

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

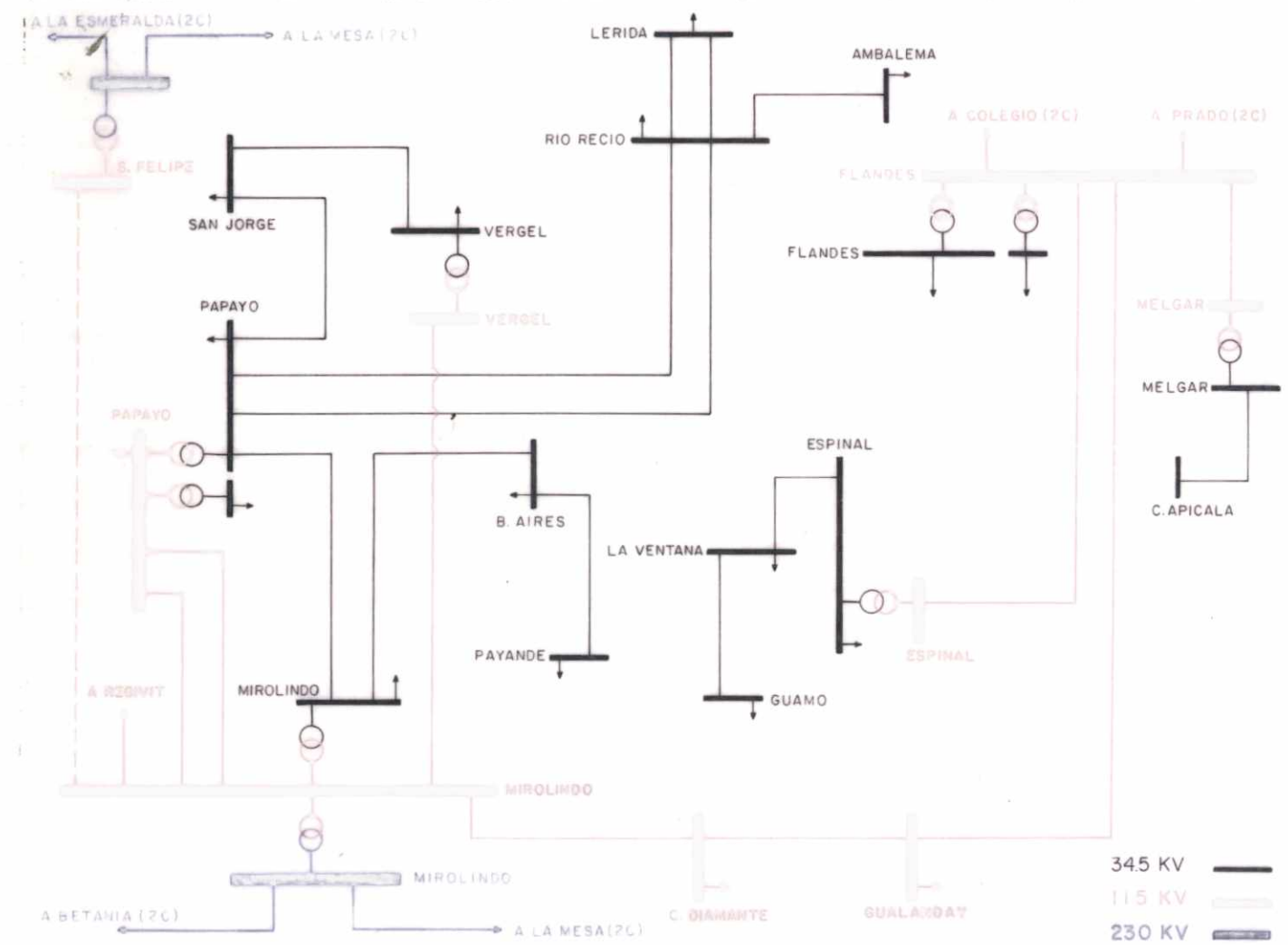
ANALISIS DE EXPANSION DEL SISTEMA

1990



REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.

## ANALISIS DE EXPANSION DEL SISTEMA



INFORME FINAL

Enero de 1990



Gerencia, Consultoría  
y Proyectos Ltda.

Bogotá, Febrero 2 de 1990

06 - 6 - 0278

Señores  
**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**  
Att: Doctor Iván Nicholls Nicholls  
Gerente  
Ibagué

Ref: Análisis de la expansión del sistema eléctrico - Informe final

Apreciado doctor Nicholls:

En desarrollo de la Orden Externa de Trabajo No. 00950, con la presente tenemos el gusto de remitir a Usted, en original y dos (2) copias, el informe final que GERCON LTDA. ha preparado y que resume los resultados del estudio adelantado en relación con la expansión del sistema eléctrico del Tolima. Como Usted podrá apreciar, la actual situación de operación del sistema de transmisión y subtransmisión es en extremo deficiente y se hace necesario ejecutar una serie de inversiones con el fin de mejorar, en el corto plazo, los niveles de tensión y el estado de sobrecarga de algunos componentes del sistema y de proporcionar, en el mediano y largo plazo, la confiabilidad apropiada.

GERCON LTDA. quiere reiterar a Usted, y por su muy digno conducto a todos los funcionarios encargados de la dirección técnica y la planeación del sistema, su agradecimiento por haberle permitido participar en este estudio y por su decidida colaboración para el buen desarrollo del mismo. No sobra manifestarle que estaremos en todo momento a disposición de la Electrificadora para complementar o aclarar cualquier aspecto que fuere necesario.

 Gerencia, Consultoría  
y Proyectos Ltda.

Sin otro particular, nos suscribimos sus servidores y amigos,

Atentamente,

**GERCON LTDA.**

*A. Renjifo*

**ARMANDO RENJIFO BECERRA  
GERENTE**

anexo: lo anunciado

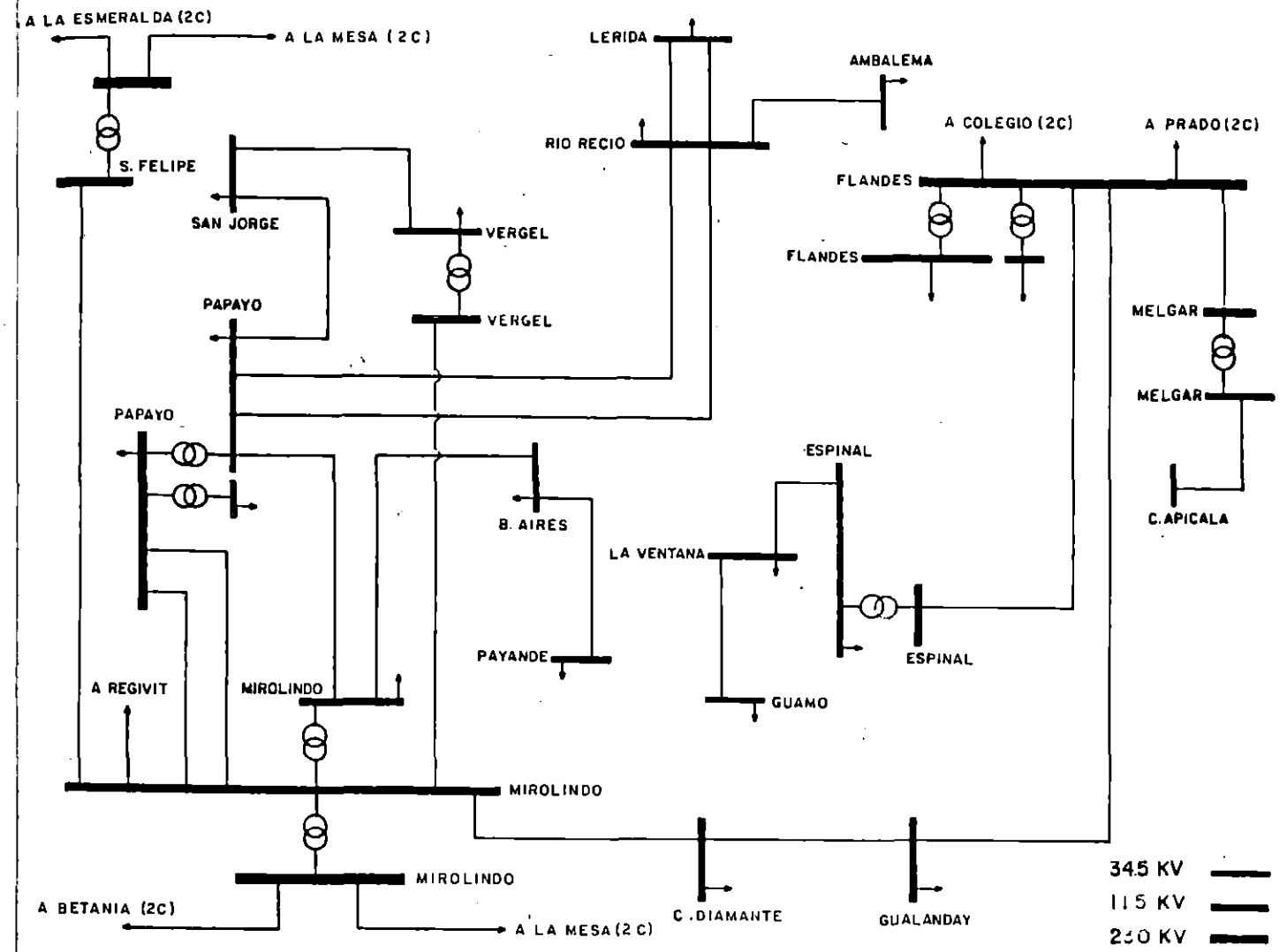
c.c. Doctor Oscar Valderrama  
Doctor Oscar Franco Osorio  
Doctor Hugo Neira  
Doctor Julián Rangel

Subgerente Técnico  
Jefe División de Ingeniería  
Jefe Planeación  
Jefe Planeación Técnica





### ANALISIS DE EXPANSION DEL SISTEMA



INFORME FINAL

Enero de 1990



# ANALISIS DE EXPANSION DEL SISTEMA

## INDICE GENERAL

	Página
<b>ANTECEDENTES</b>	
<b>ANALISIS DE LA EXPANSION</b>	
1.	Introducción 1
2.	Alcance y criterios para el estudio 1
3.	Recopilacion de la informacion básica 3
4.	Revisión y actualización de las impedancias de las líneas de transmisión 3
5.	Proyección de la demanda 4
6.	División topológica del sistema 4
7.	Análisis de la zona centro 4
7.1	Sistema actual 5
7.2	Año 1990 5
7.3	Año 1991 6
7.4	Año 1992 8
7.5	Años 1993, 1994 y 1995 8
7.6	Año 1997 9
7.7	Año 1999 10
7.8	Año 2001 10
7.9	Año 2003 10
7.10	Año 2005 11

8.	Análisis de la zona norte	11
8.1	Sistema actual	11
8.2	Año 1990	12
8.3	Año 1991	12
8.4	Años 1992 a 1999	13
8.5	Año 2001	13
8.6	Año 2003	13
8.7	Año 2005	14
9.	Análisis de la zona sur	14
9.1	Sistema actual	14
9.2	Año 1990	15
9.3	Años 1991 a 1993	15
9.4	Año 1994	15
9.5	Año 1995	15
9.6	Año 1997	16
9.7	Años 1999 a 2005	16
10.	Presupuesto de las obras	16
11.	Pérdidas de energía	17

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## ANTECEDENTES

En la actualidad, el sistema eléctrico atendido por la Electrificadora del Tolima S.A. presenta problemas de operación de muy diversa índole que no le permiten suministrar el servicio de energía con la calidad y confiabilidad que serían deseables. Esta circunstancia obedece, ante todo, a que el sistema de transmisión, subtransmisión y transformación resulta insuficiente para la magnitud de la demanda en la localización geográfica que tiene ésta en las diferentes regiones del departamento. Si a lo anterior se le suma el hecho de que la nueva industria, en proceso de establecerse como respuesta a las ventajas e incentivos que el Gobierno Nacional ha otorgado con ocasión de la tragedia de Armero, está requiriendo el suministro de una magnitud importante de potencia y energía, el problema es aún más grave.

La urgente necesidad de acometer algunas obras de emergencia que permitan superar el estado actual del sistema y de planificar la futura expansión del mismo, llevaron a la Electrificadora del Tolima S. A. a contratar con GERCON LTDA. un estudio de la operación del sistema actual y futuro que permitiera derivar algunas recomendaciones sobre las obras que es necesario acometer para atender adecuadamente la demanda.

Si bien es cierto que se cuenta con algunos estudios relacionados con la expansión del sistema del Tolima, también es cierto que algunos de ellos resultan en la actualidad obsoletos por cuanto tienen varios años de haberse ejecutado y las características del sistema y la demanda difieren de las que en su momento previeron dichos estudios, y otros, como el recientemente ejecutado por ISA, sólo comprenden el sistema de transmisión a 115 KV. y una pequeña parte del sistema de subtransmisión a 34.5 KV. El propósito del estudio cuyos resultados se resumen en este documento es analizar el sistema eléctrico hasta el nivel de 34.5 KV. en todo el departamento. La figura 01 muestra en forma esquemática la localización geográfica del sistema de transmisión y subtransmisión.

GERCON LTDA. desea agradecer a la Electrificadora del Tolima S. A. y, en especial, a los funcionarios que tuvieron participación directa en el suministro de la información y en el seguimiento de las investigaciones, ingenieros Oscar Franco, Hugo Neira, Oscar Mario Olaya y Julián Rangel, su aporte para el logro de los objetivos buscados y la colaboración que en todo momento brindaron al personal técnico de la firma.

## **ANALISIS DE LA EXPANSION**

### **1. Introducción**

El análisis de la operación actual del sistema eléctrico de la Electrificadora, y el estudio de la expansión del mismo, comprendió la ejecución de las siguientes actividades de importancia:

- o Determinación del alcance y los criterios para el estudio
- o Recopilación de información básica
- o Revisión y actualización de las impedancias de las líneas de transmisión
- o Proyección de la demanda
- o Análisis del sistema actual
- o Análisis de la expansión a mediano y largo plazo

Esta sección describe cada una de las actividades realizadas, conjuntamente con los resultados obtenidos.

### **2. Alcance y criterios para el estudio**

En primer término, se determinó que el estudio del sistema se realizaría, conforme se ofreció en la propuesta original, mediante los estudios de flujo de carga para la red de 115 y 34.5 KV. en toda el área de jurisdicción de la Electrificadora. El período de análisis considerado es el comprendido entre los años de 1990 y 2005, realizándose estudios detallados año por año durante la primera etapa del estudio y bianualmente a partir de 1995.

El criterio de planeamiento básico utilizado es el que se sintetiza en los siguientes puntos:

- o El sistema debe ser confiable a nivel de 115 KV. aún bajo la consideración de contingencia sencilla, esto es, la pérdida de una de las líneas de 115 KV. del sistema o la pérdida de la unidad de transformación más grande en el punto o puntos que suministran la energía a todo el sistema. Obviamente, este estado no se alcanza de manera inmediata debido a las condiciones actuales del sistema, pero la tendencia característica del estudio debe ser la búsqueda del logro de este objetivo dentro de las condiciones económicas y financieras de la Electrificadora.
- o Los niveles de tensión aceptables en cualquiera de los barrajes del sistema son los comprendidos entre 0.90 y 1.10 por unidad.
- o La sobrecarga en líneas, por encima de la capacidad nominal de los conductores, no está permitida y, en el caso de los transformadores, se toleran sobrecargas hasta del 10% por encima de los valores nominales en el momento del pico, suponiendo que la duración de éste es relativamente corta.
- o Las circunstancias económicas del sector eléctrico colombiano y, en particular de la Electrificadora del Tolima, hacen que la decisión sobre las inversiones en el sistema recaigan, generalmente, sobre las soluciones de menor costo. Esto quiere decir que entre dos alternativas que proporcionan la solución a un problema específico deberá elegirse aquella de menor costo de inversión siempre y cuando la vida útil que proporciona sea comparable con la vida útil de las restantes alternativas que se analizan. Los costos índices utilizados para estimar el costo de las obras son, en general, los establecidos por ISA y referidos a dólares de diciembre de 1987.
- o El estudio tiene en consideración aquellas obras programadas por la Electrificadora que se encuentren en desarrollo o en vías de ejecución.
- o El nivel de tensión en el nodo flotante del sistema será el real, es decir, el que actualmente se presenta a nivel de 115 KV. Cuando el sistema dispone de alimentación a 230 KV. se asume un voltaje en por unidad de 1.0 en el barraje que se toma como flotante, es decir Miro lindo para el sistema central y San Felipe para el sistema norte.
- o La recomendación acerca de la utilización de dispositivos tales como los condensadores está restringida única y exclusivamente a las soluciones a muy corto plazo. En el planeamiento a mediano y largo plazo la utilización de los mismos solo ocurre cuando éstos ya existen en el sistema y fueron recomendados como solución de emergencia en el análisis a corto plazo.
- o Las plantas de generación pequeñas con que cuenta el sistema en la actualidad han sido excluidas de los análisis debido a su relativa poca confiabilidad en el futuro.



- o GERCON LTDA. ha ejecutado los análisis correspondientes basado en la información del sistema de transmisión y subtransmisión que le ha sido suministrado por la Electrificadora sin tener en cuenta consideraciones especiales sobre el estado en que se encuentran las obras existentes. En el caso de las líneas de subtransmisión incluidas por Electrolima en el esquema actualmente existente, GERCON LTDA. ha supuesto que todas ellas están en operación.

### **3. Recopilación de la información básica**

Definidos los criterios generales resumidos en el numeral anterior, GERCON LTDA. concentró su atención en la recopilación de toda la información requerida para el estudio. La información finalmente recopilada es la siguiente:

- o Características técnicas del sistema, actividad que comprendió la recopilación del diagrama unifilar actual, las impedancias de líneas de transmisión y subtransmisión, las capacidades e impedancias de transformadores, las características de las plantas de generación actualmente existentes, etc.
- o Demandas actuales en cada uno de los barrajes (demandas activa y reactiva).
- o Programa de expansión del sistema definido por la Electrificadora para los próximos años.
- o Niveles de tensión actuales en los principales barrajes del sistema.
- o Demanda solicitada por la nueva industria.
- o Estudios realizados con anterioridad relacionados con el objeto de este trabajo. Por su importancia merece destacarse el estudio reciente realizado por Interconexión Eléctrica S.A. con ocasión de la selección del sitio para la futura subestación 230/115 KV. y el estudio realizado por la firma SODEIC LTDA. hace algunos años.

### **4. Revisión y actualización de las impedancias de las líneas de transmisión**

Con el fin de disponer de un diagrama unifilar actualizado, y de los correspondientes valores de impedancia de las líneas de transmisión, la firma revisó y ajustó los valores de las resistencias y reactancias que figuran en el estudio de SODEIC LTDA. entregado por la Electrificadora. Esto se realizó mediante la utilización de un programa de computador disponible con este propósito. La figura 02 presenta los valores de impedancia para cada una de las líneas consideradas en el estudio.

## 5. Proyección de la demanda

Con base en la información suministrada por la Electrificadora sobre las demandas actuales en cada uno de los barrajes del sistema, y utilizando la tasa de crecimiento de la demanda considerada por ISA en el denominado escenario de referencia (5.6% anual), se adelantó la proyección de las cargas para todo el período de análisis (1990 - 2005), cuyos resultados se muestran en la figura 03. Conviene anotar que si bien no se conocen los planes de expansión de la industria, es evidente que la misma tiene históricamente etapas de desarrollo que de una u otra manera afectan las condiciones de operación del sistema y deben contemplarse en un estudio de planeamiento. Con este fin, GERCON LTDA. proyectó la demanda actual de la industria con la misma tasa de crecimiento utilizada para la proyección de otro tipo de cargas. Sin embargo, tal como aparece en las recomendaciones, los estudios de planeamiento de sistemas de potencia son dinámicos y deben revisarse periódicamente a la luz de las circunstancias presentes en el momento de la revisión. Este tipo de metodología permite ajustar en el tiempo los resultados de un estudio inicial de planeamiento.

## 6. División topológica del sistema

Para los propósitos del estudio, y de acuerdo a la forma como se realiza la operación en la actualidad, el sistema se ha dividido en tres subsistemas como son:

- o Zona centro que comprende las áreas alimentadas desde las subestaciones de Flandes y Papayo. Hacen parte de este subsistema Ibagué, Espinal, Gualanday, Lérica, Ambalema, Melgar, Carmen de Apicalá, Guamo, etc.
- o Zona norte que comprende el área alimentada desde la subestación Mariquita. Entre las localidades más importantes de esta zona se encuentran Honda, Líbano y Guayabal.
- o Zona sur que abarca el subsistema alimentado actualmente desde Prado y que comprende las localidades de Natagaima, Chaparral, San Antonio, Planadas, Coyaima, Dolores, Purificación, entre otras.

## 7. Análisis de la zona centro

Los siguientes numerales condensan el resultado de los análisis y simulaciones del sistema central de la Electrificadora.

## 7.1 Sistema actual

La figura 04 muestra el diagrama unifilar del sistema actualmente en operación. Una simulación de la operación de dicho sistema con las demandas existentes confirma, como puede observarse en la figura 05, que las condiciones de operación son precarias tanto desde el punto de vista de nivel de servicio como desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema. En dicha figura puede verse cómo los voltajes en Río Recio, Ambalema, Lérica, La Ventana, Guamo y Melgar, entre otros, están por debajo de los límites admisibles como voltajes mínimos, aún haciendo uso de todos los recursos de que dispone el sistema como son los cambiadores de tomas en los transformadores y el banco de condensadores instalado en la subestación Papayo. Así mismo, los transformadores de 20 y 40 MVA. en Flandes y de 40 MVA. en Papayo se encuentran cerca de su capacidad nominal, al igual que lo está la línea Papayo - San Jorge, 34.5 KV.

