	A-B	2(*)	Calle 44
							10 + 10	B-C	2(*)	Calle 44
							5	B	1	Calle 44
							37.5	B	3	Los Pinos
							37	B	2	Los Pinos
							25	B	1	Cerámica
							100	A-B-C	1	Cerámica
							960	A-B-C	1	Cerámica
							1000	A-B-C	1	Cerámica
25 + 10	A-B	2(*)	Veloz							
10	C	1	Los Pinos							
25	C	2	Veloz							
100	A-B-C	1	Carlos Zambrano							
10 + 5	A-B	2(*)	Veloz							
15	B	1	Los Pinos							
37	A	1	Los Pinos							
(**)	A-B-C	1	Calicuchima							

(**) Sin Placa

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... A-3' SAN ANDRES

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV.	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Circumbalación	Int. S. Miguel Tapi	13.8	3.0	3	2	ACSR	25	B	1	M. E. Flor
							60	A-B-C	1	Duchicela
							75	A-B-C	1	Duchicela
							25	B	1	Duchicela
							50	A-B-C	1	Duchicela
							15	1	1	Saboyá
							10	1	1	Radio Riobamba
							5	1	1	Sr. Merino
							5	1	1	Sr. Hidalgo
							3	1	1	San José de Tapi
Int. S. Miguel Tapi	S. Miguel Tapi Oeste	13.8	1.6	1	4	ACSR	5	1	3	S. Miguel Tapi
							5	1	2	S. Miguel Tapi Oeste
							10	1	1	Sr. Silva
Int. S. Miguel Tapi	Int. Ing. Arcos	13.8	1.8	3	2	ACSR	5	1	1	Sr. Alzamora
							5	1	1	Sr. Tapia
							5	1	1	Sr. Valencia
Int. Ing. Arcos	Ing. Arcos	13.8	1.2	3	4	ACSR	75	3	1	Ing. Arcos
							Int. Ing. Arcos	La Marmolera	13.8	1.6
25 + 15	2	2(*)	Sr. Gallegos							
5	1	1	Intermedio							
Marmolera	Deriv. Balzayán	13.8	4	1	4	ACSR	100	3	1	Marmolera
							---	-	-	-----
Deriv. Balzayán	Balzayán	13.8	2.9	1	4	ACSR	25	1	1	San Miguel
							10	1	2	San Miguel
							5	1	1	San Miguel
							3	1	1	San Miguel
							10	1	3	Balzayán
5	1	2	Balzayán							

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-3' SAN ANDRES

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Deriv. Balzayán	San Andrés	13.8	0.6	3	2	ACSR	25	1	2	San Andrés
							15	1	3	San Andrés
							10	1	4	San Andrés
							5	1	3	San Andrés
San Andrés	Uchanchi	13.8	2.8	1	4	ACSR	10	1	2	Uchanchi
							10	1	2	Sigsipamba
							10	1	1	Miraflores
							5	1	2	Miraflores
San Andrés	San Isidro	13.8	1.7	1	4	ACSR	3	1	1	Sr. Layedra
San Isidro	San Rafael	13.8	1.4	1	4	ACSR	25	1	1	San Isidro
							15	1	1	San Rafael
San Isidro	Delicia	13.8	1.8	1	4	ACSR	10	1	1	San Rafael
							5	1	2	Delicia
							10	1	1	San Francisco
San Isidro	Ingos	13.8	1.9	1	4	ACSR	3	1	1	San Francisco
							10	1	1	Ingos
							5	1	1	Ingos
San Andrés	Int. Josefina	13.8	1.2	3	2	ACSR				
Int. Josefina	Hda. Josefina	13.8	1.5		4	ACSR	10	1	1	Josefina
							15	1	1	Sr. H. Merino
Int. Josefina		13.8	3.5	3	2	ACSR	5	1	1	Dr. Costales
							5	1	1	Llio
							75	3	3	Llio
							10	1	1	Tatacto
Tatacto	Pulug	13.8	1.7	7	4	ACSR	5	1	4	Tatacto
							3	1	1	Tatacto
							4	1	1	Pulug
Tatacto	Chuquipagya	13.8	3.8	1	2	ACSR	3	1	1	Pulug
							5	1	2	Chuquipagya

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... A-4

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 1	Circunvalac	4.16	2.16	3	266 (1/0)		15	A	1	Tarqui
							20	C	1	Tarqui
							75	A-B-C	1	Hospital
							15	B	1	Tarqui
							25	B	1	Tarqui
							10 + 10	A-C	2(*)	10 Agosto
							37.5	C	1	" " "
							(**)	C	1	Colón
							30	A-B-C	1	1- de Agosto
							37.5	C	2	España
							(**)	A-B	2(*)	10 de Agosto
							25	C	1	" " "
							37.5 + 25	B-C	2(*)	" " "
							75	A-B-C	1	Molino
							37.5 + 37.5	A-B	2(*)	Chiriboga
							37.5 + 10	A-C	2(*)	10 de Agosto
							15	A	1	Parque Dolorosa
							15 + 15	A-B	1	Policía
							10	A	1	Inglesia
							5	C	1	10 de Agosto
25	C	1	Tarqui							
45	A-B-C	1	Velo 2-Tarqui							
25	C	1	Velo 2							
(**)	A-B-C	2	Velo 2							
15	A	1	Tarqui							
(**)	A-B-C	1	Ayacucho							
10	C	1	Tarqui							
30	A-B-C	1	Tarqui							