Las alternativas de mejoría a un muy corto plazo son escasas y se soportan fundamentalmente en la instalación de bancos de condensadores y en la apertura de la línea Buenos Aires - La Ventana dejando cerrada la línea La Ventana - Espinal. En cuanto a los condensadores se refiere, se requeriría la instalación inmediata de aproximadamente 13.8 MVAR a nivel de 34.5 KV. así: 7 en la región comprendida entre Ambalema y Lérica, 5 en Melgar y 1.8 en Papayo para completar 6 MVAR en esta última subestación. La distribución de los 7 MVAR entre Ambalema y Lérica dependerá de las condiciones económicas de la Electrificadora y del nivel de confiabilidad deseado. En efecto, esta compensación reactiva es más económica si se concentra en uno de los dos barrajes que si se reparte; pero, por otro lado, el tenerla agrupada en un solo barraje implica tener menos confiabilidad. Desde el punto de vista técnico, las dos soluciones producen resultados sensiblemente parecidos y, por ello, para los propósitos de este informe, se presentan aquellos que contemplan la totalidad de la compensación reactiva localizada en Ambalema.

La figura 06 presenta los resultados del flujo de carga que se obtiene cuando el sistema contempla las obras antes descritas. Como puede observarse, los niveles de tensión se encuentran dentro del rango admisible y el sistema experimenta una mejoría notoria destacándose el hecho de que el transformador de 40 MVA en Papayo se descarga en un porcentaje apreciable (96.6% a 76.27%) y la línea Papayo - San Jorge que se encontraba en un 88% de su capacidad mxima de transporte disminuye a un 80%.

## 7.2 Año 1990

La solución anterior, como puede inferirse, constituye una alternativa de emergencia que pretende mejorar los niveles de voltaje y aliviar aquellas partes del sistema que en la actualidad se encuentran en sus límites de operación o por debajo de ellos. Sin embargo, la nueva carga industrial demandada con ocasión del régimen especial establecido por el Gobierno Nacional a

raíz de la tragedia de Armero, hace imperioso ejecutar algunas obras complementarias que permitan pasar el año 1990 en condiciones aceptables de operación. La figura 07 presenta los resultados obtenidos para la operación del sistema, contemplando la nueva demanda industrial. Como puede observarse, el sistema es insuficiente para atender este incremento de demanda con un nivel aceptable de servicio.

Tal como la Electrificadora lo ha identificado, el adelanto parcial de la futura subestación Mirolindo, en sus niveles de tensión 115 y 34.5 KV., haciendo uso temporal del transformador de 15 MVA disponible en Flandes y abriendo las líneas Flandes - Papayo, 115 KV. y Buenos Aires - Papayo, 34.5 KV. en el sitio de la subestación Mirolindo, constituye una solución que permite atender en forma adecuada la demanda industrial adicional que se espera se conecte a mediados de 1990. La figura 10 muestra el esquema del sistema central cuando se incorpora la subestación Mirolindo 115/34.5 KV. (15 MVA) y la figura 08 los resultados que se obtienen en operación normal con dicho esquema y, como puede verse, la entrada de la carga industrial (12 MW) causa que los niveles de tensión se desmejoren, requiriéndose la instalación de 6 MVAR de compensación reactiva a 34.5 KV. en la nueva subestación Mirolindo. En estas condiciones, la figura 09 presenta los resultados en los que se observa que los niveles de tensión están dentro del rango aceptable y la cargabilidad de líneas y transformadores también.

El estudio del sistema a la luz de las demandas esperadas a finales de 1990 mostró también nuevas deficiencias en los niveles de tensión que se obtienen para el área de Lérica y Ambalema los cuales están por debajo del mínimo voltaje aceptable (véase figura 08). Debido a que en el tiempo en que se requiere, no es posible acometer obras como líneas de transmisión o subestaciones, la solución a esta situación la constituye nuevamente la adición de 2 MVAR de compensación reactiva a 34.5 KV. en el área de Ambalema. Conviene destacar el hecho de que la línea Ambalema - Río Recio tendría una cargabilidad, bajo estas condiciones, del 83% de su capacidad máxima de transporte.

### 7.3 Año 1991

La figura 11 muestra el resultado de lo que sería la operación del sistema a finales de 1991 de mantenerse el esquema contemplado hacia finales de 1990. La situación general del sistema, como puede verse, es inadecuada por cuanto muchos barrajes tienen voltajes por debajo del mínimo permisible. Sumado a este hecho, las líneas Papayo - San Jorge y Río Recio - Ambalema se encuentran próximas a su límite máximo de cargabilidad y los transformadores de Flandes se encuentran sobrecargados en aproximadamente un 10%.

Esta situación hace necesario considerar soluciones de mayor proyección en el largo plazo para el área comprendida por Melgar y Carmen de Apicalá las que por su desarrollo turístico tienen un crecimiento acelerado, con tasas de crecimiento que inclusive pueden llegar a ser mayores que la considerada para este estudio. Las alternativas de expansión de la subestación Flandes

mediante el incremento en la capacidad de transformación constituyen soluciones cuya efectividad en el tiempo no las hacen atractivas. Por el contrario, soluciones que busquen atender la carga en los correspondientes centros de carga del sistema, como en este caso lo son Melgar y Carmen de Apicalá, constituyen soluciones definitivas en el tiempo por un período no inferior a quince años. Por esta razón, se considera indispensable contemplar en el plan de expansión una subestación 115/34.5 KV. (40 MVA) en Melgar, conjuntamente con la línea Flandes - Melgar, 115 KV. (20 Kms) para atender las cargas del área mencionada. El problema de niveles de tensión que se identifica igualmente para este año en la zona norte (Lérida) puede ser resuelto mediante el traslado de la compensación reactiva (5 MVAR) que se encontraría disponible en Melgar y que no sería necesaria con la subestación propuesta.

Por otra parte, hacia el año de 1991 se tiene prevista la entrada en operación de la subestación San Felipe 230/115/34.5 KV. y, conjuntamente con dicha obra, la Electricidad ha identificado la posible necesidad de una línea de transmisión de 95 kilómetros San Felipe - Mirolindo a 115 KV. de la cual tiene materiales para acometer unos 35 kilómetros aproximadamente, como resultado de la entrega que de ellos hizo Resurgir pensando en el mejoramiento del área de Lérida y Guayabal afectada por el desastre del Nevado del Ruíz.

Si bien esta línea permitiría introducir alguna confiabilidad en el sistema de 115 KV. y mejorar los niveles de tensión en varias partes del sistema central, por sí sola sería incapaz de abastecer la demanda de energía al área de Ibagué. Es necesaria, en cualquier evento, la contribución desde Flandes sin la cual los estudios de flujo de carga no presentan convergencia indicando con ello las precarias condiciones de operación del sistema. De acuerdo con estas consideraciones, la línea San Felipe - Mirolindo, 115 KV. debe ser enfrentada a otras posibles soluciones una de las cuales podría ser una línea de interconexión con el sistema de la CHEC para lo cual es necesario conocer las características de este sistema, situación que escapa al alcance de este estudio y otra, de mayor proyección, sería la que contempla desde 1992 una capacidad transformadora adicional de 150 MVA, 230/115 KV. en la subestación Mirolindo actualmente en proceso de construcción.

Esta última obra ha demostrado ser la más económica y funcional para las características particulares del sistema de Electrolima. Comparada con la construcción de la línea San Felipe - Mirolindo, 115 KV., representa una economía de aproximadamente 5 millones de dólares y su proyección y efectividad en el tiempo es mucho mayor si se tiene en cuenta la alta confiabilidad de la alimentación al barraje de Mirolindo 230 KV. mediante las líneas que allí llegan desde Betania y La Mesa.

En consecuencia, para el año de 1991 la operación del sistema debe hacerse sin el nivel de confiabilidad que persigue el estudio, mejorando, claro está, el nivel de servicio mediante las obras recomendadas para el área de Melgar, el traslado de 5 MVAR de Melgar a Lérida y la adquisición de un banco de condensadores a 34.5 KV. para ser instalados en Mirolindo como solución temporal que busca mantener unos niveles de tensión adecuados. La figura 12 muestra el resultado que se obtiene al incorporar estas obras y la figura 13 el diagrama unifilar propuesto para 1991.

#### 7.4 Año 1992

Para el año de 1992, el programa de expansión de la transmisión a 230 KV. definido por ISA, prevee la entrada en operación de la subestación Mirolindo 230/115/34.5 KV. (150 MVA) y de las líneas La Mesa - Ibagué y Betania - Ibagué a 230 KV. Como se anotó en el análisis hecho para el año de 1991, GERCON LTDA. encontró, como resultado de sus análisis, que la adición de otro banco de transformadores de 150 MVA en la subestación Mirolindo constituye la mejor alternativa para dotar de confiabilidad al sistema central de Electrolima. Como se podrá observar en los años posteriores, esta solución permite despejar el horizonte hasta el año 2005, con un nivel de confiabilidad en el suministro de la demanda que tolera una contingencia sencilla en el sistema de 115 KV. o la pérdida de un banco de condensadores en Mirolindo.

Cuando se contempla la operación de esta subestación con las obras adicionales descritas, el funcionamiento del sistema es satisfactorio como puede observarse en la figura 14. En este esquema se ha contemplado también, por una parte, una línea de refuerzo Mirolindo - San Jorge, 34.5 KV. siguiendo una ruta que pase por el área de localización de una futura subestación denominada Vergel (12 Kms). Mediante la adición de esta línea, se soluciona el problema de tendencia a la sobrecarga que existe en la línea Papayo - San Jorge dando, adicionalmente, confiabilidad al sector de la ciudad de Ibagué atendido desde la subestación San Jorge y, por otra parte, el traslado a Flandes del transformador de 15 MVA que había sido instalado provisionalmente en la subestación Mirolindo. La entrada en operación de esta subestación, que pasa a constituirse en la más importante del sistema, permite liberar la compensación reactiva que se venía utilizando en Papayo, Mirolindo y Lérica.

Para completar el esquema de confiabilidad propuesto, se contempla finalmente la construcción de 4.5 kilómetros de línea a 115 KV. para hacer la conexión de Mirolindo con la línea que va de Papayo a Regivit en Armenia. Con ello, el enlace con Armenia se hace desde Mirolindo y se genera un circuito de refuerzo a 115 KV. entre Papayo y Mirolindo. La figura 15 muestra los resultados obtenidos al incorporar las obras recomendadas, la figura 16 el resultado de simular la falla más grave que puede ocurrir como lo es la pérdida de un grupo transformador en Mirolindo 230/115 KV. y la figura 17 el esquema unifilar propuesto para 1991.

#### 7.5 Años 1993, 1994 y 1995

Las figuras 18, 19 y 20 presentan los resultados correspondientes a la operación del sistema en los años de 1993, 1994 y 1995 respectivamente bajo el mismo esquema previsto en 1992. Como puede observarse, los resultados son ampliamente satisfactorios por lo que no se requiere la ejecución de obra alguna en este período, diferente a la utilización de aproximadamente 3 MVAR de compensación reactiva a 34.5 KV. en Guamo, compensación disponible de la que se liberó en



Papayo en 1992. Para cualquiera de estos años, una contingencia en el sistema de transmisión de 115 KV. o la pérdida de un banco de condensadores en la subestación Mirolindo a nivel de 230 KV. es superada satisfactoriamente con los restantes recursos del sistema. A título ilustrativo, la figura 21 muestra el resultado de la operación bajo condición de contingencia (pérdida de un grupo transformador en Mirolindo).

## 7.6 Año 1997

El esquema definido para 1995, analizado con las posibles demandas que se presentan en 1997 muestra síntomas de descompensación tales como la tendencia a la sobrecarga en los transformadores de Papayo y Mirolindo 115/34.5 KV., la poca confiabilidad del sistema que alimenta la subestación San Jorge al no soportar la pérdida de una de las líneas, la sobrecarga en la capacidad de transformación en Flandes y, adicionalmente, se observan voltajes deficientes en el área de Lérica y Ambalema. La figura 22 ilustra los anteriores resultados.

De otro lado, hacia el año de 1997, las posibilidades de expansión de la ciudad de Ibagué, prevén un marcado desarrollo hacia la zona denominada El Vergel. Esta circunstancia, conjuntamente con las condiciones de operación anotadas y con algunas particularidades de localización geográfica que facilitan en el futuro diferentes esquemas operacionales, como se verá posteriormente, hacen atractivo pensar en la construcción de una subestación 115/34.5 KV. que permita una mejor distribución de la carga de las subestaciones de Papayo, Mirolindo y San Jorge. Para los propósitos del estudio, se ha supuesto que esta nueva subestación entraría a tomar aproximadamente un 15 % de la carga que en ese año tienen las subestaciones anteriormente mencionadas.

En síntesis, para el año de 1997 las obras por construir comprenden la subestación Vergel 115/34.5 KV. (40 MVA), la línea a 115 KV. Mirolindo - Vergel, la partición de la línea Mirolindo - San Jorge para entrar a la subestación Vergel, la construcción del segundo circuito a 34.5 KV. Mirolindo - Vergel - San Jorge, la expansión de la subestación Flandes en 40 MVA y la reactivación de la compensación reactiva de 5 MVAR disponible en Lérica. La operación del sistema con este nuevo esquema y en condición normal se muestra en la figura 23, en condición de contingencia en la figura 24 y el diagrama unifilar resultante en la figura 25.

Al entrar en operación la subestación Vergel y la línea de 115 KV. que la alimenta, el doble circuito a 34.5 KV. existente para ese año entre Mirolindo y Vergel se mantendrá fuera de servicio en operación normal. Sin embargo, el cruce de este doble circuito con el doble circuito que de Papayo conduce a Río Recio ofrece una flexibilidad de operación tal que permite conformar circuitos Papayo - Vergel, Papayo - Mirolindo, Mirolindo - Río Recio y Vergel - Río Recio. Esta gran flexibilidad es la que hizo atractivo a GERCON LTDA. proponer la construcción del segundo circuito Mirolindo Vergel a 34.5 KV. en el año de 1997.

### 7.7 Año 1999

El sistema concebido para el año de 1997, operado con las posibles demandas de 1999, arroja resultados satisfactorios tanto en condiciones de operación normal como bajo condiciones de contingencia sencilla. Las figuras 26 y 27 muestran los resultados que se obtienen para cada una de las condiciones de operación (normal y contingencia) respectivamente.

### 7.8 Año 2001

Para este año, la única situación deficiente se presenta en el área de Lérida y Ambalema como puede observarse en la figura 28 que presenta los resultados de la simulación en operación normal. Sin embargo, la Electricificadora dispone del banco de condensadores de 6 MVAR que estuvo operando en Mirolindo por los años de 1990 a 1992 el cual, al ser trasladado a Lérida mejora las condiciones de operación como puede observarse en la figura 29. Por su parte, la figura 30 ilustra los resultados que se obtienen en condiciones de contingencia.

### 7.9 Año 2003

De continuar con el esquema previsto para el año 2001, la confiabilidad del sistema de 115 KV, empieza a verse comprometida al no soportar la pérdida de uno de los dos bancos de transformadores de 150 MVA, instalados en Mirolindo. Por otra parte, la capacidad de transformación de Papayo comienza a verse excedida como puede inferirse de los resultados mostrados en la figura 31. La solución a esta situación ofrece posibilidades tales como la expansión de capacidad transformadora en Mirolindo o el alivio de las cargas del sistema central que se derivan de la subestación Papayo. En este último sentido, GERCON LTDA. analizó las posibilidades de transferir las cargas de Lérida, Río Recio y Ambalema al sistema norte, dependiente de la subestación San Felipe. Como se verá en el análisis que se hace del sistema norte, esto es posible mediante la construcción de una línea a 34.5 KV, en doble circuito entre las localidades de San Felipe y Lérida, con la cual se obtiene un excelente comportamiento del sistema en esta área.

El traslado de estas cargas al norte alivia el sistema centro, desplaza la inversión en transformación requerida para Mirolindo y descarga los transformadores en el Papayo. La figura 32 muestra los resultados en operación normal bajo estas consideraciones, la figura 33 los resultados al contemplar la pérdida de un grupo transformador en Mirolindo y la figura 34 el unificar con las obras propuestas para el año 2003.

Para ese año, se tiene igualmente previsto el traslado al Guamo de los restantes 3 MVAR que están disponibles en la subestación Papayo con el fin de mejorar el nivel de tensión en esta parte del sistema.

### **7.10 Año 2005**

Finalmente, GERCON LTDA. analizó el comportamiento del sistema definido en el año 2003 con las demandas proyectadas para el año 2005. Como puede observarse en la figura 35 el sistema de transformación en Flandes presenta sobrecarga que harían necesario contemplar alguna obra. Las alternativas que se ofrecen en este sentido son las de incrementar la capacidad transformadora en esta subestación o la de construir una nueva subestación 115/34.5 KV. en la localidad de Espinal. Esta última parece ser la alternativa más recomendable habida cuenta de que Espinal se constituye en uno de los centros de carga más importantes de esa parte del sistema. La figura 36 muestra los resultados de la operación contemplando esta subestación de 40 MVA, la figura 37 el análisis de contingencia y la figura 38 el unifilar que se prevee podría existir en el año 2005.

## **8. Análisis de la zona norte**

La zona norte del Tolima depende en la actualidad de la subestación Mariquita 115/34.5 KV. (40 MVA) y su topología se puede apreciar en la figura 39. Los siguientes numerales describen los análisis y resultados de la operación del sistema para cada uno de los años comprendidos en el horizonte de planeamiento.

### **8.1 Sistema actual**

Como puede observarse en la figura 40 las condiciones de operación de la zona norte son aún más críticas y precarias que las ya analizadas para zona centro. Puede apreciarse cómo el nivel de tensión en Libano alcanza valores de hasta 24 KV. en condiciones de demanda máxima. En el muy corto plazo, las posibilidades de mejorar esta situación se soportan en la adquisición e instalación de bancos de condensadores a nivel 34.5 KV. en Libano (7 MVAR) y en Honda (2 MVAR) y la alimentación de Libano desde un punto intermedio de la línea Mariquita-Lérida (29 kilómetros desde Mariquita) mediante el traslado e instalación de uno de los interruptores disponibles en la subestación Lérida, y no en la forma como se hace actualmente, ésto es mediante una línea que primero va a Lérida y regresa hasta este punto intermedio para proseguir a Libano

Conviene aclarar que la carga de Lérida es atendida desde el sistema central. Los resultados de la operación del sistema actual con la incorporación de esta compensación reactiva y la reconfiguración de la línea de alimentación a Líbano se muestran en la figura 41. El diagrama unifilar resultante a muy corto plazo es el mostrado en la figura 42.

### 8.2 Año 1990

El sistema con las reformas propuestas fué analizado para las condiciones de demanda que existirían a finales del presente año de 1990. Como se observa en la figura 43 las condiciones de operación están en los mismos permisos sin disponer, obviamente, de la confiabilidad que sería deseable.

### 8.3 Año 1991

La entrada en operación de la subestación San Felipe 230/115 KV. constituye un aporte fundamental en el mejoramiento de las condiciones de operación del sistema norte del Tolima. Esta entrada en operación permite el análisis de dos alternativas que aprovechen las buenas condiciones de operación que tiene esta subestación y son las siguientes:

- o Desarrollo del patio de 34.5 KV. de la subestación San Felipe, incluyendo el traslado del transformador de 40 MVA actualmente existente en Mariquita.
- o Construcción de la línea a 115 KV. entre San Felipe y Mariquita (10 kilómetros aproximadamente), dejando la infraestructura en Mariquita tal como se encontraba en 1991.

La evaluación de estas dos alternativas muestra la conveniencia de optar por la construcción de la línea de 115 KV. debido, en primer lugar, a que dicha obra es requerida por la CHEC para mejorar el nivel de servicio y la confiabilidad en el suministro de energía a la localidad de La Dorada y, en segundo lugar, por cuanto con dicha obra no se causan los traumatismos que acarrearía el desmonte del transformador de la subestación Mariquita. Desde el punto de vista eléctrico, la cercanía de las dos subestaciones hace que se comporten casi como el mismo barraje a nivel de 115 KV. La figura 44 muestra los excelentes resultados que se obtienen con el sistema dispuesto como se indica y la figura 45 el unifilar para este año.

#### **8.4 Años 1992 a 1999**

El sistema, en la forma concebida en el numeral anterior resulta adecuado para las condiciones de demanda estimadas en el período 1992 a 1999. Las figuras 46 a 51 muestran los flujos de carga y niveles de tensión que se obtienen en los años 1992, 1993, 1994, 1995, 1997 y 1999. Solamente en este último año se observa que el transformador de la subestación Mariquita llega a su límite nominal de capacidad proponiéndose, en consecuencia, empezar en dicho año el desarrollo de la subestación San Felipe a 34.5 KV. mediante el montaje de un transformador de 40 MVA y mediante la conexión a dicha subestación de la línea que alimenta la localidad de Líbano. La figura 52 muestra la situación del sistema en estas condiciones y, como puede observarse, los niveles de tensión están dentro de los límites aceptables y la carga del transformador de la subestación Mariquita baja considerablemente. El diagrama unifilar correspondiente a las condiciones que existirían a finales de 1999 se muestra en la figura 53.

#### **8.5 Año 2001**

La figura 54 muestra los resultados del estudio de flujo de carga en condiciones de operación normal del sistema y, como puede observarse, éstas se encuentran dentro de los límites previamente definidos como aceptables.