2(*) Banco de dos transformadores monofásicos (**) sin placa

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... A-4

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
							37.5	C	1	Tarqui-N.Yor
							75	A-B-C	1	Tarqui-Buenos Aires
							25	B	1	Tarqui
							(**)	A	1	Cordovez
							10	A	1	Cordovez
							25	A	1	Cordovez
							10	(B)	1	M. de Jesús

2(*) Banco de dos transformadores monofásicos

(**) sin placa

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR.....A-5.- Punín (2).....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASIS CONECTAD.	CANTIDAD	UDICADO EN:
S/E 1	Interc. B. Luis	13.8	1.4	3	2	ACSR	37	A	1	Sta. Faz
							75	A-B-C	1	9 de Octubre
							5	B	1	Puruhá-Chile
							25+25+25	A-B-C	3(*)	Chile
							175	A-B-C	1	Hospital
							75	A-B-C	1	Hospital
							37.5	B	1	Loja-Chile
							25	C	1	Chile-Morona
							50	A-B-C	1	Chile-Benalcázar
							37	A	1	Chile-Tarqui
							37.5	B	1	Benalcázar-Olmedo
							25	B	1	Olmedo
							75	A-B-C	1	Morona-Guayaquil
							10	C	1	Morona
							25	A	1	Olmedo-Loja
							37	C	1	Ciudadela
							25	C	1	Ciudadela
							15	B	1	Puruhá
							5	C	1	"
							37.5	B	1	"
150	A-B-C	1	Veloz-Puruhá							
37	A	1	Veloz							
10 + 37	A-B	2(*)	Veloz							
10 + 37	A-C	2(*)	Veloz-Alvarado							
25 + 25	B-C	2(*)	Puruhá							
25	C	1	Argentina-Puruhá							
25 + 25	B-C	2(*)	Argentinos							
37	C	1	"							
75	A-B-C	1	"							
30	A-B-C	2	"							

3(*) Banco de 3 transformadores monofásicos

2(*) Banco de 2 transformadores monofásicos

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... A-5 Punin (2)

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
							37	C	1	Ayacucho
							37	A	1	Ayacucho-Morona
							25	C	1	Ayacucho-Almagro
							25	B	1	Ayacucho-M. Jesús
							15	C	1	N. York-Cuba
							25	B	1	Santiago-N. York
							25	B	1	México
							37	C	1	B. Aires
							37	A	1	B. Aires
							37.5	C	1	B. Aires
							75	A-B-C	1	B. Aires
							25	A	1	Puruhá
							25	C	1	México
							37	A	1	México-Asunción
							15	A	1	Asunción
							15	A	1	La Paz
							90	A-B-C	1	Col. Cisneros
Int. S. Luis	Int. Libertad	13.8	3.2	3	2	ACSR	30	3	1	Escuela Molina
Derivación	Libertad	13.8	0.5	1	4	ACSR	5	1	1	Radio Central
Int. Libertad	Medio S. Luis	13.8	0.8	3	2	ACSR	10	1	1	Libertad
Medio S. Luis	San Luis	13.8	1.3	3	2	ACSR	10	1	2	S. Luis
Derivación	San Luis	13.8	0.4	1	4	ACSR	15	1	2	S. Luis
S. Luis	M.A.G	13.8	1.7	2	4	ACSR	37 + 15	2	2(*)	M.A.G.
M.A.G.	Guaslán	13.8	1.3	1	4	ACSR	5	1	1	Guaslán
M.A.G.	Int. C. Jesús	13.8	0.6	1	4	ACSR	10	1	1	C. de Jesús
Int. C. Jesús	Punín	13.8	4.9	2	4	ACSR	15	1	1	Punín
							10	1	1	Punín
Punín	Chuípi	13.8	0.5	2	4	ACSR	10	1	1	Chuípi
Chuípi	Sta. Ana	13.8	0.9	1	4	ACSR	3	1	1	Sta. Ana

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR..... S/E 2 A-5 P. INDUSTRIAL.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO, EN:
S/E 2		13.8		3	2	ACSR	5	B	1	Circumbalación Espejo
							100	A-B-C	1	Ciudadela
							100	A-B-C	1	Ciudadela
							100	A-B-C	1	Ciudadela
							250	A-B-C	1	
							5	C	1	Parque Industrial
							30	A-B-C	1	" "
							15 + 15	A-C	2(*)	" "
							5	B	1	" "
							100	A-B-C	1	" "
							37	C	1	" "
							300	A-B-C	1	Indulac
							45	A-B-C	1	Palmas
							1550	A-B-C	1	Tubasec
							10	A	1	Parque Industrial
							37	C	1	" "
							25	A	1	" "
							100	A-B-C	1	" "
							50	A-B-C	1	" "
							100	A-B-C	1	" "
75	A-B-C	1	" "							
10	A	1	Pucarã							
25	B	2	Pucarã							
25	C	2	Pucarã							
25	A	1	Pucarã							
75	A-B-C	1	Parque Industrial							
75	A-B-C	1	Parque Industrial							