#### **8.6 Año 2003**

El análisis del sistema central de Electrolima mostró la conveniencia de transferir a la zona norte las cargas de Lérída, Río Recio y Ambalema, mediante la construcción de una línea en doble circuito a 34.5 KV. entre San Felipe y Lérída. La figura 55 muestra el resultado de la simulación del sistema norte bajo estas condiciones y, como puede verse, tanto los niveles de tensión como los flujos por las líneas y transformadores son apropiados. Conviene resaltar el hecho de que la operación del sistema tiene gran flexibilidad al disponerse en las localidades de Líbano, Honda, Lérída y Ambalema de los bancos de condensadores que habían estado en operación a comienzos de los años 90. La figura 55A presenta el diagrama unifilar del sistema norte cuando se incorporan las obras ya relacionadas.

### **8.7 Año 2005**

Finalmente, el análisis del sistema de la zona norte para el año 2005 muestra que varios puntos del mismo están llegando a sus límites de operación como es el caso de los transformadores en Mariquita y San Felipe 115/34.5 KV. y las líneas a 34.5 KV. Mariquita - Honda y Río Recio - Ambalema (véase figura 56). Para dicho año será necesario estudiar las posibilidades de expansión del sistema y de mejoramiento de tales condiciones a la luz de las perspectivas de desarrollo y las condiciones de la demanda que se vislumbren para los años siguientes.

## **9. Análisis de la zona sur**

La zona sur del sistema atendido por la Electrificadora del Tolima S.A. comprende las localidades de Prado, Natagaima, Chaparral, Coyaima, Planadas y San Antonio, entre otras. Al igual que el resto del sistema de Electrolima, las condiciones de operación en la actualidad son precarias y obligan la ejecución de obras de emergencia. Los siguientes numerales analizan tales condiciones de operación y el plan de expansión futuro.

### **9.1 Sistema actual**

La figura 57 muestra el diagrama unifilar del sistema tal como opera actualmente y la figura 58 confirma los resultados de la deficiente operación del sistema en la actualidad. Esta obedece, en principio, a las longitudes de las líneas a 34.5 KV. y a la sobrecarga que se presenta en el transformador de Prado. Una mejoría en el sistema, en cuanto a niveles de tensión se refiere, se logra mediante la instalación de una pequeña compensación reactiva de 2 MVAR en Planadas y 1 MVAR en San Antonio. No ocurre lo mismo con la deficiencia de capacidad de transformación por cuanto la adquisición de un transformador 115/34.5 KV. y 40 MVA de capacidad no puede hacerse con la premura con que sería deseable. Sin embargo, desde ya deben hacerse las gestiones pertinentes para su adquisición con miras a que el mismo esté en operación en 1991. La figura 59 muestra el resultado del flujo de carga y los niveles de tensión en cada barraje del subsistema cuando se ponen en operación los condensadores recomendados y el transformador adicional ya mencionado. Hasta tanto la expansión de transformación no esté en servicio deberá practicarse, muy probablemente, un racionamiento de energía en las horas de máxima demanda, racionamiento que afectará primordialmente las localidades de Natagaima y Chaparral.



## 9.2 Año 1990

Bajo la suposición de que el transformador requerido en Prado estuviera disponible a finales de 1990, la operación del sistema con las demandas de fin de año es la que se muestra en la figura 60. Como puede observarse, las condiciones de funcionamiento son apropiadas, excepto muy posiblemente las de la localidad de Natagaima que por estar alimentada a 13.8 KV. en la actualidad no fué incluida directamente dentro del estudio y su demanda aparece agregada en el barraje de Prado. En relación con la alimentación a esta última localidad, GERCON LTDA. estima que debe hacerse mediante una línea de aproximadamente 24 kilómetros a 34.5 KV. y en doble circuito si se quiere una buena confiabilidad.

## 9.3 Años 1991 a 1993

El esquema de subtransmisión propuesto en los numerales anteriores permiten una operación aceptable del sistema durante el período 1991 - 1993 como se muestra en las figuras 61 a 63.

## 9.4 Año 1994

Como se observa en la figura 64, para el año de 1994 el nivel de tensión en San Antonio se encuentra por debajo del límite mínimo admisible, razón por la cual, GERCON LTDA. recomienda el traslado de 1 MVAR de compensación reactiva de los bancos que se han liberado en la zona norte del sistema de Electrolima. En estas condiciones, los resultados de operación son los que se muestran en la figura 65.

## 9.5 Año 1995

Análogamente a lo que ocurrió con la localidad de San Antonio de 1994, la localidad de Planadas presenta niveles de tensión muy bajos en 1995 como se observa en la figura 66. Esta situación puede remediarse temporalmente con el traslado de 1 MVAR de compensación reactiva disponible en la zona norte del sistema. De esta manera, se obtienen los resultados mostrados en la figura 67.

### 9.6 Año 1997

La situación de bajos niveles de tensión en las áreas de San Antonio y Planadas continúa presentándose hacia 1997 lo que señala la necesidad de incorporar obras de naturaleza diferente a la adición de compensación reactiva (véase figura 68). Si bien esta última solución no se debe utilizar en el planeamiento de un sistema por cuanto siempre constituye una solución remedial de emergencia, se ha hecho uso de ella anteriormente por cuanto el recurso, en este caso los bancos de condensadores, estaban disponibles para su utilización sin necesidad de incurrir en inversiones cuantiosas. Ya para el año de 1997 la solución de condensadores implicaría la compra de ellos por lo cual no se considera esta alternativa. La magnitud de las distancia entre el centro de generación (Prado) y el centro de carga (Chaparral), descarta alternativas de alimentación a 34.5 KV. por cuanto su efectividad tendría una duración muy limitada en el tiempo. Por esta razón, la solución propuesta por GERCON LTDA. la constituye una línea que, partiendo de Prado, tenga su punto terminal en Chaparral donde habría que construirse una subestación de recibo de aproximadamente 15 MVA. La figura 69 muestra los resultados obtenidos con esta solución y, como puede observarse, pueden catalogarse de excelentes. El diagrama unifilar propuesto para 1997 se muestra en la figura 70.

### 9.7 Años 1999 a 2005

La etapa final del período de análisis considerado resulta suficientemente bien atendida con las obras recomendadas para 1997 como puede observarse en las figuras 71 a 74.

## 10. Presupuesto de las obras

La figura 75 contiene una relación cronológica de la entrada en operación de las diferentes obras propuestas como resultado de este estudio, conjuntamente con el presupuesto de las mismas estimado en dólares de diciembre de 1987. Conviene anotar que en dicho presupuesto no se ha estimado el valor de trabajos menores como son, en este caso específico y a título de ejemplo, el traslado de bancos de condensadores de un sitio a otro. Este tipo de obras, pueden ser desarrolladas con los recursos humanos regulares de la Electrificadora.

## 11. Pérdidas de energía

Por la importancia que tienen, dentro de la política actual del Gobierno Nacional, la reducción de las pérdidas de energía y potencia, GERCON LTDA. ha puesto mucho interés en evaluar la efectividad de cada una de las obras desde el punto de vista de las pérdidas de potencia. En efecto, es notoria la disminución de éstas cada vez que se incorpora una obra representativa en alguno de los subsistemas analizados. A título de ejemplo, se puede citar el caso de la zona norte que presenta un nivel de pérdidas actualmente superior al 8% y con la sola implementación de las recomendaciones presentadas para los años 1990 a 1991 este índice se sitúa por debajo del 5%; en el caso del sistema central, el índice inicial de pérdidas en transmisión y transformación es superior al 6% y hacia el año 1994 alcanza un valor ligeramente superior al 2%. El sistema sur es el que mayores índices de pérdidas presenta, comenzando con casi un 8% se incrementa a más del 11% en 1997, para caer a un 3% en ese año con la entrada de la subestación Chaparral 115/34.5 KV.

No obstante lo anterior, vale la pena anotar que el índice de pérdidas técnicas en transmisión, subtransmisión y transformación es bastante alto en algunas partes del sistema debido, ante todo, a la obsolescencia en que se encuentran algunas líneas principalmente. Esta situación no puede corregirse sino con proyectos de remodelación de líneas.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las investigaciones y estudios realizados por GERCON LTDA. permiten derivar, como conclusión general, que el estado actual del sistema eléctrico atendido por la Electrificadora del Tolima S.A. presenta condiciones precarias de operación tanto por la insuficiencia de su sistema de transformación como por la de su sistema de transmisión y subtransmisión.

Esta situación hace obligatoria la realización de una serie de inversiones durante 1990 a fin de mejorar, hasta donde las condiciones técnicas del sistema y las condiciones económicas y financieras de la Electrificadora lo permitan, los niveles de tensión en aquellos puntos a los que actualmente se presta un servicio deficiente.

Las soluciones inmediatas están soportadas fundamentalmente en la adquisición e instalación de bancos de condensadores y en la construcción parcial anticipada de obras tales como la subestación Mirolindo 115/34.5 KV. Hacia el futuro, y especialmente con la entrada en operación de la subestación Mirolindo 230/115 KV., el plan de expansión resultante de este estudio busca dar un nivel de confiabilidad al sistema de 115 KV., tal que soporte la ocurrencia de contingencias sencillas en las líneas de transmisión de este nivel de voltaje y en los transformadores principales a través de los cuales se suministra la energía al sistema central de Electrolima. No obstante, es conveniente aclarar que los sistemas radiales a 34.5 KV. seguirán siendo radiales en el futuro y, en este sentido, con excepción de la subestación San Jorge de Ibagué a la cual se ha dado un tratamiento especial, la confiabilidad de dicho sistema radial, seguirá dependiendo del buen comportamiento que observen sus líneas de subtransmisión.

Especial importancia se ha dado al análisis de las condiciones de confiabilidad del servicio en la ciudad de Ibagué. Si bien en la actualidad tiene puntos muy vulnerables, se espera que las condiciones mejoren sustancialmente hacia 1992. En el caso de la subestación San Jorge, alimentada a 34.5 KV., la solución propuesta permite soportar, a partir de 1992, una contingencia sencilla en las líneas que la alimentan.

En el caso de la proyectada línea San Felipe - Mirolindo, 115 KV., para cuya construcción parcial existen los materiales dados por Resurgir, se sugiere que, de acogerse la recomendación de no construirla que en este estudio se presenta, se gestione su cambio de destinación tal que dichos materiales puedan ser utilizados en otras líneas a 115 KV. requeridas a corto plazo. De todas maneras, existiría como contraprestación con la zona afectada por el desastre de Armero el mejoramiento del nivel de servicio actual.

Dada la característica dinámica de los sistemas de potencia, los resultados de este estudio deben revisarse periódicamente incorporando en los análisis correspondientes los ajustes por variación de la demanda y por otro tipo de obras diferentes a las aquí contempladas que eventualmente puedan desarrollarse.

A continuación se resume el plan de expansión recomendado para cada una de las zonas en que se dividió el sistema de la Electrificadora para propósitos del estudio, cuyo costo estimado, en dólares de 1987, se presenta en el cuadro de la figura 75. Sobre este último particular, es conveniente anotar que tales presupuestos no contemplan ninguna obra por debajo del nivel de 34.5 KV, ni ninguna obra por concepto de remodelación de líneas, obras estas últimas que, en concepto de GERCON LTDA., deben realizarse si se quiere reducir el índice elevado de pérdidas que presenta el sistema en algunas de sus líneas y cuya identificación detallada será objeto del estudio de pérdidas que adelantará próximamente la Electrificadora. Los años indicados en la figura 75 corresponden a los años de entrada en operación de las obras (en general segundo semestre que es cuando se presenta el pico de carga del sistema); por consiguiente, deben preverse los tiempos necesarios para diseño, licitación, contratación, suministro, construcción y montaje de las obras.

## ZONA CENTRO

### **Año 1990**

- o Instalación de bancos de condensadores en Ambalema y/o Lérica (9 MVAR), Papayo (1.8 MVAR adicionales a los 4.2 MVAR existentes), Melgar (5 MVAR) y nueva subestación Mirolindo (6 MVAR).
- o Montaje de la subestación Mirolindo 115/34.5 KV, utilizando temporalmente el transformador 115/34.5 KV, de 15 MVA disponible en Flandes.
- o Apertura de la línea Flandes - Papayo 115 KV, en el sitio de la subestación Mirolindo y acometida a esta subestación.
- o Apertura de la línea Papayo - Buenos Aires 34.5 KV, en el sitio de la subestación Mirolindo y acometida a esta subestación.
- o Apertura de la línea La Ventana - Buenos Aires 34.5 KV, y cierre de la línea La Ventana - Espinal 34.5 KV.

**Año 1991**

- o Línea Flandes - Melgar, 115 KV.
- o Subestación Melgar 115/34.5 KV. (40 MVA).
- o Traslado del banco de condensadores existente en Melgar a Lérica (5 MVAR).

**Año 1992**

- o Primer circuito de la línea Mirolindo - San Jorge a 34.5 KV., diseñada para doble circuito, y siguiendo una ruta que pase cerca del sitio previsto para una futura subestación El Vergel 115/34.5 KV. La figura 76 muestra el recorrido aproximado que debe tener esta línea.
- o Subestación Mirolindo 230/115 KV. con doble grupo de transformadores (2 x 150 MVA) e instalación del transformador 115/34.5 KV. (40 MVA). Obviamente, por razones de confiabilidad, el barraje de 230 KV. al cual se conectan los transformadores será seccionado.
- o Traslado a Flandes y montaje del transformador 115/34.5 KV. (15 MVA) que se libera en Mirolindo. en paralelo con el transformador de 20 MVA existente en Flandes.
- o Línea a 115 KV en doble circuito entre la subestación Mirolindo y el empalme con la línea Papayo - Regivit.

**Año 1995**

- o Traslado al Guamo de 3 MVAR de compensación reactiva desde Papayo.

**Año 1997**

- o Subestación El Vergel 115/34.5 KV., 40 MVA.



- o Reconfiguración de alimentadores a 13.8 KV. a fin de que la nueva subestación El Vergel tome aproximadamente un 15% de la carga de las subestaciones Papayo, Mirolindo y San Jorge.
- o Línea Mirolindo - El Vergel, 115 KV.
- o Segundo circuito de la línea Mirolindo - San Jorge a 34.5 KV. entrando a la subestación El Vergel y acometida del primer circuito a dicha subestación.
- o Expansión de la subestación Flandes con un nuevo transformador 115/34.5 KV. (40 MVA).

#### **Año 2001**

- o Traslado a Lérída del banco de condensadores de 6 MVAR disponible en la subestación Mirolindo.

#### **Año 2003**

- o Traslado al Guamo de 3 MVAR de compensación reactiva disponibles en la subestación Papayo.
- o Desconexión de la línea Papayo - Río Recio a 34.5 KV.

#### **Año 2005**

- o Subestación Espinal 115/34.5 KV. (40 MVA).
- o Línea a 115 KV. Flandes - Espinal.

## **ZONA NORTE**

### **Año 1990**

- o Instalación de bancos de condensadores en Líbano (7 MVAR) y Honda (2 MVAR).
- o Conexión de la línea de alimentación a Líbano desde un punto intermedio de la línea Mariquita - Lérída, 34.5 KV. mediante la instalación del interruptor existente en Lérída.

### **Año 1991**

- o Subestación San Felipe 230/115 KV. (150 MVA), actualmente en construcción.
- o Línea San Felipe - Mariquita a 115 KV.

### **Año 1999**

- o Transformador de 40 MVA 115/34.5 KV. en la subestación San Felipe.
- o Alimentación al Líbano desde San Felipe mediante la apertura de la línea Mariquita - Intermedio - Lérída a 34.5 KV. y la acometida de dicha línea a la subestación San Felipe.

### **Año 2003**

- o Línea a 34.5 KV. en doble circuito San Felipe - Lérída alimentando con ello a Lérída, Río Recio y Ambalema desde San Felipe.

## **ZONA SUR**

### **Año 1990**

- o Instalación de bancos de condensadores en Planadas (2 MVar) y en San Antonio (1 MVar).

### **Año 1991**

- o Expansión de transformación en Prado (40 MVA)
- o Adecuación y/o construcción de la alimentación a Natagaima a 34.5 KV.

### **Año 1994**

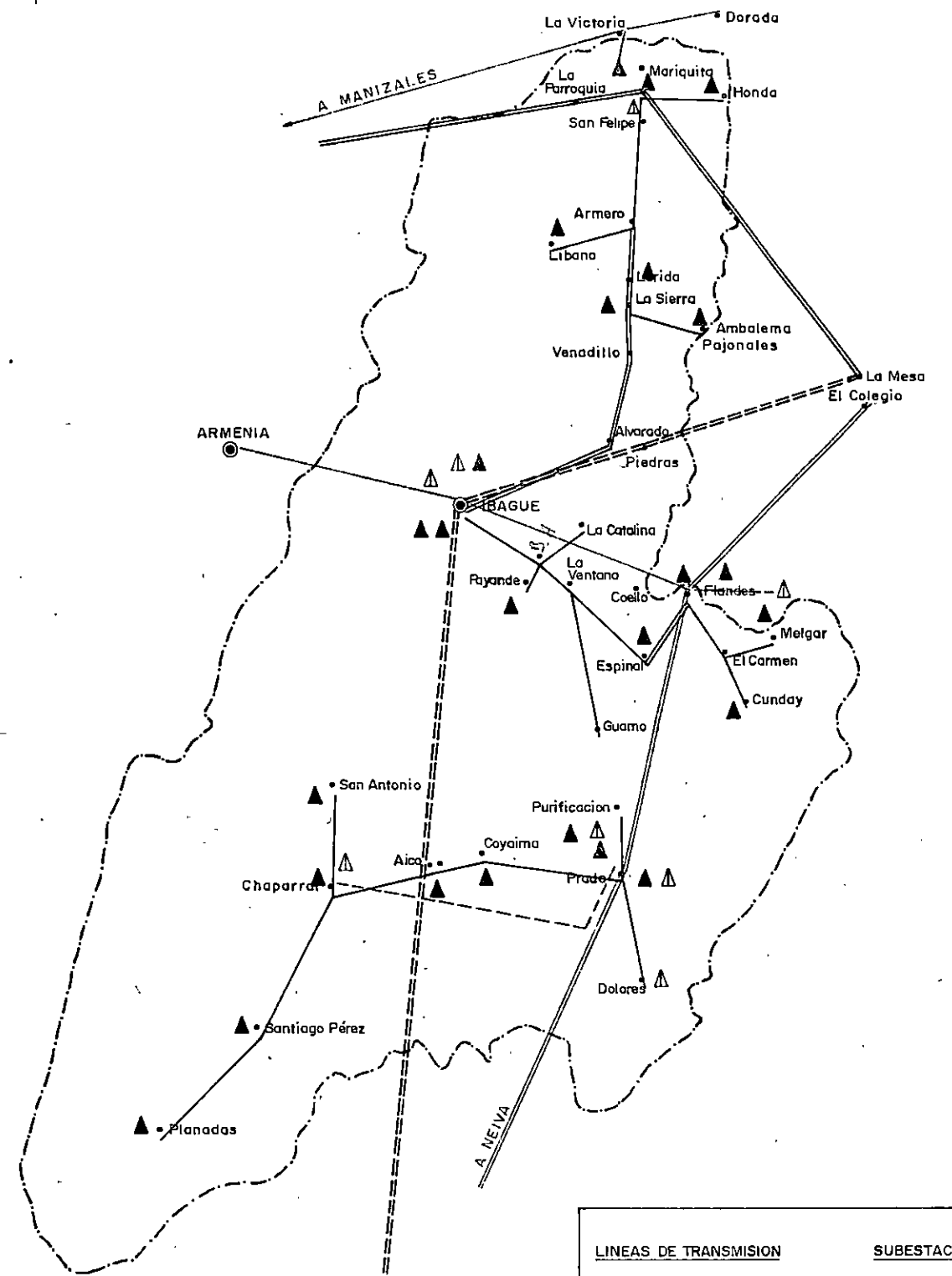
- o Traslado de 1 MVar de compensación reactiva de Líbano a San Antonio.

### **Año 1995**

- o Traslado de 1 MVar de compensación reactiva de Líbano a Planadas.

### **Año 1997**

- o Subestación Chaparral 115/34.5 KV. (15 MVA).
- o Línea Prado - Chaparral a 115 KV.