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR... S/E. 2. GUANO-IGUALATA

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº PAGES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CORRECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 2	Int. San Antonio 1	13.8	0.85	3	2	ACSR	10	1	1	Radios
		13.8		3	2	ACSR	(5+25)		2(*)	Puruhá-Tropic.
		13.8		3	2	"	75	3	1	Patronato del Niño
Derivación	San Antonio 1	13.8	0.5	1	4	"	10	1	1	Colegio
		5		1	1	"	5	1	1	San Antonio 1
Int.S.Antonio 1	Int.S. Antonio	13.8	1.15	3	2	"	5	1	1	W. Bürkle
Derivación	San Anton. Cen.	13.8	0.4	1	4	"	5	1	1	San. Ant. Centr.
Int. S.A.Centr.	Int. S. Ant. 2	13.8	0.9	3	2	"	5	1	1	Radio América
Derivación	Mindco	13.8	0.4	3	4	"	75	3	2	Mindco
Derivación	Langos S. Miguel	13.8	0.8	1	4	"	5	1	1	Langos S. Miguel
		13.8		3	2	"	5	1	1	Rocaf. S. Antonio
Derivación	S. Antonio 2	13.8					3	1	1	" "
							10	1	1	Radio Melodía
							5+10	2	2(*)	S. Antonio 2
Int. S. Anton:2	Int. San Pe-ro	13.8	0.9	3	2	"	5	1	1	" "
Derivación	San Pedro 1	13.8	1.1	1	4	"	3	1	1	San Pedro 1
Derivación	San Pedro 2	13.8	0.4	1	4	"	10	1	1	San Pedro 2
Int. S. Pedro	Int. Lang. Panam.	13.8	0.9							
Derivación	Langos Panam.	13.8	0.8	1	4	"	10	1	1	Lang. Panamericana
Langos Panam.	Langos 2	13.8	1.1	1	4	"	5	1	1	" "
							5	1	1	Langos 2
Int.Lang. Panam.	Guano	13.8	2.7	3	2	"	10	1	9	Guano
							15	1	5	"
							25	1	5	"
							37.5	1	1	"
							25+15	2	4(*)	"
							25 + 5	2	2(*)	"
							10+10	2	4(*)	"

2(*) Un banco de dos transformadores de capacidades indicadas

4(*) Dos bancos de dos transformadores de capacidades indicadas

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:.... S/E 2 GUANO-IGUALATA

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Guano	La Merced	13.8	0.6	1	4	ACSR	10	1	1	La Merced
Guano.	Col A. Pérez G.	13.8	1.1	2	4	"	37.5+15	2	2(*)	Colegio
Col. Pérez G.	San Roque	13.8	0.6	1	4	"	10	1	1	San Roque
San Roque	San José Junt.	13.8	0.9	1	4	"	15	"	1	S. José Juntús
Col. Pérez G.	Sta. Mariana. Ll.	13.8	0.6	1	4	"	10	"	1	Sta. Marian. Ll.
Guano	Miraflores	13.8	0.6	1	4	"	10	"	1	Miraflores
Guano	La Inmaculada	13.8	1.75	3	2	"	25	"	2	Inmaculada
							15	"	3	"
							25+15	2	4(*)	"
							5	"	1	Molin. Dolorosa
Inmaculada	Sta. Teresa	13.8	2.5	3	2	"	3	1	1	J. Berdune
							10	"	2	Sta. Teresa
							25	"	1	" "
							15	"	1	" "
Derivación	Los Elenes	13.8	2.3	1	4	"	3	"	1	Sr. Almeida
							5	"	2	Gonzal.-Dávalos
							10	"	1	Los Elenes
							5	"	1	" "
Sta. Teresa	Ilapo	13.8	10.5	3	2	"	10	"	4	Ilapo
Ilapo	Int. Repetidor	13.8	3.0	3	2	"				
Derivación	Repetidoras	13.8	1.5	1	2	"	10	"	1	Repetidoras
Int. Repetidora	La Mira	1.38	1.2	2	2	"	25+25	2	2(*)	La Mira
La Mira	Igualata	13.8	6.0	3	2	"	150	3	1	Igualata

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... S/E 2 PENIPE-PACHANILLAY

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E 2 Derivación	Vía Baños	13.8	1.7	3	1/0	ACSR	5	1	1	Dr. Chávez
	Cepax	"	0.4	3	4	"	30	3	1	Cepax
		"		3	1/0	"	10	1	1	Vía Baños
Vía Baños	Intrsec. a									
Derivación	San Gerardo	"	2.1	3	"	"				
	San M. Veran.	"	0.7	1	4	"	10	1	1	S. Martín Ver.
Derivación							5	"	1	" " "
	S. Vicente de Lacas	"	0.7	1	4	"	10	"	1	S. V. Lacas
Derivación							5	"	1	" " "
	S. Gerdo. Nor. San Gerardo	"	1.2	1	4	"	3	"	2	S. Gerardo Nor.
Inters. San Gerardo		"	1.7	2	4	"	10	"	1	Loma Blanca
							5	"	2	" "
San Gerardo	Unión-Víctor	"	1.5	2	4	"	10+10	2	2(*)	San Gerardo
	Rosal 2	"	2.0	1	4	"	15+25	2	2(*)	Unión-Víctor
Inters. San Gerardo	Cubijíes						10	1	1	Rosal 1
							5	"	1	Rosal 2
							5	"	1	Carretera
							5	"	1	Calera
							3	"	1	Carretera
							15	"	1	Cubijíes
							5	"	1	"
Cubijíes	Bactus	"	1.2	1	4	"	5	"	1	Bactus
Cubijíes	Tamaute						5	"	1	Sr. Chávez
			"	0.9	3	1/0	"	5	"	1
Tamaute Derivación	Inters. Línea Quimiag						3	"	1	"
		"	0.8	3	1/0	"				
		"	2.0	2	2	"	5	"	1	Entrada Quimiag

2(*) Dos transformadores conectados en banco

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR: S/E 2 PENIPE-PACHANILLAY

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES				
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:	
Quimiag Inters. Línea a Quimiag Pungal Tamaute Derivación	Guabulag	13.8	1.2	1	4	ACSR	25+10	2	2(*)	Quimiag	
	Pungal Tamaute	"	1.4	3	1/0	"	5	1	1	Igshana	
	Inter. a Sta. Cat.	"	2.3	3	"	"	10	1	1	Guabulag	
	Guazaso	"	0.7	1	4	"	5	"	3	Pungal Tamaute	
							10	"	1	Guazaso	
							5	"	1	"	
							15	"	1	"	
							15	"	1	Bayo	
	Derivación	Sta. Catalina	"	0.9	3	2	"	75	3	1	Sta. Catalina
	Int. Sta. Catal.	Penipe	"	8.2	3	1/0	"	5	1	2	Pun. Marianita
Penipe Penipe	Penicucho	"	2.0	1	4	"	5	"	1	" " 2	
	Guzo Guanando	"	3.8	1	1/0	"	5	"	1	Sr. Arévalo	
							10	"	1	Penipe	
							15	"	2	"	
Penipe	Bayushig	"	1.6	2	1/0	"	5	"	1	Penicucho	
							25	"	1	La Providencia	
							10	"	1	Guanando	
Bayushig " Calci	Pancho Chico	"	1.1	1	4	"	5	"	1	"	
	Calci	"	1.2	2	1/0	"	25	"	2	Bayushig	
	Matus	"	1.3	2	"	"	10	"	1	"	
Calci	El Altar	"	2.2	2	"	"	10	"	3	Rancho Chico	
							10	"	3	Calci	
							15	"	1	Matus	
							25	"	2	"	
							10	"	3	El Altar	

2(*) Dos transformadores conectados en banco

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR... S/E 2 PENIPE-PACHANILLAY.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CORRECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Derivación	Banzi	13.8		1	4	ACSR	5	1	2	Ganzi
Ganzi	Palictahua	"		1	4	"	10	"	1	Palictahua
Palictahua	Pachanillay	"	0.8	1	4	"	10	"	2	Pachanillay
El Altar	Guzo de Penipe	"	1.0	1	4	"	10	"	1	Guzo de Penipe
							5	"	2	"
Derivación	Hda. Anda	"	0.5	1	4	"	5	"	1	Hda. Anda
El Altar	Puela	"	1.3	2	1/0	"	10	"	2	Puela

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:.... S/E CAJABAMBA-SICALPE-VERDEPAMBA

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CÁLIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E Cajabamba	Cajab.-Sicalpe	13.8	1.7	3	2	ACSR	75	3	1	Cajabamba
							25	1	1*	"
							10	1	1*	"
							25	1	1	"
							15	1	6	"
							10	1	1	"
							5	1	1	"
							25	1	3	Sicalpe
							15	1	1	"
							10	1	2	"
							5	1	3	"
S/E Cajabamba	Balbanera	13.8	1.7	2	2	ACSR	10	1	1	Piscinas
							15	1	1	Balbanera
Balbanera	Lliupug	13.8	1.9	1	1	ACSR	15	1	1	Lliupug
Balbanera	Derv. a Pardo	13.8	1.4	2	2	ACSRm	15	1	1	"
Der. a Pardo	Pardo	13.8	0.5	1	2	ACSR	10	1	1	Pardo
							5	1	1	"
Der. a Pardo	Sta. Inés	13.8	1.1	2	2	ACSR	25	1	1	Sta. Inés
							5	1	2	Sta. Inés
Sta. Inés	San Antonio	13.8	0.5	2	2	ACSR	25	1	2	San Antonio
							15	1	1	" "
							5	1	2	" "
San Atonio	Verdepamba	13.8	0.8	2	2	ACSR	5	1	1	Verdepamba
Balbanera	San José	13.8	1.1	1	2	ACSRm	5	1	2	San José
San José	Majimpaba	13.8	0.7	1	2	ACSR	25	1	2	Gringos
							15	1	5	Majipamba
Majipamba	Yanacocha	13.8	1.5	1	2	ACSR	10	1	3	Yanacocha