LINEAS DE TRANSMISION		SUBESTACIONES	
Existentes	Const-Proy.	Existentes	Const-Proy.
— 220KV —	- - - - -	▲ 220KV	△
— 115KV —	- - - - -	▲ 115KV	△
— 33KV —	- - - - -	▲ 33KV	△



SISTEMA ELECTRICO DEL TOLIMA



Figura 01



LINEAS DE TRANSMISION		SUBESTACIONES	
Existentes	Const-Proy.	Existentes	Const-Proy.
— 220KV —	- - - - -	▲ 220KV	△
— 115KV —	- - - - -	▲ 115KV	△
— 33KV —	- - - - -	▲ 33KV	△



SISTEMA ELECTRICO DEL TOLIMA



Figura 01

IMPEDANCIA DE LAS LINEAS DEL SISTEMA ELECTROLIMA

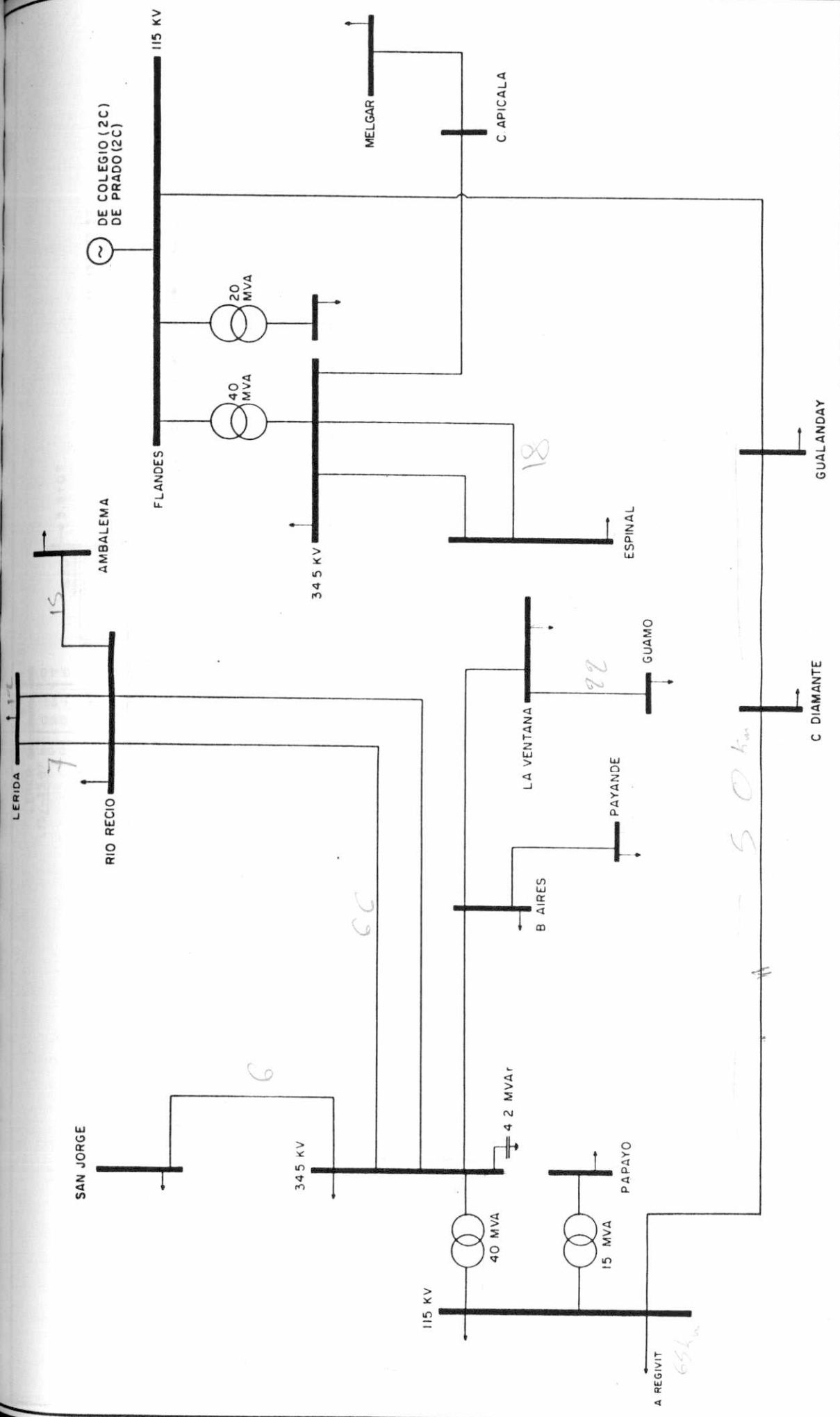
LINEA	LONGITUD (KM)	CALIBRE CONDUCTOR	IMPEDANCIA SECUENCIA POSITIVA VALORES NORMALIZADOS EN P. U.			VOLTAJE (KV)
			R1	XL1	BC1	
FLANDES - PAPAYO	50.00	556.5 MCM	0.03916	0.18101	0.02281	115.00
PAPAYO - REGIVIT	65.00	605.0 MCM	0.04663	0.24709	0.02801	115.00
S.FELIPE - MIROLINDO	95.00	394.0 MCM	0.10293	0.35258	0.02082	115.00
PAPAYO - SAN JORGE	6.00	4/0 AWG	0.13215	0.20910	0.00028	34.5
PAPAYO - RIO RECIO	66.00	3/0 AWG	1.83380	2.29177	0.00315	34.5
RIO RECIO - LERIDA	7.00	4/0 AWG	0.15860	0.28185	0.00033	34.5
LERIDA - ARMERO	12.00	4/0 AWG	0.27189	0.48318	0.00057	34.5
RIO RECIO - LERIDA	7.00	3/0 AWG	0.19917	0.29533	0.00032	34.5
LERIDA - ARMERO	12.00	3/0 AWG	0.34143	0.50628	0.00055	34.5
MARIQUITA - LA PARROQUIA	6.00	4/0 AWG	0.13594	0.24159	0.00028	34.5
HIDROPRADO - PURIFICACION	13.00	4/0 AWG	0.29455	0.52344	0.00061	34.5
HIDROPRADO - CHAPARRAL	68.00	4/0 AWG	1.54040	2.73799	0.00320	34.5
ESPINAL - LA VENTANA	18.00	4/0 AWG	0.40783	0.72476	0.00085	34.5
GUAMO - LA VENTANA	22.00	4/0 AWG	0.49846	0.88582	0.00104	34.5
CHAPARRAL - SAN ANTONIO	29.00	2/0 AWG	1.03859	1.30494	0.00124	34.5
ARMERO - CONVENIO	10.00	2/0 AWG	0.35813	0.44998	0.00043	34.5
CONVENIO - LIBANO	9.00	2/0 AWG	0.32232	0.40498	0.00039	34.5
RIO RECIO - AMBALEMA	15.00	4 AWG	1.07598	0.65005	0.00057	34.5
CARMEN - FLANDES	18.00	4/0 AWG	0.40783	0.72476	0.00085	34.5
HONDA - MARIQUITA	17.00	4/0 AWG	0.38518	0.68450	0.00080	34.5
RIO RECIO - ARMERO	19.00	4/0 AWG	0.43049	0.76503	0.00089	34.5
ARMERO - MARIQUITA	29.00	3/0 AWG	0.82513	1.22351	0.00134	34.5
RIO RECIO - ARMERO	19.00	3/0 AWG	0.54060	0.80161	0.00088	34.5
FLANDES - ESPINAL	18.00	4/0 AWG	0.40783	0.72476	0.00085	34.5
LA VENTANA - IBAGUE	38.00	1/0 AWG	1.71404	1.67467	0.00168	34.5
BUENOS AIRES - PAYANDE	15.00	6 AWG	1.70715	0.64561	0.00057	34.5
RIO RECIO - LERIDA	7.00	4/0 AWG	0.15860	0.28185	0.00033	34.5
PRADO 3 - PURIFICACION	13.00	4/0 AWG	0.29455	0.52344	0.00060	34.5
PRADO 3 - DOLORES	29.00	2/0 AWG	1.03859	1.30494	0.00124	34.5
PRADO 3 - COYAIMA	25.00	4/0 AWG	0.73636	1.30859	0.00152	34.5
CHAPARRAL 3 - SAN ANTONIO	29.00	4/0 AWG	1.03859	1.30494	0.00124	34.5
CHAPARRAL 3 - PLANADAS	65.00	4/0 AWG	1.47273	2.61719	0.00306	34.5
NATAGAIMA - PRADO 1	25.00	366.4 MCM	0.03198	0.09402	0.01102	115.0
CHAPARRAL 1 - NATAGAIMA	48.00	366.4 MCM	0.06140	0.18052	0.02114	115.0
MARIQUITA 3 - HONDA	17.00	4/0 AWG	0.38518	0.59245	0.00084	34.5
SAN FELIPE 0 - INTERMEDIO	19.50	3/0 AWG	0.55480	0.68980	0.00094	34.5
SAN FELIPE 0 - LERIDA (1)	31.50	266.0 MCM	0.56779	1.02414	0.00412	34.5
SAN FELIPE 0 - LERIDA (2)	31.50	266.0 MCM	0.56779	1.02414	0.00412	34.5
INTERMEDIO - CONVENIO	10.00	2/0 AWG	0.35813	0.36216	0.00048	34.5
SAN FELIPE 1 - MARIQUITA	10.00	366.4 MCM	0.01279	0.03761	0.00440	115.0
SAN FELIPE 0 - MARIQUITA	10.50	3/0 AWG	0.29870	0.37140	0.00050	34.5

PROYECCION DE DEMANDA

BARRAJES	CARGA ACTUAL		1990		1991		1992		1993		1994		1995		1997		1999		2001		2003		2005	
	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR	P KV	Q MVAR
Mitolindo 34.5 kv			12.0	6.0	12.7	6.3	13.4	6.7	14.1	7.1	14.9	7.5	15.8	7.9	13.2	6.6	14.7	7.4	16.4	8.2	18.3	9.2	20.4	10.2
Papayo 115 kv	23.0	7.5	24.3	7.9	25.6	8.4	27.1	8.8	28.6	9.3	30.2	9.8	31.9	10.4	35.4	11.6	39.7	12.9	44.2	14.4	49.3	16.1	55.0	17.9
Papayo(3) 34.5 kv															0.0	0.0					0.0	0.0	0.0	0.0
Papayo(11) 34.5 kv	9.6	4.2	10.1	4.4	10.7	4.7	11.3	4.9	11.9	5.2	12.6	5.5	13.3	5.8	11.1	4.9	12.4	5.5	13.8	6.1	15.4	6.8	17.2	7.6
Gualanday 115 kv	4.0	1.0	4.2	1.1	4.5	1.1	4.7	1.2	5.0	1.2	5.3	1.3	5.5	1.4	6.2	1.5	6.9	1.7	7.7	1.9	8.6	2.1	9.6	2.4
Coneptos Di 115 kv	6.0	3.0	6.3	3.2	6.7	3.3	7.1	3.5	7.5	3.7	7.9	3.9	8.3	4.2	9.3	4.6	10.3	5.2	11.5	5.8	12.9	6.4	14.3	7.2
Piande(11) 34.5 kv	17.5	6.2	18.5	6.5	19.5	6.9	20.6	7.3	21.8	7.7	23.0	8.1	24.3	8.6	27.1	9.6	30.2	10.7	33.7	11.9	37.5	13.3	41.8	14.8
Piandes(3) 34.5 kv	11.1	6.0	11.7	6.3	12.4	6.7	13.1	7.1	13.8	7.5	14.6	7.9	15.4	8.3	17.2	9.3	19.1	10.3	21.3	11.5	23.8	12.9	26.5	14.3
Prado 34.5 kv	3.0	1.0	3.2	1.1	3.3	1.1	3.5	1.2	3.7	1.2	3.9	1.3	4.2	1.4	4.6	1.5	5.2	1.7	5.8	1.9	6.4	2.1	7.2	2.4
Mariquita 34.5 kv	6.5	2.5	6.9	2.6	7.2	2.8	7.7	2.9	8.1	3.1	8.5	3.3	9.0	3.5	10.1	3.9	11.2	4.3	12.5	4.8	13.9	5.4	15.5	6.0
Chaparal 34.5 kv	4.0	1.5	4.2	1.6	4.5	1.7	4.7	1.8	5.0	1.9	5.3	2.0	5.5	2.1	6.2	2.3	6.9	2.6	7.7	2.9	8.6	3.2	9.6	3.6
Vergel 34.5 kv			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	6.0	15.3	6.7	17.0	7.5	19.0	8.3	21.2	9.3
San Jorge 34.5 kv	14.5	5.5	15.3	5.8	16.2	6.1	17.1	6.5	18.0	6.8	19.0	7.2	20.1	7.6	16.8	6.4	18.7	7.1	20.9	8.0	23.3	8.9	26.0	9.9
Rio Rocio 34.5 kv	1.3	0.3	1.4	0.3	1.4	0.3	1.5	0.4	1.6	0.4	1.7	0.4	1.8	0.4	2.0	0.5	2.2	0.5	2.5	0.6	2.8	0.6	3.1	0.7
Lerida 34.5 kv	4.0	1.0	4.2	1.1	4.5	1.1	4.7	1.2	5.0	1.2	5.3	1.3	5.5	1.4	6.2	1.5	6.9	1.7	7.7	1.9	8.6	2.1	9.6	2.4
Amalena 34.5 kv	3.5	0.7	3.7	0.7	3.9	0.8	4.1	0.8	4.4	0.9	4.6	0.9	4.9	1.0	5.4	1.1	6.0	1.2	6.7	1.3	7.5	1.5	8.4	1.7
Libano 34.5 kv	5.0	2.0	5.3	2.1	5.6	2.2	5.9	2.4	6.2	2.5	6.6	2.6	6.9	2.8	7.7	3.1	8.6	3.4	9.6	3.8	10.7	4.3	12.0	4.8
La Parroq. 34.5 kv	1.5	0.6	1.6	0.6	1.7	0.7	1.8	0.7	1.9	0.7	2.0	0.8	2.1	0.8	2.3	0.9	2.6	1.0	2.9	1.2	3.2	1.3	3.6	1.4
Honda 34.5 kv	6.0	2.8	6.3	3.0	6.7	3.1	7.1	3.3	7.5	3.5	7.9	3.7	8.3	3.9	9.3	4.3	10.3	4.8	11.5	5.4	12.9	6.0	14.3	6.7
Payade 34.5 kv	0.5	0.2	0.5	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.6	0.2	0.7	0.3	0.7	0.3	0.8	0.3	0.9	0.3	1.0	0.4	1.1	0.4	1.2	0.5
Casa Mono. 34.5 kv	2.0	0.7	2.1	0.7	2.2	0.8	2.4	0.8	2.5	0.9	2.6	0.9	2.8	1.0	3.1	1.1	3.4	1.2	3.8	1.3	4.3	1.5	4.8	1.7
B. Aires 34.5 kv	2.5	0.8	2.6	0.8	2.8	0.9	2.9	0.9	3.1	1.0	3.3	1.1	3.5	1.1	3.9	1.2	4.3	1.4	4.8	1.5	5.4	1.7	6.0	1.9
La Ventana 34.5 kv	2.0	0.5	2.1	0.5	2.2	0.6	2.4	0.6	2.5	0.6	2.6	0.7	2.8	0.7	3.1	0.8	3.4	0.9	3.8	1.0	4.3	1.1	4.8	1.2
Spijaa 34.5 kv	9.2	4.2	9.7	4.4	10.3	4.7	10.8	4.9	11.4	5.2	12.1	5.5	12.8	5.8	14.2	6.5	15.9	7.2	17.7	8.1	19.7	9.0	22.0	10.0
*Cerca Mel 34.5 kv	2.0	0.7	2.1	0.7	2.2	0.8	2.4	0.8	2.5	0.9	2.6	0.9	2.8	1.0	3.1	1.1	3.4	1.2	3.8	1.3	4.3	1.5	4.8	1.7
Mélgar 34.5 kv	8.5	3.8	9.0	4.0	9.5	4.2	10.0	4.5	10.6	4.7	11.2	5.0	11.8	5.3	13.1	5.9	14.7	6.6	16.3	7.3	18.2	8.1	20.3	9.1
Perifoneo. 34.5 kv	3.9	2.4	4.1	2.5	4.3	2.7	4.6	2.8	4.8	3.0	5.1	3.2	5.4	3.3	6.0	3.7	6.7	4.1	7.5	4.6	8.4	5.1	9.3	5.7
Guano 34.5 kv	1.7	0.6	1.8	0.6	1.9	0.7	2.0	0.7	2.1	0.7	2.2	0.8	2.4	0.8	2.6	0.9	2.9	1.0	3.3	1.2	3.6	1.3	4.1	1.4
San Anton. 34.5 kv	0.7	0.2	0.7	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.9	0.2	0.9	0.3	1.0	0.3	1.1	0.3	1.2	0.3	1.3	0.4	1.5	0.4	1.7	0.5
Planadas 34.5 kv	0.7	0.2	0.7	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.9	0.2	0.9	0.3	1.0	0.3	1.1	0.3	1.2	0.3	1.3	0.4	1.5	0.4	1.7	0.5
Dolores 34.5 kv	2.8	1.0	3.0	1.1	3.1	1.1	3.3	1.2	3.5	1.2	3.7	1.3	3.9	1.4	4.3	1.5	4.8	1.7	5.4	1.9	6.0	2.1	6.7	2.4
Coyaina 34.5 kv	2.6	1.1	2.7	1.2	2.9	1.2	3.1	1.3	3.2	1.4	3.4	1.4	3.6	1.5	4.0	1.7	4.5	1.9	5.0	2.1	5.6	2.4	6.2	2.6
TOTAL CARGA MW-MVAR	159.6	62.2	180.5	71.7	190.6	75.7	201.3	79.9	212.6	84.4	224.5	89.1	237.1	94.1	264.3	105.1	294.8	117.2	328.7	130.7	366.6	145.7	408.8	162.5



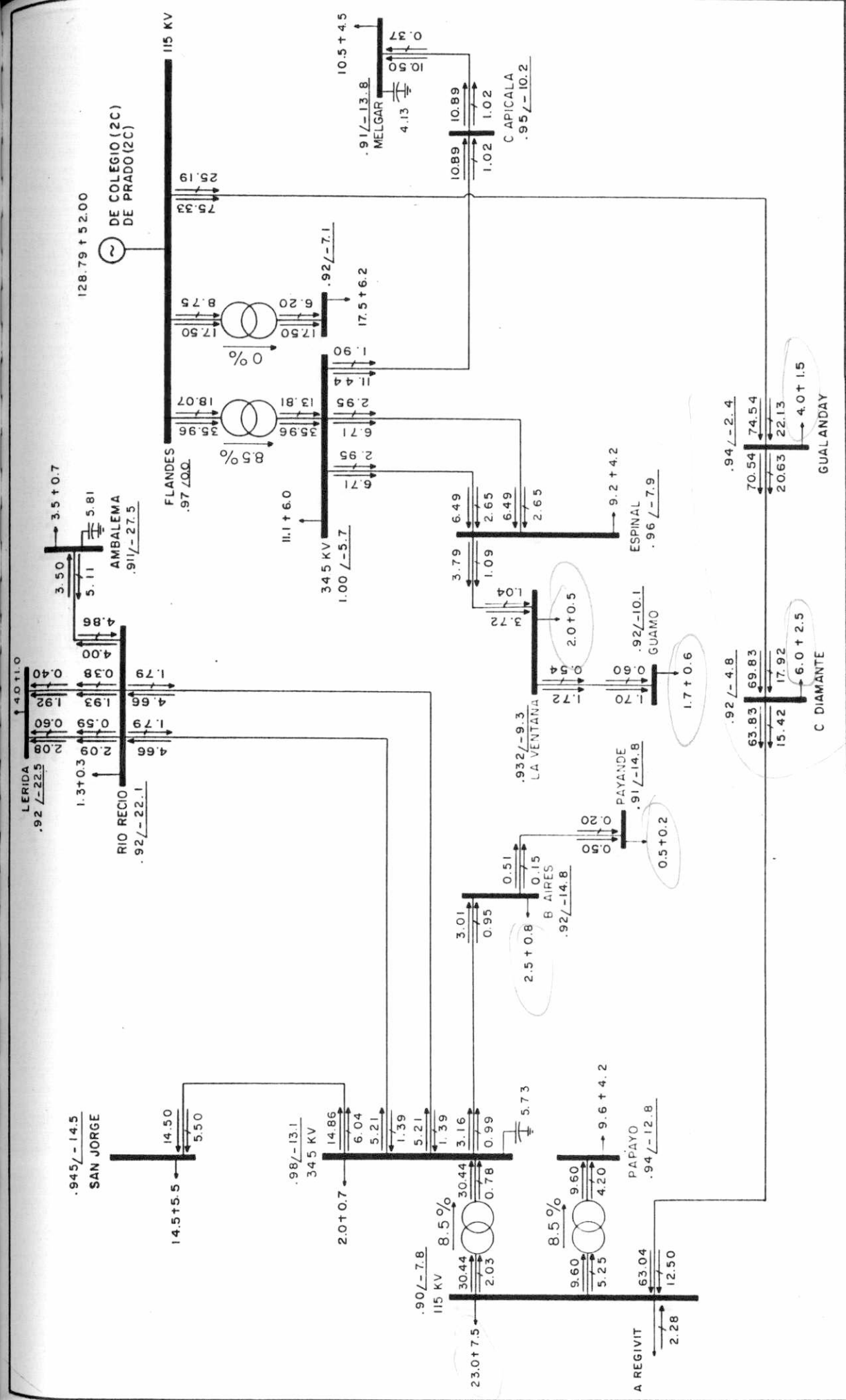
PROYECCION DE DEMANDA



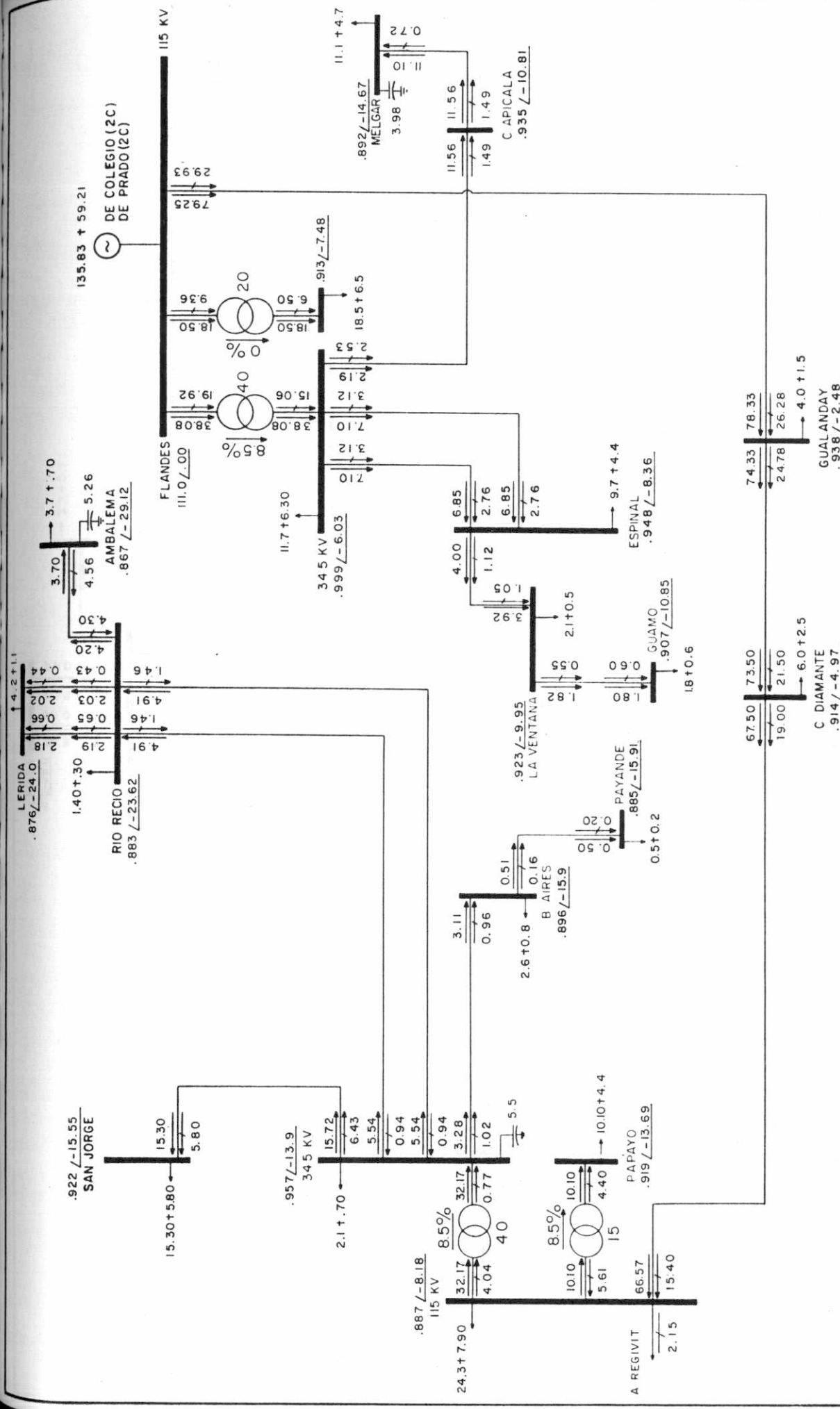
	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA SA	
	Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
DIAGRAMA UNIFILAR ACTUAL		
Figura 04	DISEÑO	FECHA
	DIBUJO	ESCALA