* Transformadores en delta Abierto.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... S/E GUAMOTE-GUAMOTE

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E Guamote	Guamote	13.8					25	1	2	Guamote
							25	1	5	"
							15	1	2	"
							10	1	2	"

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR: S/E ALAUSI-TIXAN

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Alausí	Tixán	13.8	7.1	3	2	ACSR	25 10	1 1	2 2	Tixán "

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR.....S/E ALAUSI-ACHUPALLAS CHUNCHI.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
S/E Alausí	Alausí	13.8		3			45	3	5	Alausí
							37.5	1	5	"
							25	1	6	"
							15	1	8	"
							10	1	3	"
Alausí	Nizag	13.8	4.8	3	1/0	ACSR	--	--	----	----
Nizag	Guasuntos	13.8	3.5	3	2	"	15	1	1	Guasuntos
Guasuntos	Pumallacta	13.8	3.6	2	2	"	--	--	--	----
Pumallacta	Achupallas	13.8	6.1	2	2	"	10	1	4	Achupallas
Nizag	Tolte	13.8	3.5	3	1/0	"	--	--	--	----
Tolte	Int. A Pistishí	13.8	2.1	3	1/0	"	--	--	--	----
Tolte	Gonsol	13.8	2.3	2	4	"	10	1	1	Gonsol
Int. Pistishí	Pistishí	13.8	1.2	3	2	"	25	1	1	Pistishí
							15	1	1	"
							15	1	2	Sibambe
Pistishí	Sibambe	13.8	2.8	3	2	"	15	1	2	Sibambe
Int. Pistishí	Chunchi	13.8	7.9	3	1/0	"	60	3	1	Chunchi
							45	3	1	"
							25	1	2	"
							15	1	4	"
							10	1	1	"
							10	1	1	"
Chunchi	Chanchán	13.8	4.7	2	2	"	10	1	1	Intermedio
Chanchán	Huigra	13.8	5.2	2	2	"	5	1	1	"
							10	1	1	Chanchán
							25	1	2	Hugra
							10	1	2	"

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR.....ALIMENTADOR A CHAMBO.....

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Circulación	Intersección									
Riobamba	Troje	4.16	3.8	2	3/0	ACSR				
Int. Troje	Troje	4.16	0.8	1	4	"	10	1	1	Troje
							5	"	1	"
Int. Troje	La Inmaculada	4.16	0.3	3	3/0	"	10	"	3	Inmaculada
Inmaculada	Deriv. A. León	4.16	1.7	3	"	"				
Derivación	A. León	4.16	0.3	1	4	"	5	"	1	A. León
A. León	R. Guerrero	4.16	0.6	1	4	"	10	"	1	R. Guerrero
A. León	A. Gallegos	4.16	0.8	1	4	"	5	"	1	A. Gallegos
Deriv. A León	C. Guadalupe	4.16	0.8	3	3/0	"	10	"	1	C. Chiriboga
Deriv. A León	G. Ricaurte	4.16	0.4	3	4	"	10	"	1	G. Ricaurte
G. Ricaurte	Int. A Batán	4.16	1.2	3	4	"				
Int. Batán	Batán	4.16	1.1	1	4	"	25	"	1	Batán
							15	"	1	"
Int. Batán	Int. Huaico	4.16	0.5	3	4	"	24	3	1	M. Ricaurte
Int. Huaico	Huaico	4.16	0.8	1	4	"	10	1	1	Huaico
							5	"	1	"
Int. Huaico	Chambo	4.16	1.2	3	4	"	15	"	1	L. Guevara
							15+10	2	2(*)	Chambo
							15	1	1	"
							10	"	3	"
							5	"	2	"
Chambo	El Vergel	4.16	1.3	1	4	"	37.5	"	1	Vergel
El Vergel	El Rosario	4.16	1.0	1	4	"	25	"	1	Rosario
El Rosario	Tunshi	4.16	1.0	1	4	"	5	"	1	Tunshi

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.
 ALIMENTADOR..... A FLORES

UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Central Alao	Int. a Licto	6.3	0.8	3	6	Fe Galv.				
Int. a Licto	Licto	6.3	0.6	1	4	ACSR	30	3	1	Licto
							25	"	1	"
							25	1	1	"
							15	"	1	"
							5	"	1	"
Int. a Licto	Flores	6.3	5.7	3	4	ACSR				
Central Alao	Pungalá	6.3	1.1	3	6	Fe Galv.	10	"	3	Pungalá
							5	"	2	"
Pungalá	Pungalapamba	6.3	0.8	1	4	ACSR	15	"	2	Pungalapamba

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ACTUALIZACION DEL SISTEMA E.E.R.S.A.