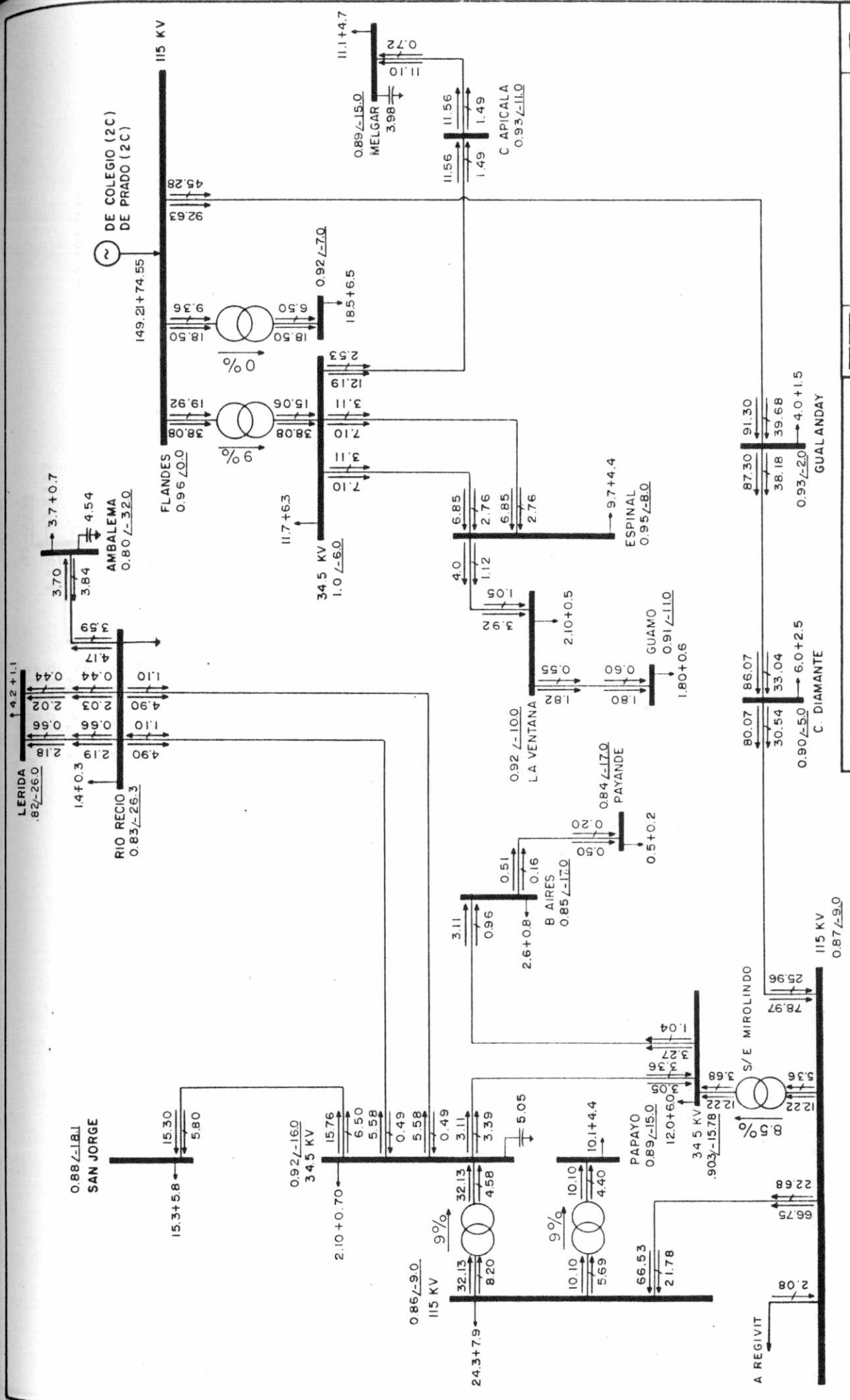




ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A		Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.		ELECTROINIA	
ACTUAL - OPERACION NORMAL		SITUACION CON OBAS PROPUESTAS		FECHA Enero/90	
CONVENCIONES		COMPENSACION REACTIVA (MVAR)		DISEÑO	
→ 7719 / -18.87	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	→ 3350 ± 70	GENERADOR MW + MVAR	DIBUJO c a n	
→ 3.50 / 0.70	CARGA (MW + MVAR)	→ 20	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA	Figura 06	
FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)		ESCALA		Sin	



 ELECTRICIDAD DEL TOLIMA S.A. Gerencia, Consultorio y Proyectos LTUO.		AÑO 1.990 - OPERACION NORMAL SITUACION CON ESQUEMA DE 1.989
CONVENCIONES .7719 / - 19.87 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO → 330 + 70 CARGA (MW + MVAR) 3.50 FLUJO DE POTENCIA (MW MVAR)		COMPENSACION REACTIVA (MVAR) GENERADOR MW + MVAR 2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
DISEÑO DIBUJO C.A.N.		FECHA ESCALA Sin
Figura 07		Enero/90



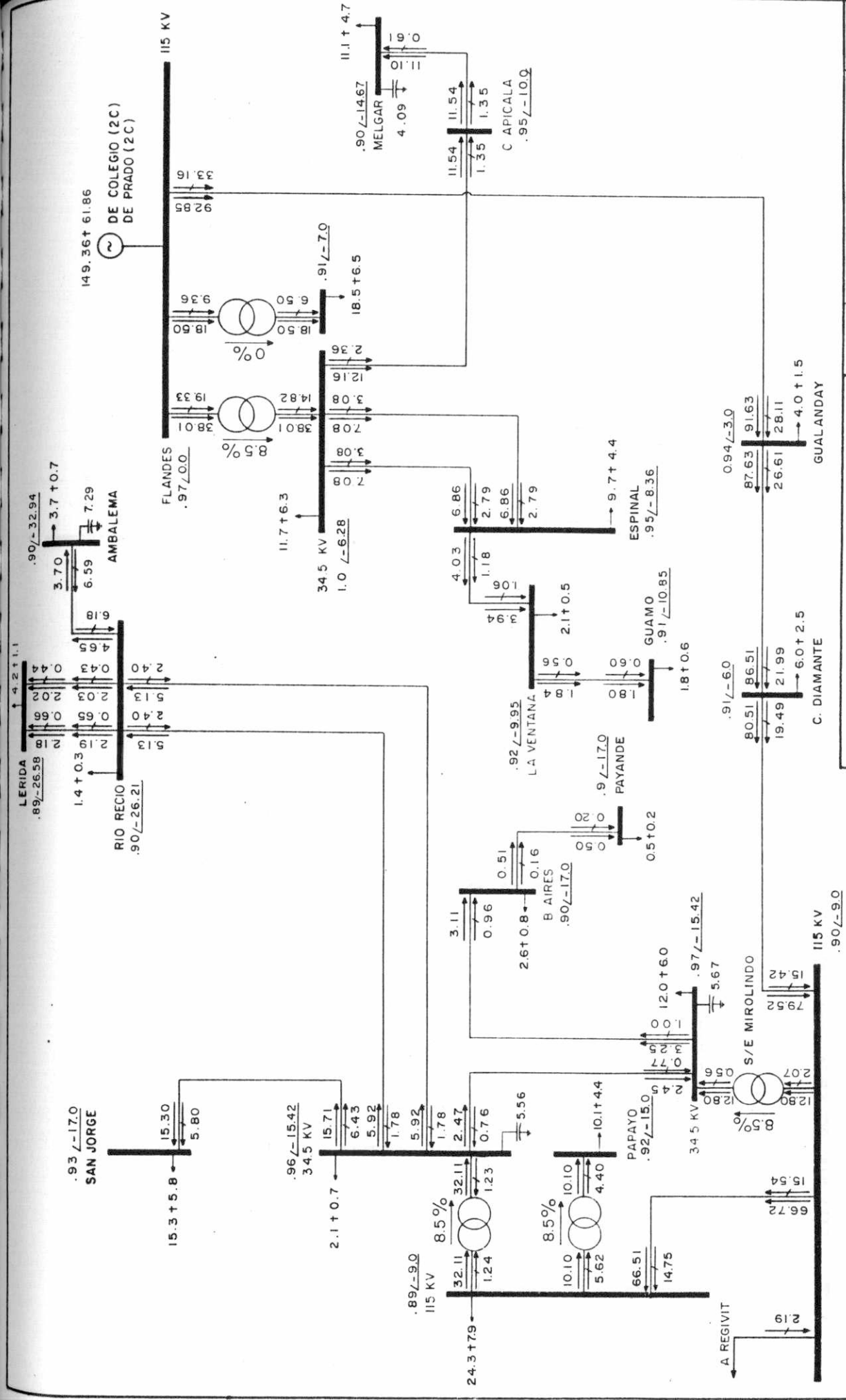
CONVENCIONES	
	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	CARGA (MW + MVAR)
	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A  
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda

AÑO 1990 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

FECHA Enero /90  
ESCALA Sin

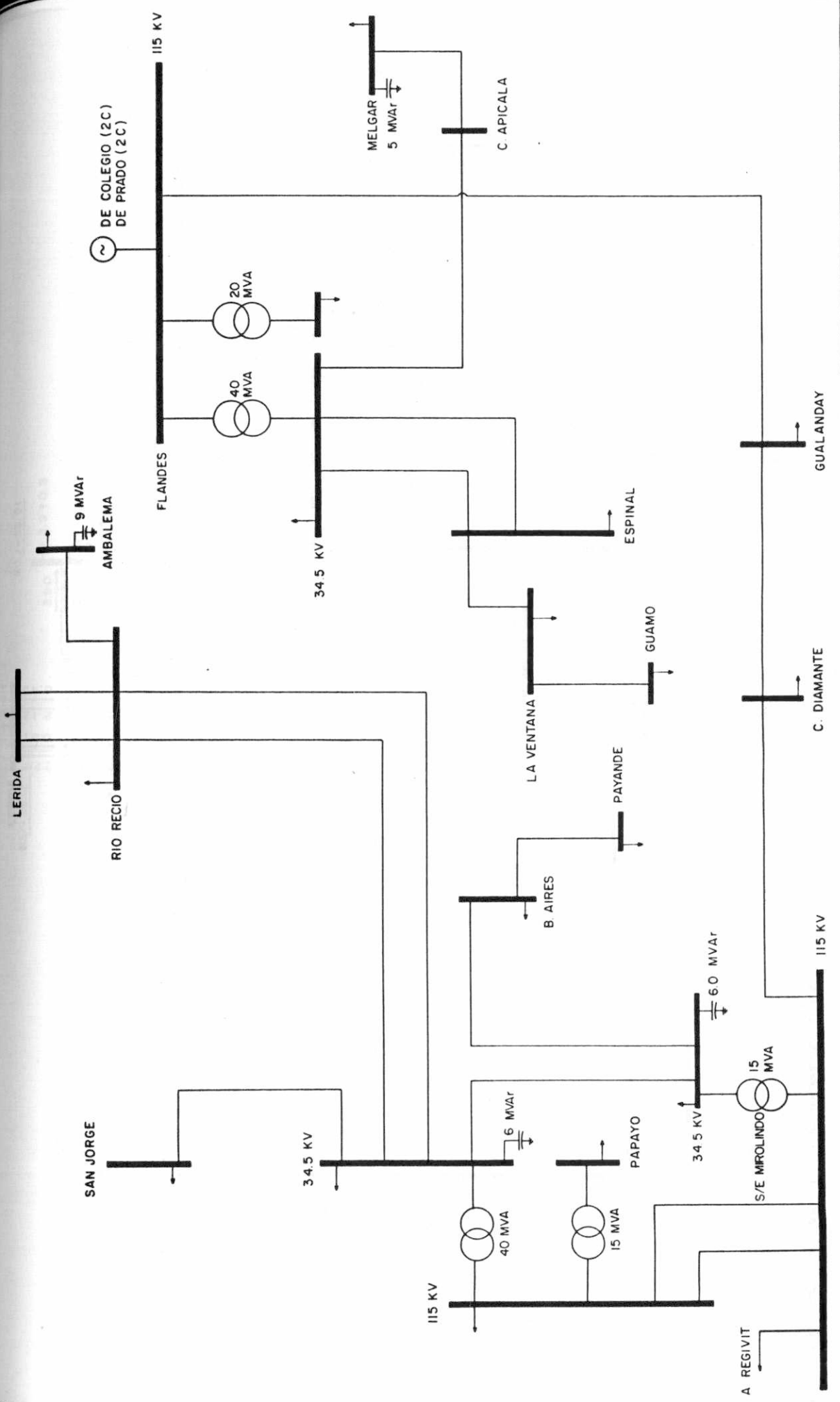
Figura 08  
DISEÑO  
DIBUJO




ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Lido	
AÑO 1990 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
Figura 09	DISEÑO
DIBUJO	ESCALA
C A N	Sin

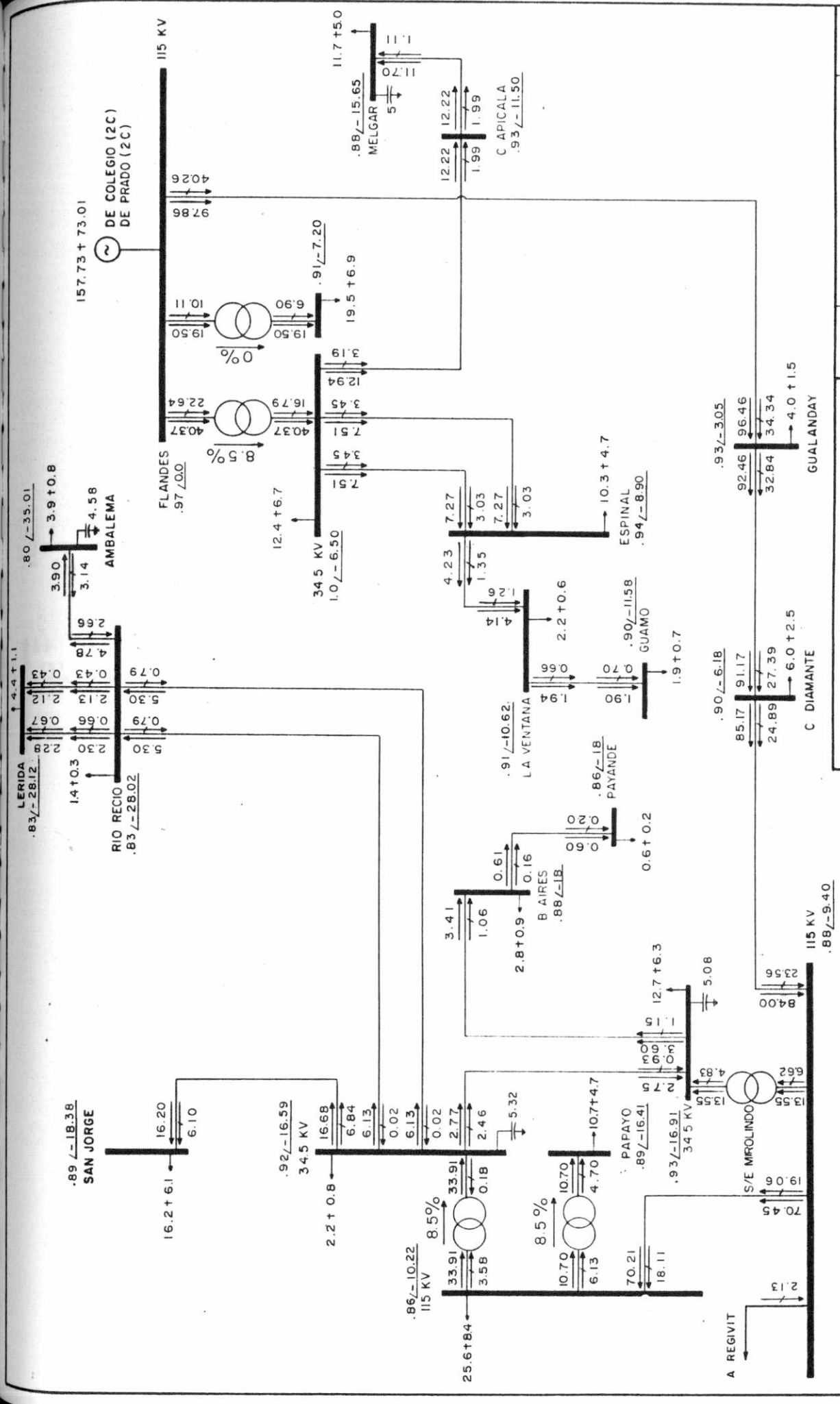
  

CONVENCIONES	
$\frac{.7719 \angle -19.87}{.89/-26.58}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
$\frac{.350 \angle 7.70}{.070}$	CARGA (MW + MVAR)
$\frac{.350}{.070}$	FLUJO DE POTENCIA (MW MVAR)
$\frac{.907}{.3294}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\frac{.91}{.70}$	GENERADOR MW + MVAR
$\frac{.91}{.70}$	POSICION TAP TRANSFORMADOR
$\frac{.91}{.70}$	2% TRANSFORMADOR



 ELECTROLIMA	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S. A	
	Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
DIAGRAMA UNIFILAR 1.990		
Figura 10	DISEÑO	FECHA
	DIBUJO	ESCALA

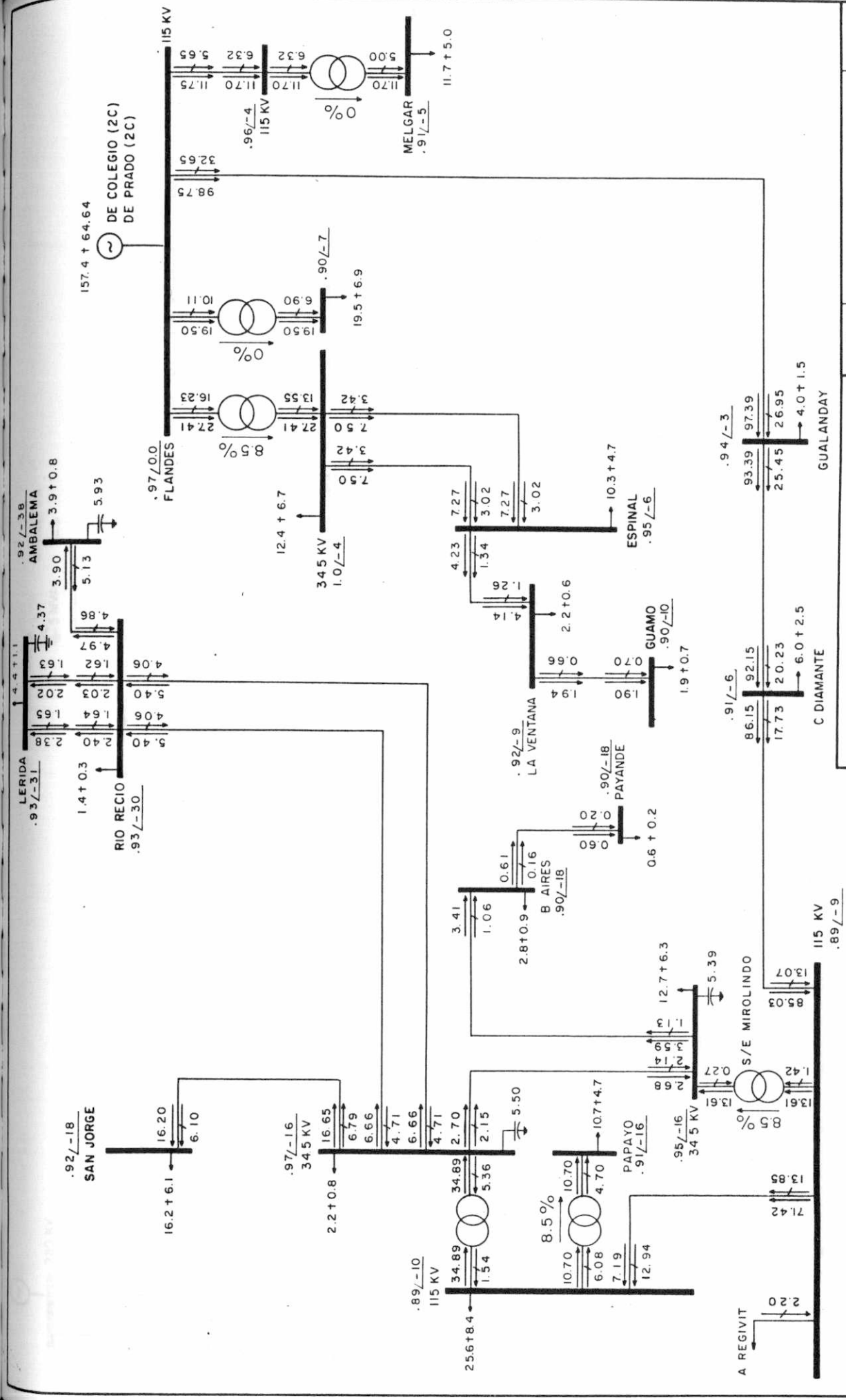




ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
Gerencia, Consultoría y Proyectos LTDA	
ELECTROLUMA	
AÑO 1991 - OPERACION NORMAL SITUACION CON ESQUEMA DE 1.990	
DISEÑO	FECHA Enero/90
DIBUJO: C A N	ESCALA Sin
Figura 11	

CONVENCIONES	
	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	CARGA (MW + MVAR)
	GENERADOR (MW + MVAR)
	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

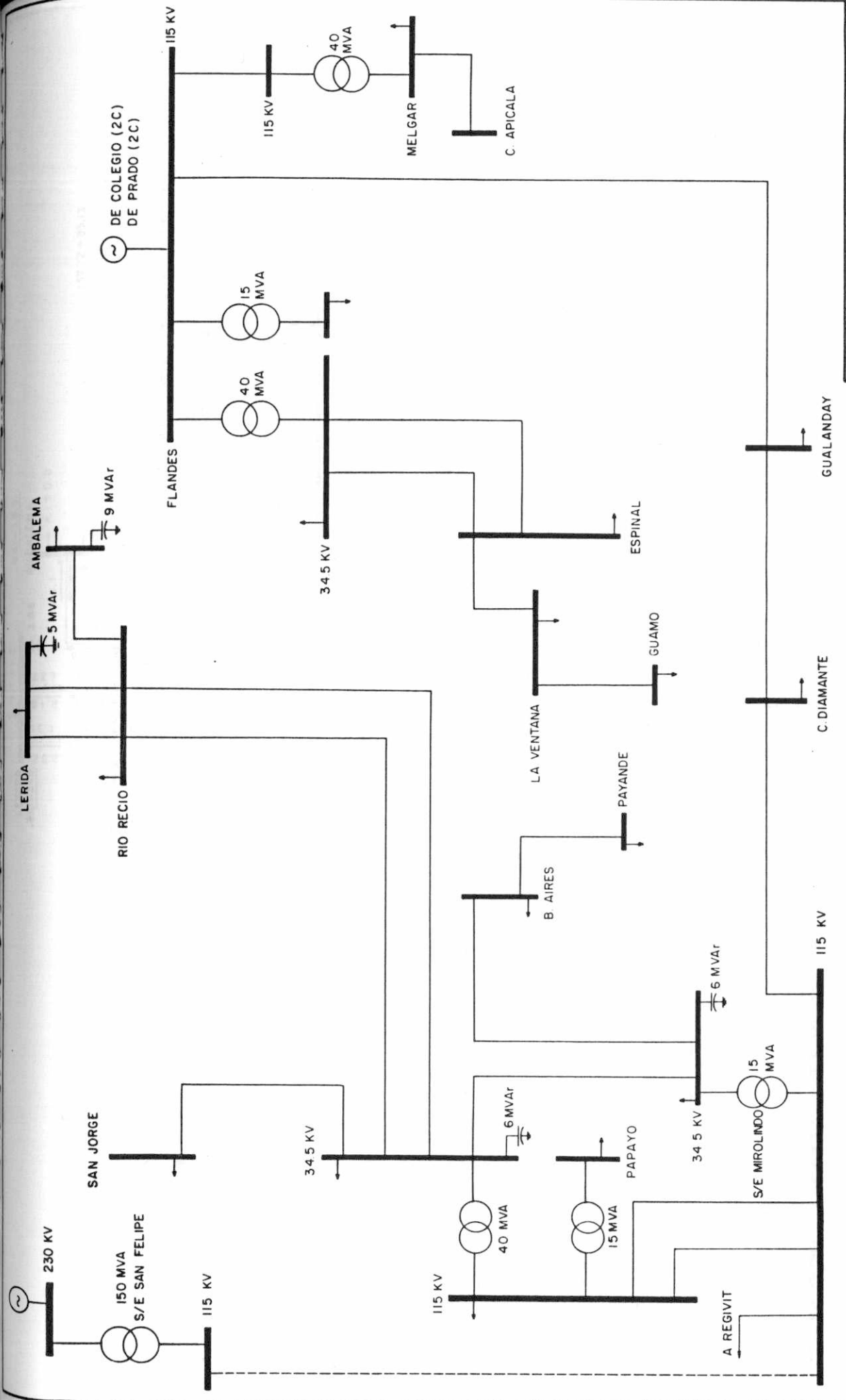


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
Gerencia, Consultoría y Proyectos LTDO	
ELECTROLIMA	
AÑO 1991 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
DISEÑO:	FECHA: ENERO/90
DIBUJO: C.A.N	ESCALA: Sin

CONVENCIONES	
$\frac{.7718}{\angle -18.87}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
$\rightarrow 3.30 + j.70$	CARGA (MW + MVAR)
$\frac{3.30}{0.70}$	FLUJO DE POTENCIA ( $\frac{MW}{MVAR}$ )
$\frac{1}{\angle}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\frac{2\%}{\text{CIRCUITO}}$	GENERADOR MW + MVAR
$\frac{20}{\text{CIRCUITO}}$	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

Figura 12



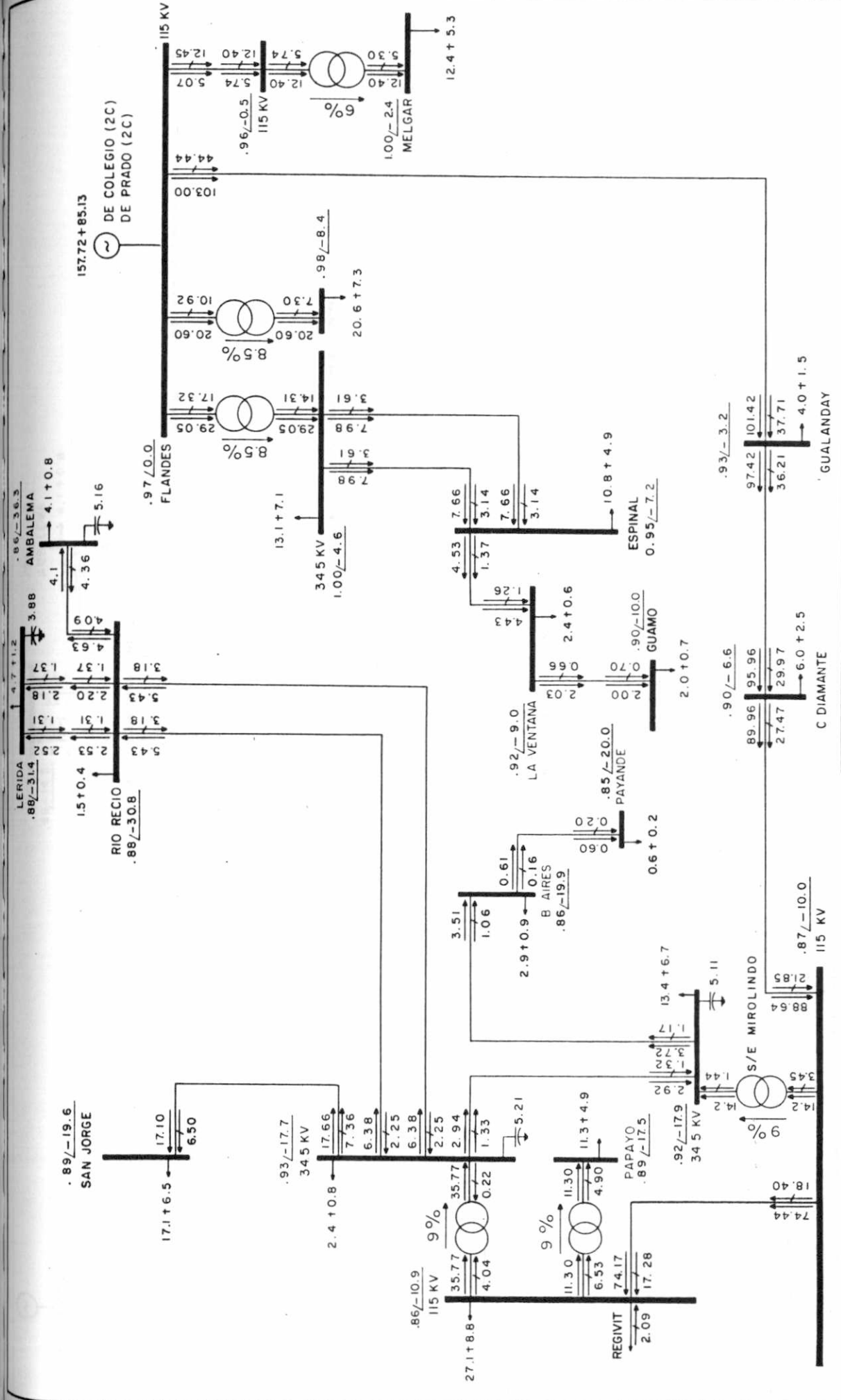


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda



DIAGRAMA UNIFILAR 1.991	
DISEÑO	FECHA
DIBUJO	ESCALA

Figura 13



**CONVENCIONES**

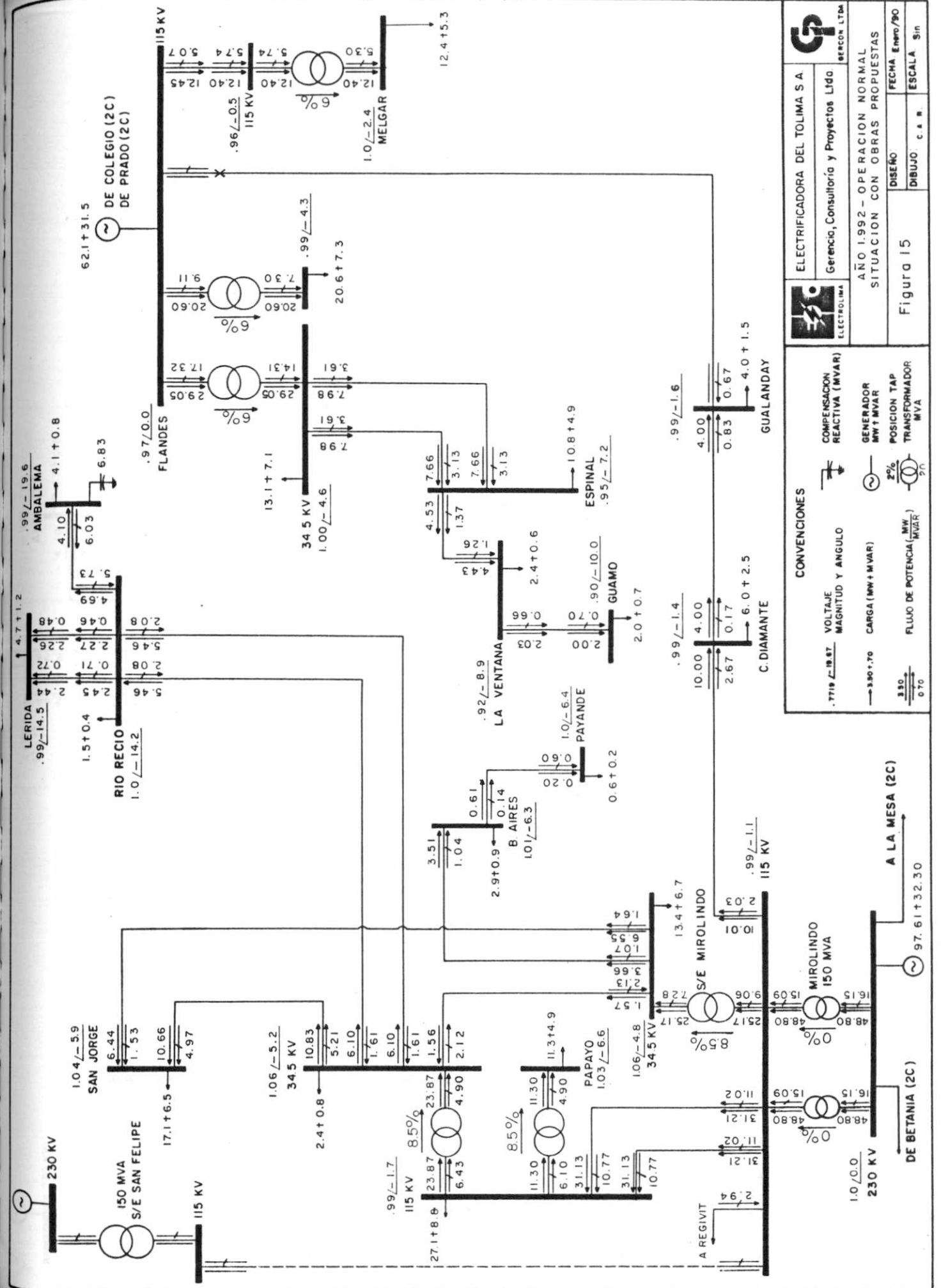
- $\frac{.7719}{-19.87}$  VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- $\frac{3.50}{+7.70}$  CARGA (MW + MVAR)
- $\frac{3.30}{0.70}$  FLUJO DE POTENCIA (MW, MVAR)
- COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR MW + MVAR
- 2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A**  
GERENCIA, CONSULTORIA Y PROYECTOS LTDA  
ELECTROLIMA

AÑO 1992 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON ESQUEMA DE 1991

Figura 14  
DISEÑO: c a n  
DIBUJO: c a n

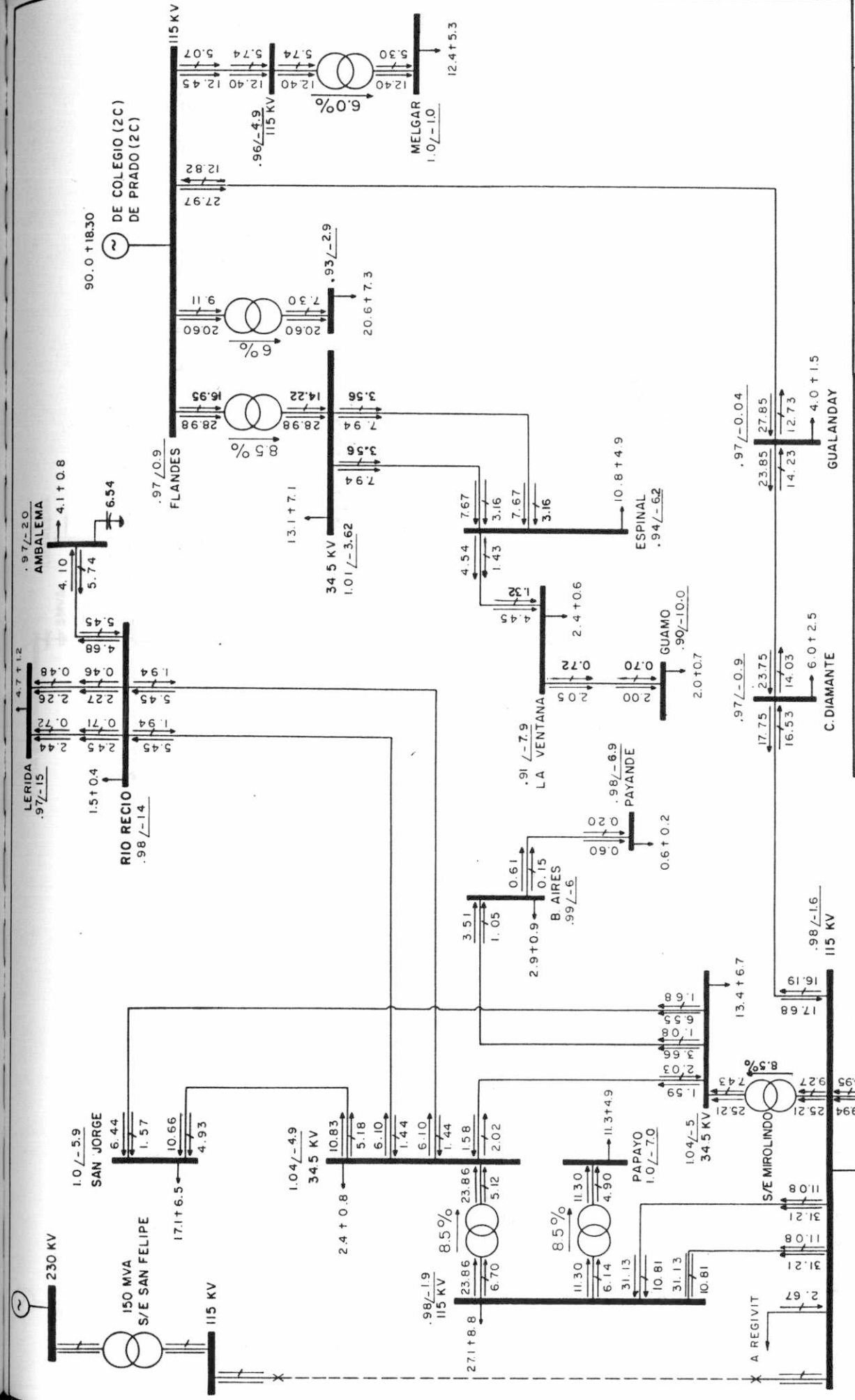
FECHA: Enero/90  
ESCALA: Sin













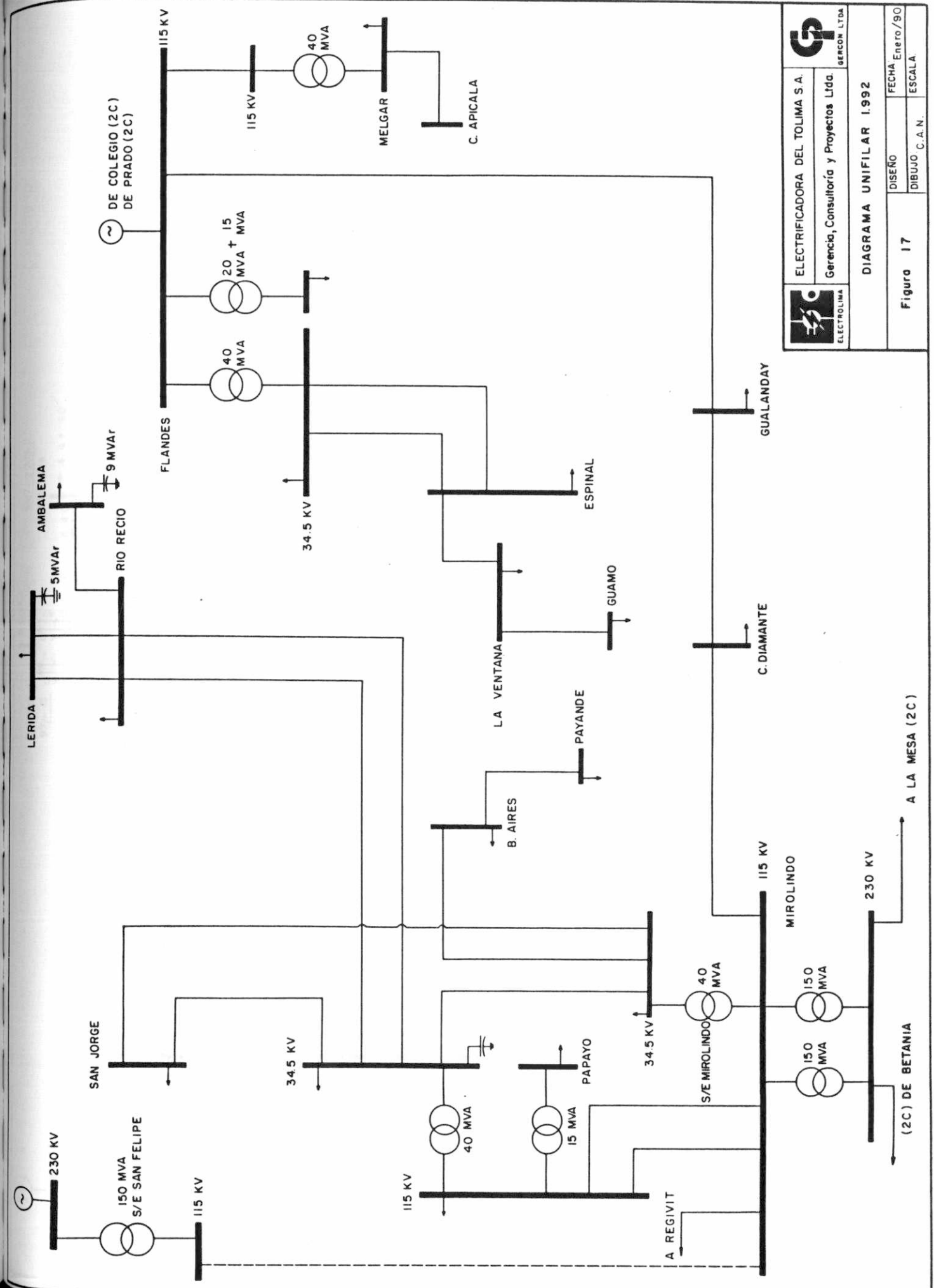
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	ELECTROLIMA	AÑO 1.992 - OPERACION NORMAL	
			SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
Figura 15			DISEÑO	FECHA Enero/90
			DIBUJO	ESCALA Sin