ALIMENTADOR:..... ALIMENTADOR CUMANDA - LA ISLA (1) . . .

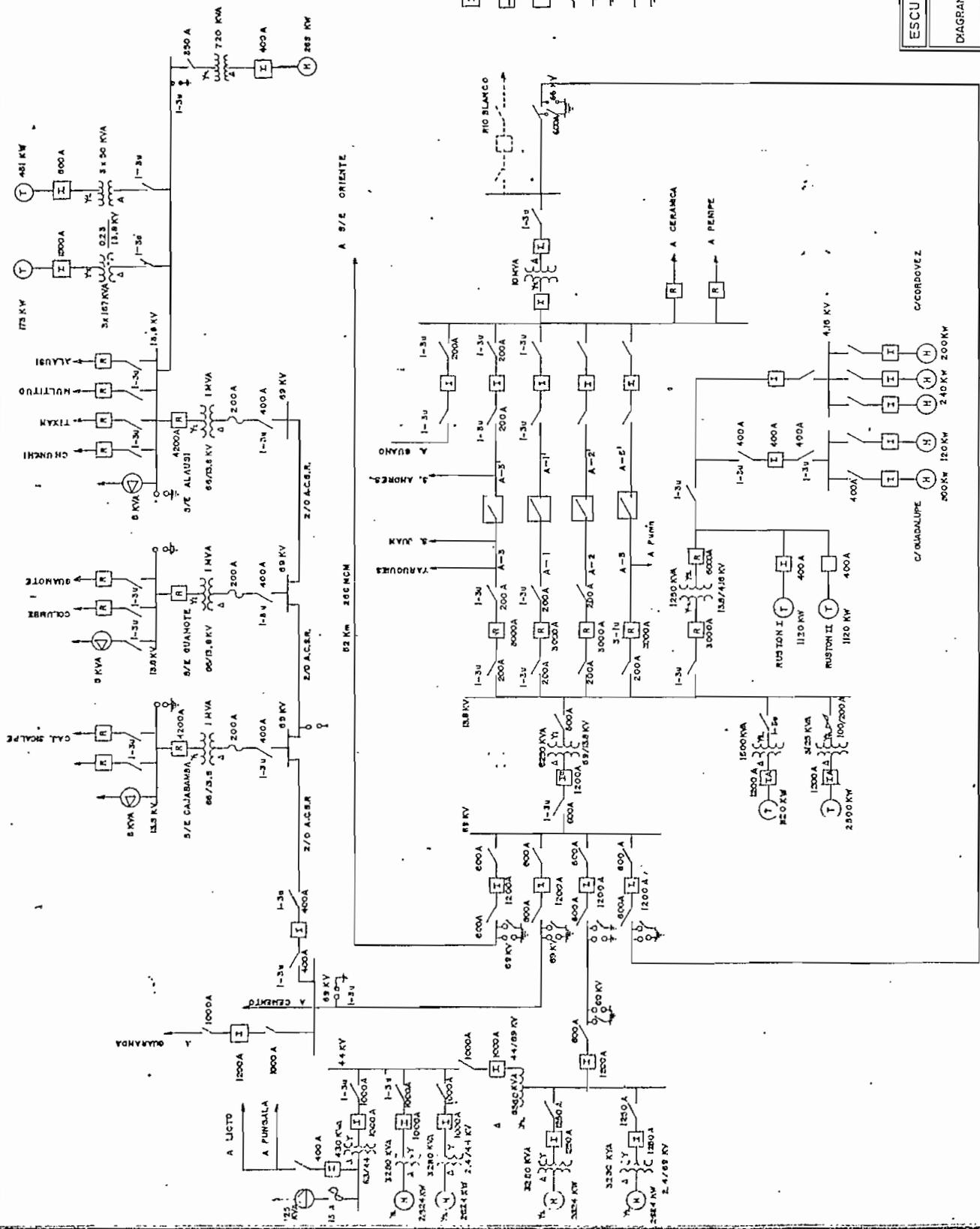
UBICACION		LINEAS					TRANSFORMADORES			
DE	A	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	Nº FASES	CALIBRE	MATERIAL	CAPACIDAD KVA	FASES CONECTAD.	CANTIDAD	UBICADO EN:
Cumandá	La Isla	13.8	30	1	2	ACSR	15	1	2	Buenos Aires
							3	"	1	Sra. Cafa
							15	"	1	Resinto 87
							3	"	1	Sr. Ramos
							15	"	2	J. Gran Poder
							15	"	1	San. Juan
							15	"	2	La Unión
							3	"	1	Ing. Granda
							3	"	1	Sr. Espinoza