CONVENCIONES	
$\frac{.7719 \angle -19.87}{1.00}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
$\frac{3.50 \angle 7.70}{0.70}$	CARGA (MW + MVAR)
$\frac{3.30}{0.70}$	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
$\frac{1}{1}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\frac{1}{1}$	GENERADOR MW + MVAR
$\frac{2\%}{1}$	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

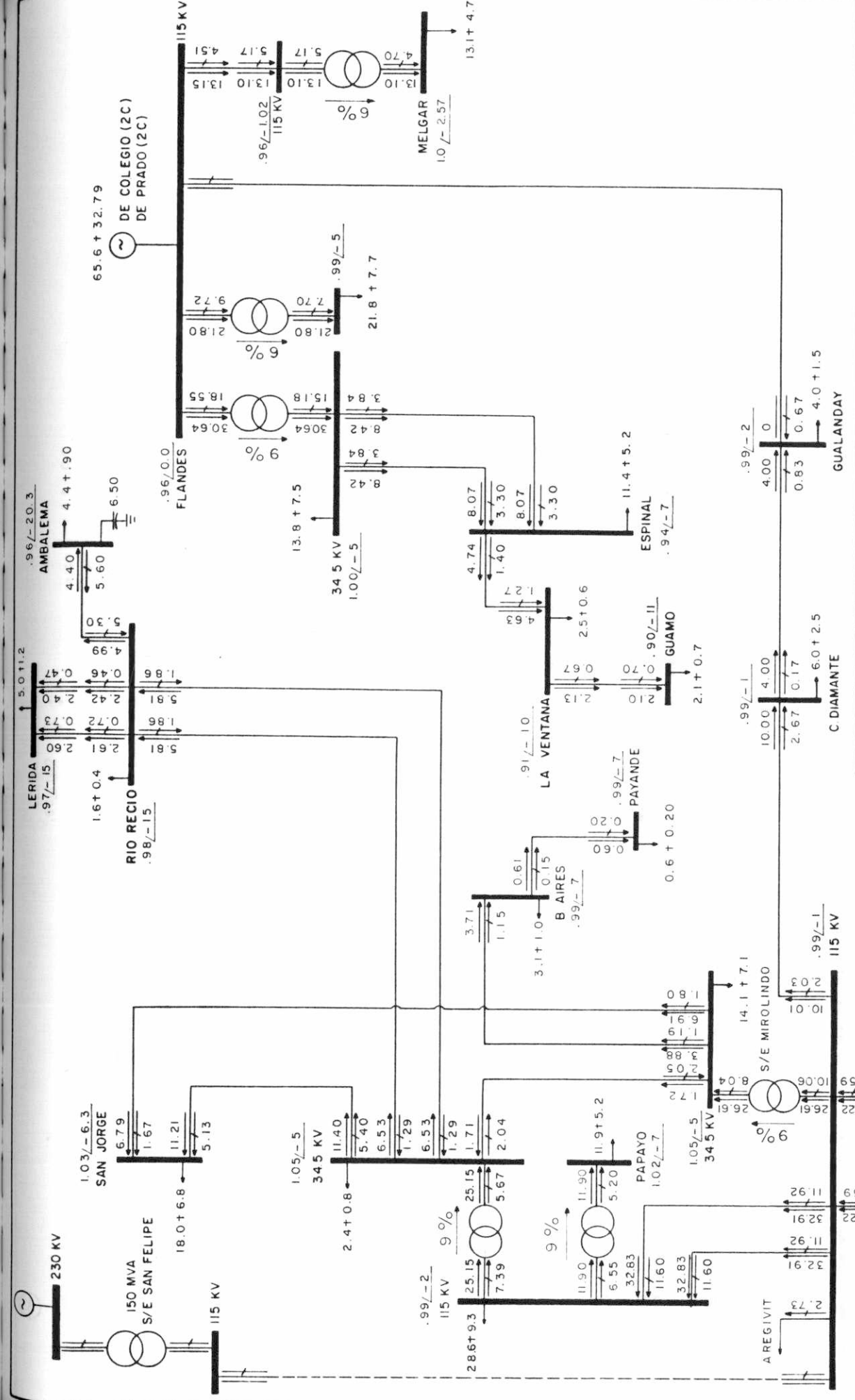
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
ELECTROLIMA	
AÑO 1.992 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
Figura 15	DISEÑO
	FECHA Enero/90
	ESCALA Sin



			
ELECTRICIDAD DEL TOLIMA S A Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda		AÑO 1.992 - CONTINGENCIA SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	
DISEÑO		FECHA Enero/90	
DIBUJO c. a. n.		ESCALA Sin	
<b>Figuro 16</b>			
<b>CONVENCIONES</b>			
 .7719 /-19.87 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	 GENERADOR MW + MVAR	 POSICION TAP TRANSFORMADOR
 3.30 +.70 CARGA (MW + MVAR)	 3.50 /-0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)	 2% TRANSFORMADOR	 20 MVA



	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
	Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.	
DIAGRAMA UNIFILAR 1.992		
Figura 17	DISEÑO	FECHA Enero/90
	DIBUJO C.A.N.	ESCALA



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A		GERENCO, CONSULTORIA Y PROYECTOS LTDA	
ELECTROLINA		Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
COMPENSACION REACTIVA (MVAR)		AÑO 1993 - OPERACION NORMAL	
GENERADOR MW + MVAR		SITUACION CON ESQUEMA DE 1992	
POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA		DISEÑO	
FLUJO DE POTENCIA (MW/MVAR)		FECHA Enero/90	
VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO		DIBUJO	
CARGA (MW + MVAR)		c a n	
ESCALA		Sin	
350 0.7C		Figura 18	

CONVENIONES

7719 /-18.87  
350 + 7.0  
350  
0.7C

COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

GENERADOR MW + MVAR

POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

FLUJO DE POTENCIA (MW/MVAR)

350  
0.7C

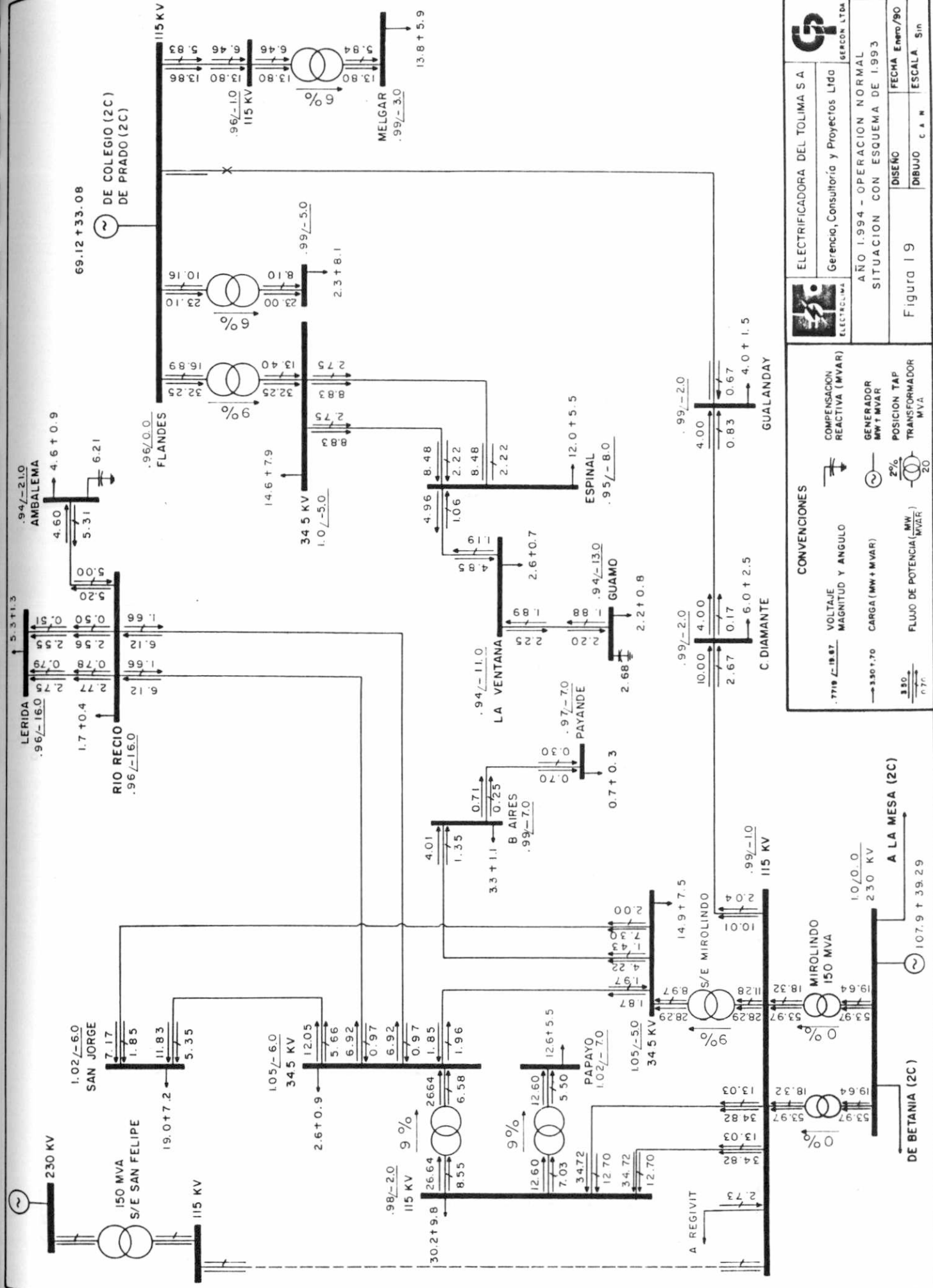
A LA MESA (2C)  
102.45 + 32.81

MIROLINDO 150 MVA  
17.77  
51.22  
16.59  
17.77  
51.22  
16.59  
17.77  
51.22  
16.59

MIROLINDO 230 KV  
1.0/0.0

A LA MESA (2C)  
102.45 + 32.81



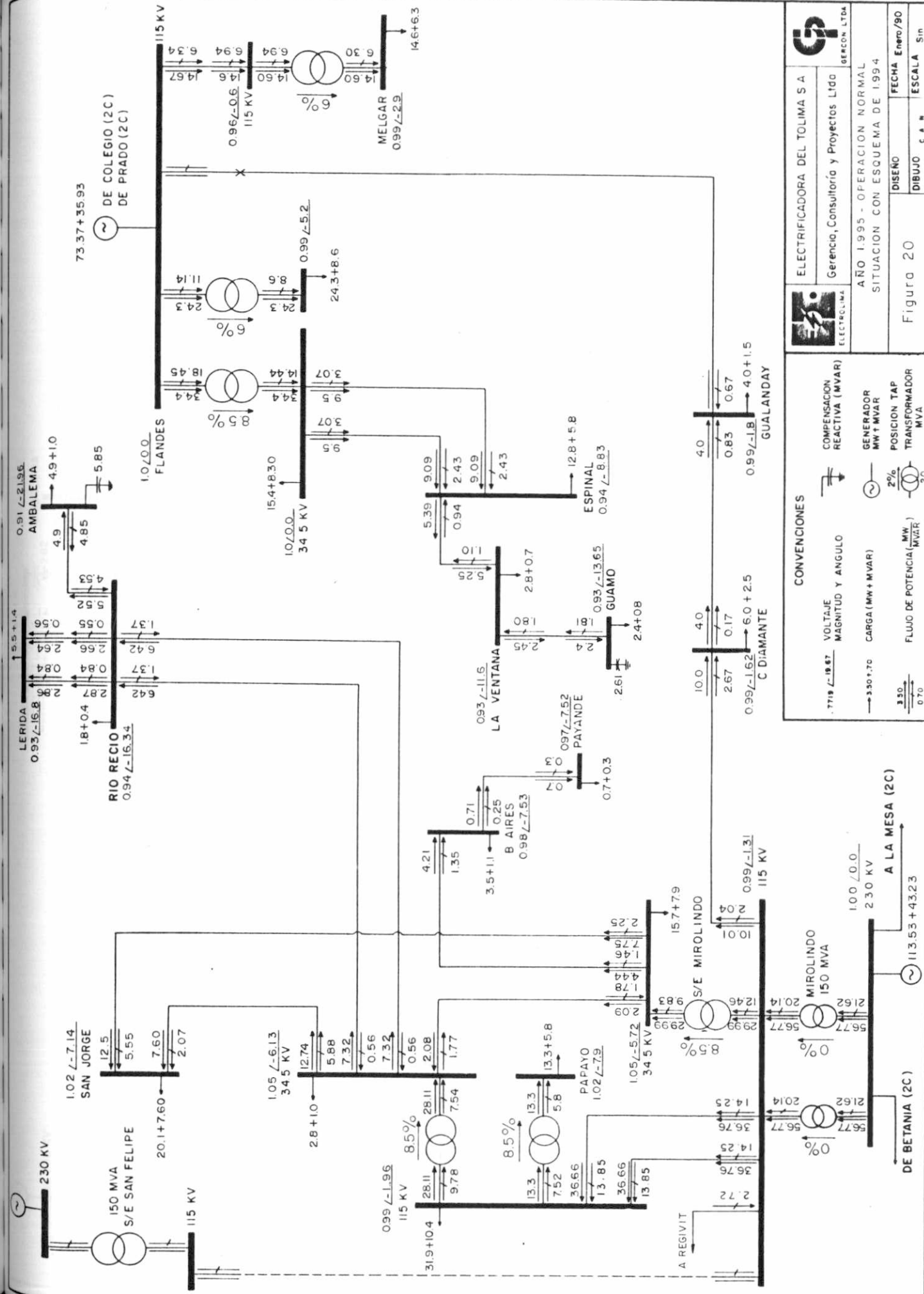


**GP**  
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A  
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
AÑO 1.994 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.993

**CONVENCIONES**

VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO  
 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 GENERADOR MW + MVAR  
 CARGA (MW + MVAR)  
 POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA  
 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)

Figura 19  
DISEÑO  
DIBUJO c a n  
FECHA Empr/90  
ESCALA Sin



**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A**  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
 ELECTROOLIMPA

ANÑO 1.995 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1994

FECHA ENERO/90  
 ESCALA Sin

**CONVENCIONES**

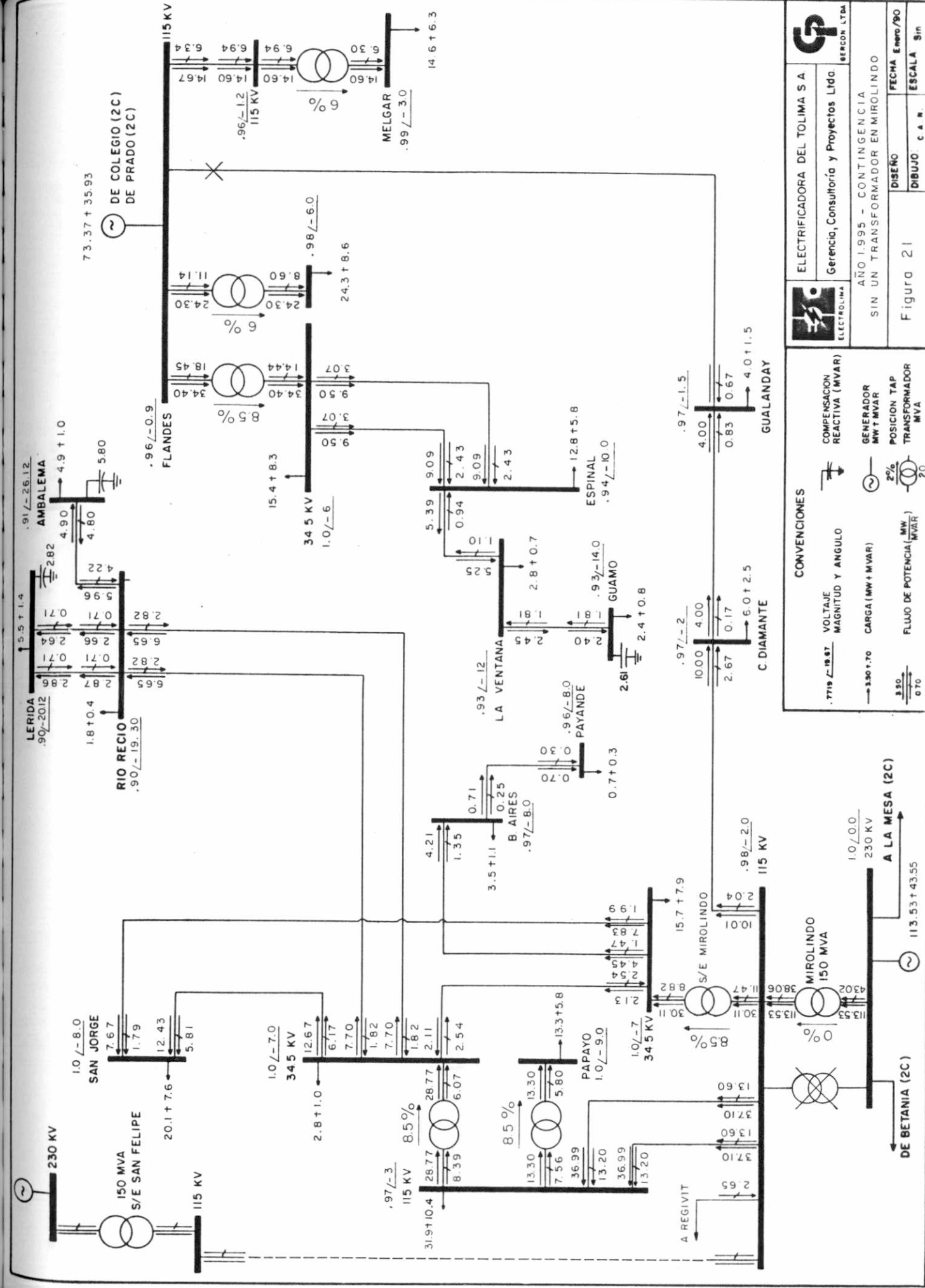
$\frac{115}{\angle -18.87}$  VOLTAJE  
 MAGNITUD Y ANGULO  
 $\frac{3.50}{\angle -70}$  CARGA (MW + MVAR)  
 $\frac{3.50}{0.70}$  FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

$\frac{115}{\angle -18.87}$  COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 $\frac{3.50}{\angle -70}$  GENERADOR MW + MVAR  
 $\frac{3.50}{0.70}$  POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

DE BETANIA (2C) A LA MESA (2C)

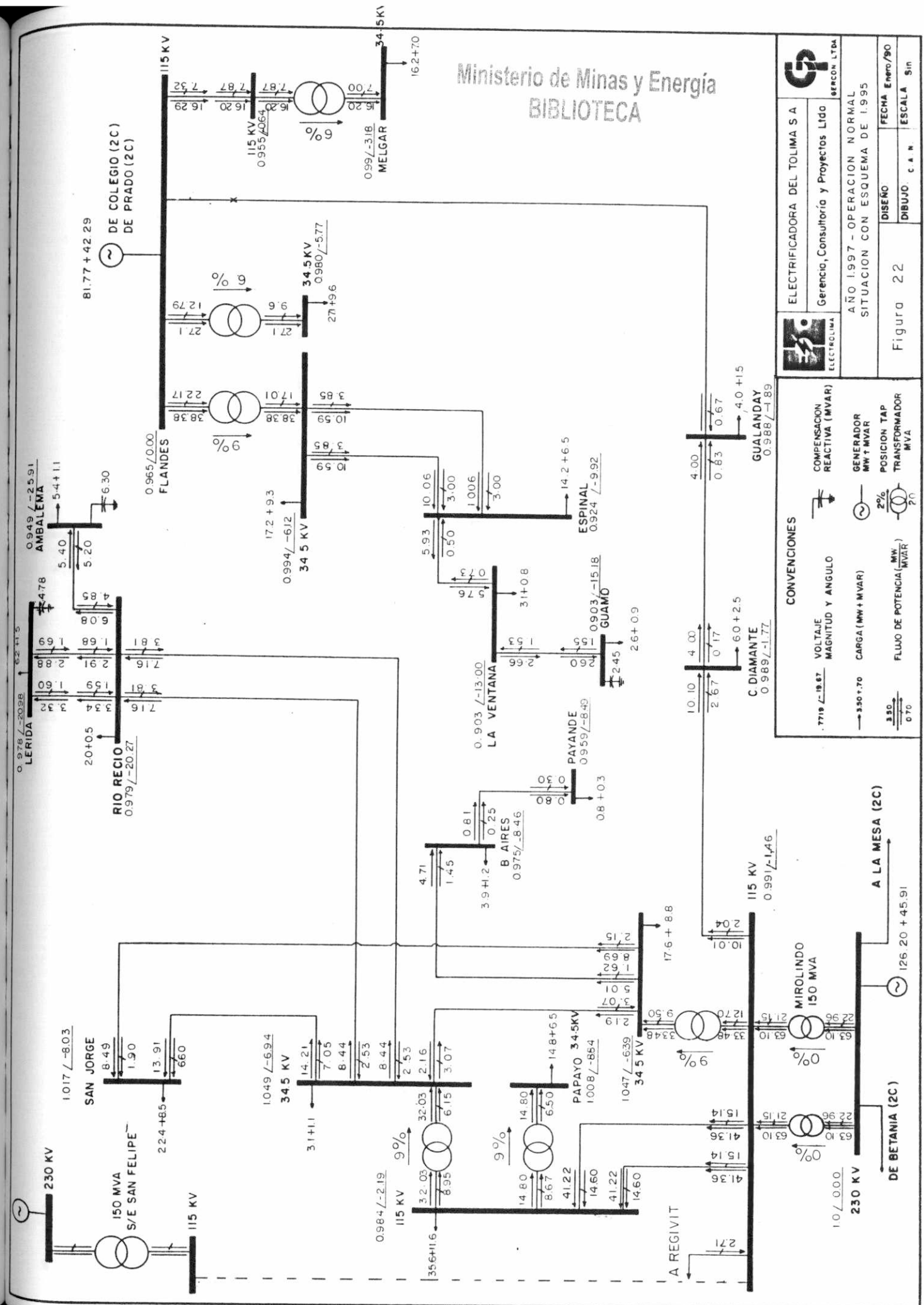
Figura 20





ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
ELECTROLINA	
AÑO 1.995 - CONTINGENCIA	
SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	
DISEÑO	FECHA
DIBUJO	ESCALA
Figuro 21	c. a. n.
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
ELECTROLINA	
AÑO 1.995 - CONTINGENCIA	
SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	
DISEÑO	FECHA
DIBUJO	ESCALA
Figuro 21	c. a. n.