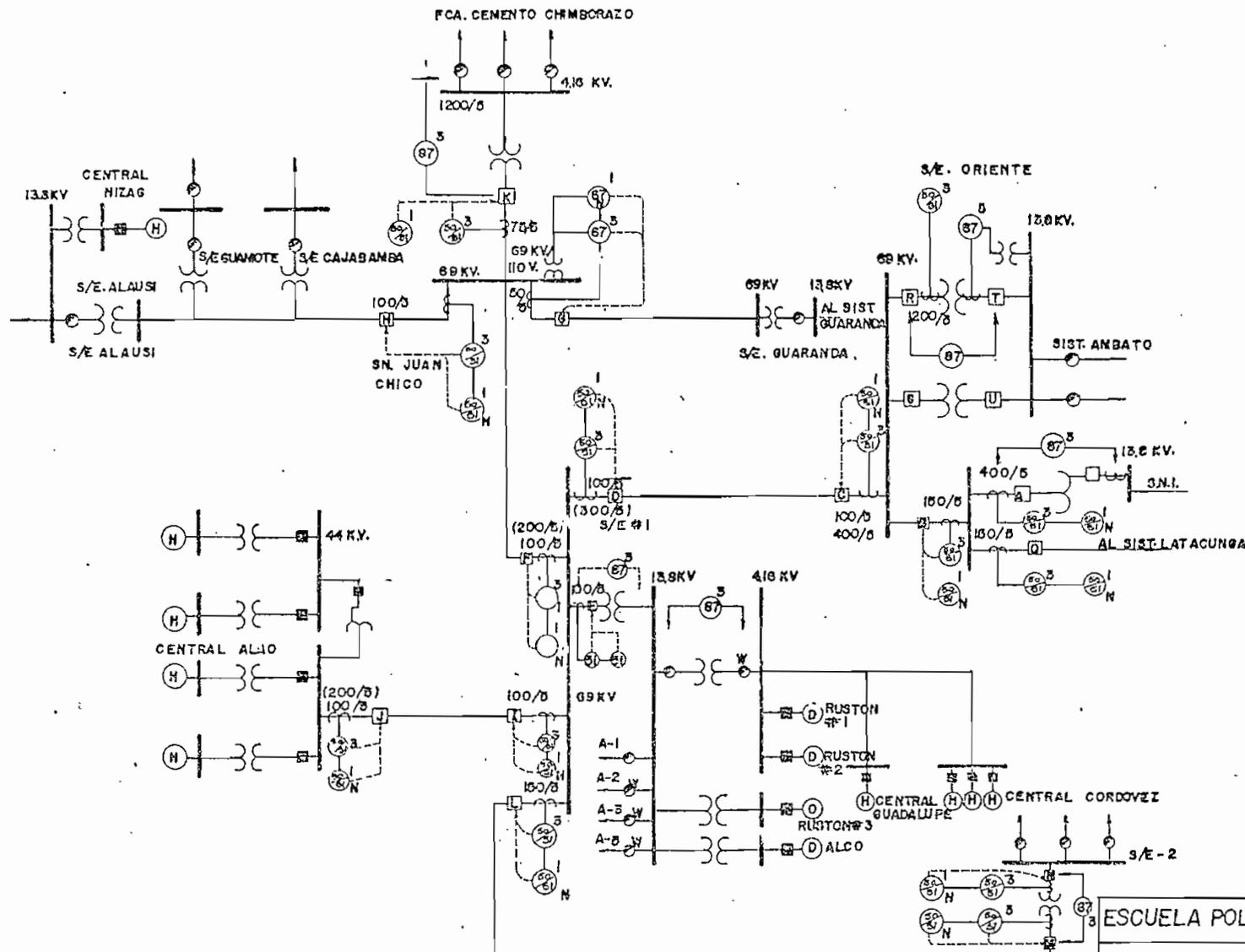
(1) Servido por Empresa Eléctrica Milagro

PLANO I

SIMBOLOGIA

- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- SWITCHE EN POSICION ABIERTO
- RECONECTADOR
- SECCIONADOR DE CUCHILLAS
- PARAPRATOS
- SECCIONADOR CON PUERTA A TIERRA

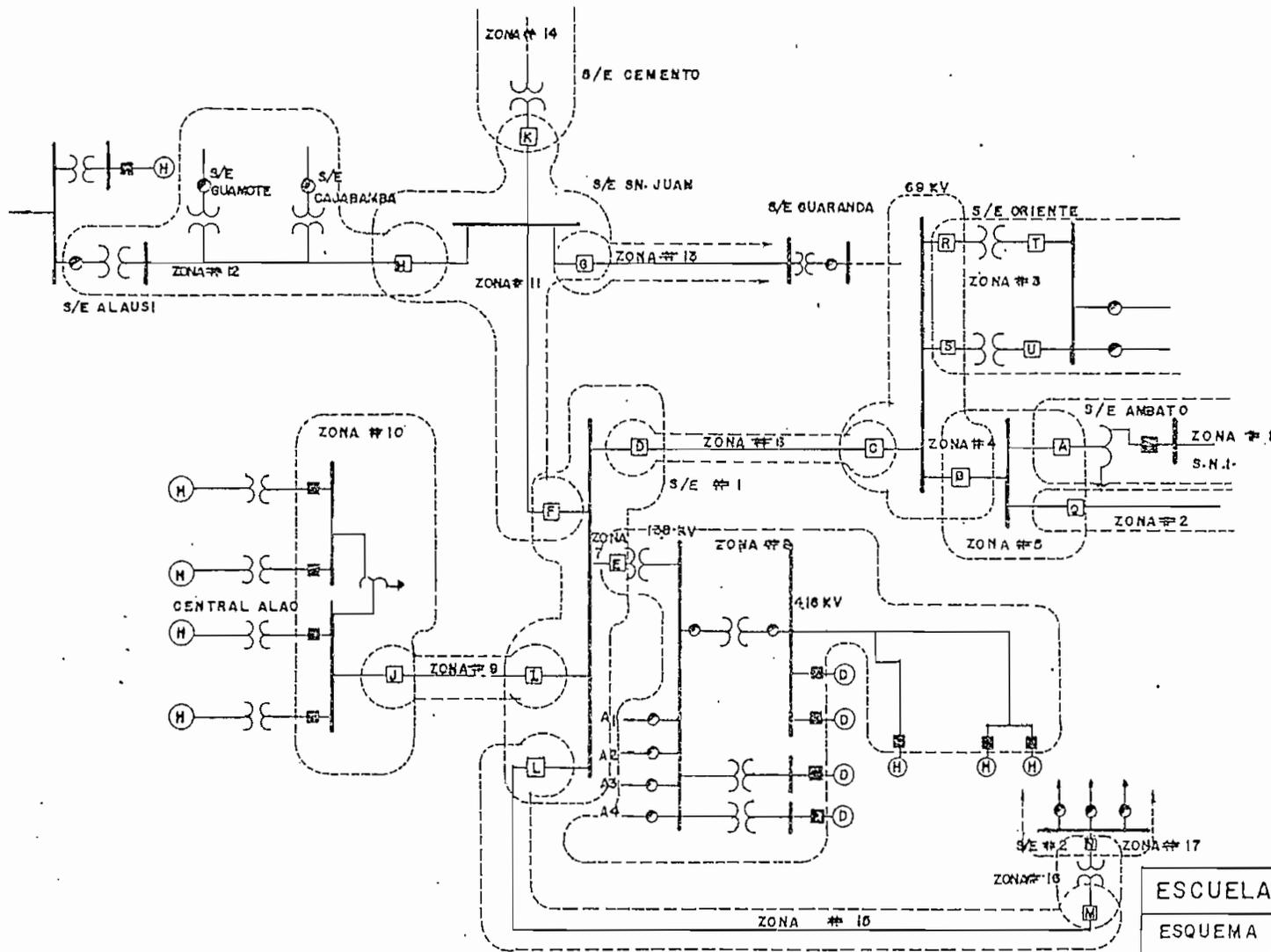




ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESQUEMA DE PROTECCIONES A NIVEL DE S/T

CARLOS VIZCAINO	PLANO 4
TESIS DE GRADO	



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 ESQUEMA DE PROTECCIONES A
 NIVEL ST
 CARLOS VIZCAINO PLANO 1
 TESIS DE GRADO

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ref. 1 Datos del departamento técnico de E.E.R.S.A.
- Ref. 2 Seminario de planificación INECEL 1982
- Ref. 3 Estudio de regulación de voltaje de E.E.R.S.A.
a 69 KV ECINEL
- Ref. 4 Guía de diseño UNEPER 1980
- Ref. 5 Boletín DC/O2 INECEL 1980
- Ref. 6 Manual de diseño de líneas primarias.- Carlos
Fierro EPN 1976
- Ref. 7 Análisis de sistemas eléctricos de potencia
W. Stevenson
- Ref. 8 Estudio de protecciones en S/T E.E.R.S.A.
Fausto Yugcha 1981
- Ref. 9 Flujo de carga y cortocircuito en alimentado-
res primarios M. Rueda E.P.N. 1977
- Ref. 10 Manual de proyectos de desarrollo económico
Naciones Unidas 1961
- Ref. 11 Cálculo y modificación de una curva de carga
Edmundo Meneses 1979
- Ref. 12 Informa mensual estadístico INECEL 1981
- Ref. 13 Manual de flujos de carga E.E.Q.S.A.
- Ref. 14 Manual de cortocircuitos E.E.Q.S.A.
- Ref. 15 Distribution System Protection Manual Mc.,
Graw Edison
- Ref. 16 Selection, Application and Maintenance of
Automatic Circuit Recloser Mc. Graw Edison
- Ref. 17 Programa digital de coordinación de protec-
ciones de sobrecorriente Raúl Ruiz.- E.P.N.
1981
- Ref. 18 Apuntes de protecciones Ing. Julio Jurado
- Ref. 19 Applied Protective Relaying Westinghouse