CONVENCIONES	
$\frac{1.7719 \angle -18.87}{.99}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
$\frac{3.30 \angle 1.70}{.97}$	CARGA (MW + MVAR)
$\frac{3.30}{.97}$	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
$\frac{1.7719 \angle -18.87}{.99}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\frac{3.30 \angle 1.70}{.97}$	GENERADOR (MW + MVAR)
$\frac{3.30}{.97}$	POSICION TAP TRANSFORMADOR
$\frac{1.7719 \angle -18.87}{.99}$	2% TRANSFORMADOR
$\frac{3.30 \angle 1.70}{.97}$	20



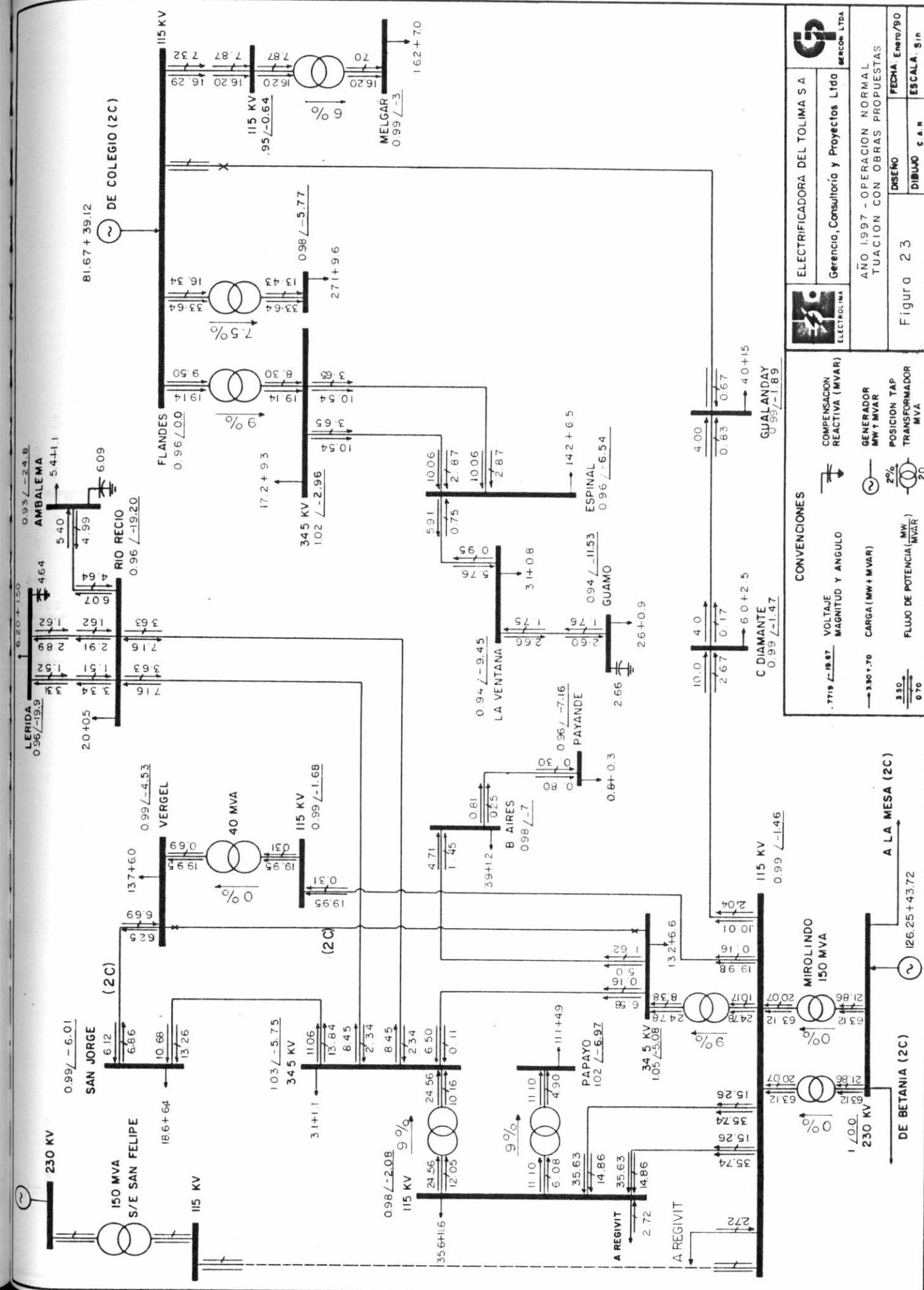
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A  
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
ELECTROCLIMA

CONVENCIONES  
 - 7719 ∠-19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO  
 - 330+70 CARGA (MW + MVAR)  
 - 330 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)  
 - 0.67 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 - 2% GENERADOR MW + MVAR  
 - 20 POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

ANNO 1.997 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.995  
 DISEÑO: FECHA: EMPO/90  
 DIBUJO: c. a. n. ESCALA: Sin

Figura 22

GERCON LTDA



**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A**  
**Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda**  
 ANO 1997 - OPERACION NORMAL  
 TUACION CON OBRAS PROPUESTAS

**Figura 23**  
 DISEÑO: E.M.T./90  
 DIBUJO: S.A.N. ESCALA: Sin

**CONVENCIONES**

- 7.719 ∠-18.87: VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- 3.80 ∠70: CARGA (MW + MVAR)
- 3.80 ∠70: FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
- COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR MW + MVAR
- 2% TRANSFORMADOR MVA
- POSICION TAP

DE BETANIA (2C) → 126.25 + 43.72

MIROLINDO 150 MVA

A LA MESA (2C)

GUAL ANDAY 0.99 ∠-1.89

C DIAMANTE 0.99 ∠-1.47

6.0 + 2.5

10.0 4.0 2.67 0.17

4.00 0.83 4.0 + 1.5

ESPINAL 0.96 ∠-6.54

14.2 + 6.5

GUAMO 0.94 ∠-11.53

3.1 + 0.8

LA VENTANA 0.94 ∠-9.45

5.91 10.06 2.87 10.06 2.87

345 KV 102 ∠-2.96

17.2 + 9.3

FLANDES 0.96 ∠0.00

7.5%

2.71 + 9.6

0.98 ∠-5.77

162 + 70

MELGAR 0.99 ∠-3

115 KV

DE COLEGIO (2C) 81.67 + 39.12

RIO RECIO 0.96 ∠-19.20

6.09

4.99

5.40

4.64

0.93 ∠-24.8

AMBALEMA 5.4 + 1.1

2.0 + 0.5

LERIDA 0.96 ∠-19.5

6.20 + 1.50

230 KV

150 MVA S/E SAN FELIPE

115 KV

VERGEL 0.99 ∠-4.53

40 MVA

115 KV 0.99 ∠-1.68

13.7 + 6.0

13.26

10.66

6.86

6.12

0.99 ∠-6.01

SAN JORGE (2C)

345 KV 103 ∠-5.75

11.06

13.64

8.45

2.34

8.45

2.34

6.50

0.11

24.56

12.05

24.56

115 KV 0.98 ∠-2.08

9%

11.10

6.08

35.63

14.86

35.63

14.86

2.72

A REGIVIT

111 + 4.9

PAPAYO 102 ∠-6.97

34.5 KV 105 ∠-5.08

9%

13.2 + 6.6

15.26

35.74

35.74

15.26

35.74

15.26

20.07

21.86

21.86

20.07

10.17

24.78

24.78

20.07

20.07

10.17

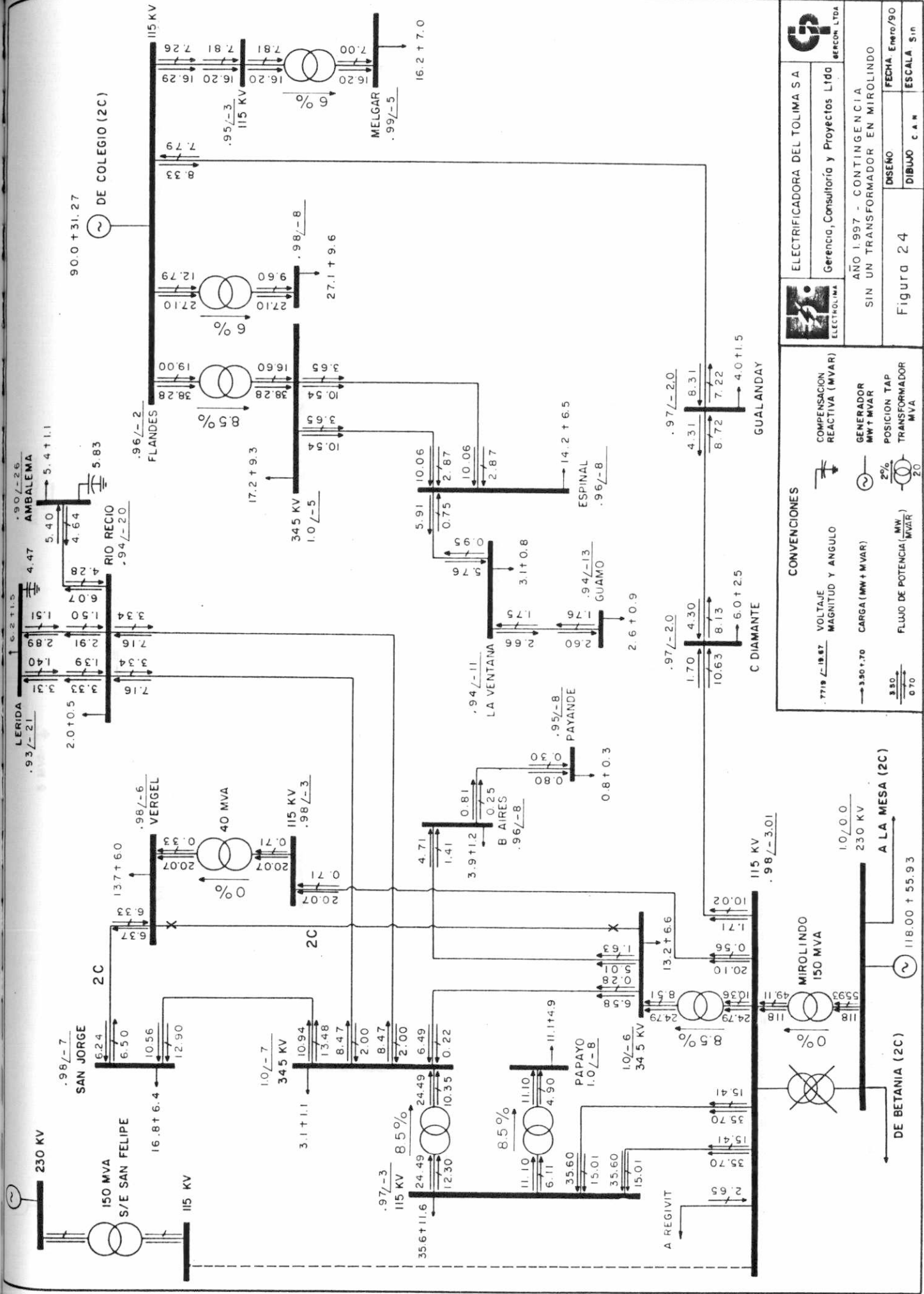
19.98

10.01

115 KV 0.99 ∠-1.46

MIROLINDO 150 MVA

DE BETANIA (2C) 126.25 + 43.72



ELECTRICIDAD DEL TOLIMA S.A.	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
ELECTROLIMA	
AÑO 1.997 - CONTINGENCIA SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	
COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	GENERADOR MW + MVAR
MAGNITUD Y ANGULO	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
CARGA (MW + MVAR)	FLUJO DE POTENCIA MW / MVAR
3.30 / 0.70	20

CONVENCIONES

- VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- CARGA (MW + MVAR)
- FLUJO DE POTENCIA MW / MVAR
- COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR MW + MVAR
- POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

Figura 2.4

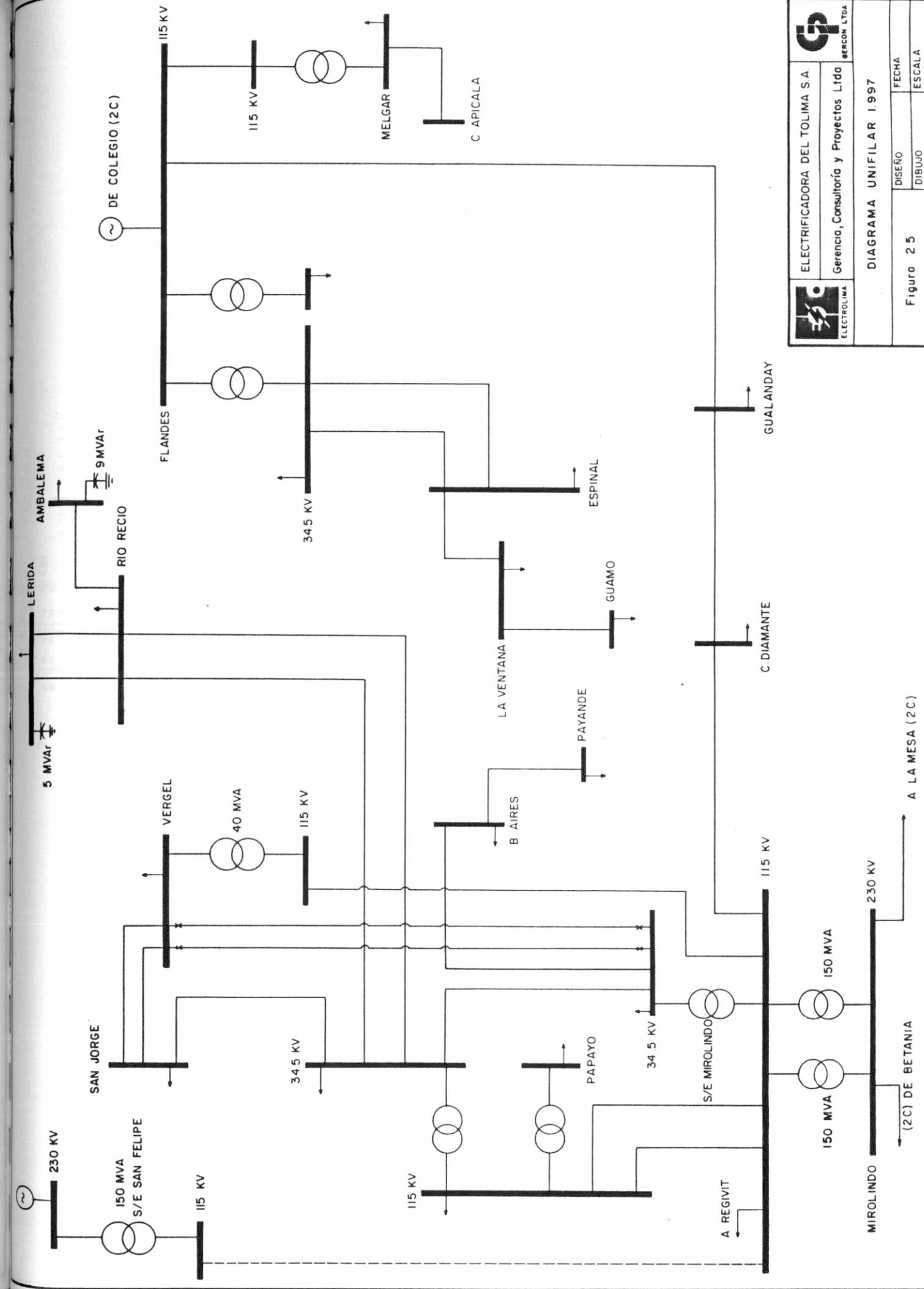
DESIGNO  
DIBUJO

FECHA  
ESCALA

ENERO/90  
SIN

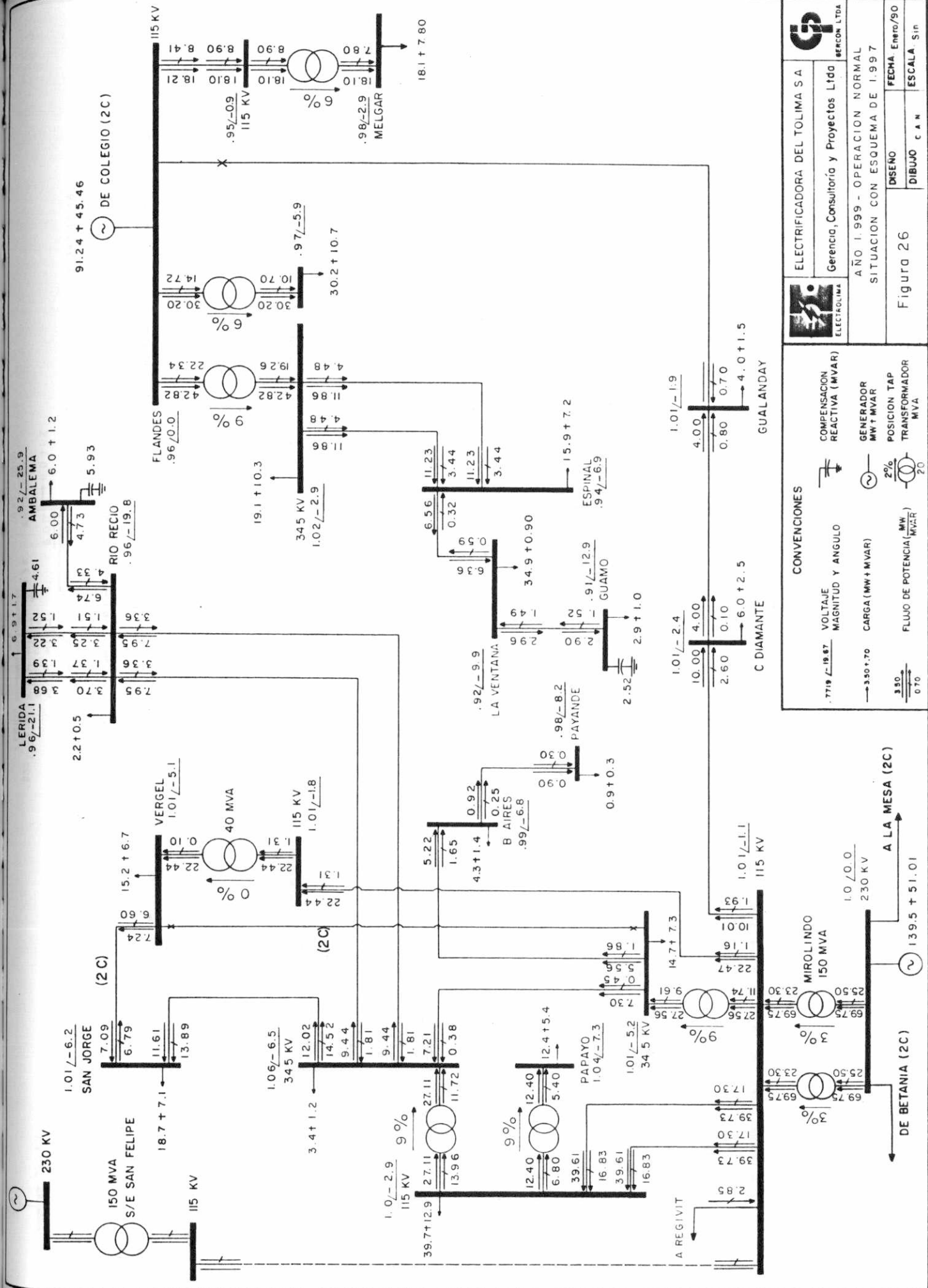
Figura 2.4  
DIBUJO C.A.N.

ENERO/90  
ESCALA SIN



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA SA  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda

ELECTROLIMA	DIAGRAMA UNIFILAR 1997	
	DISEÑO	FECHA
Figura 2 5	DIBUJO	ESCALA



**ELECTRICIDAD DEL TOLIMA S.A.**  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
 ANO 1.999 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1.997

**Figura 26**  
 DISEÑO  
 DIBUJO

FECHA  
 ESCALA

**CONVENCIONES**

- VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- CARGA (MW + MVAR)
- FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
- COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR (MW + MVAR)
- POSICION TAP
- TRANSFORMADOR (MVA)

**A LA MESA (2C)**  
 230 KV  
 1.0 / 0.0

**DE BETANIA (2C)**  
 230 KV  
 139.5 + 51.01

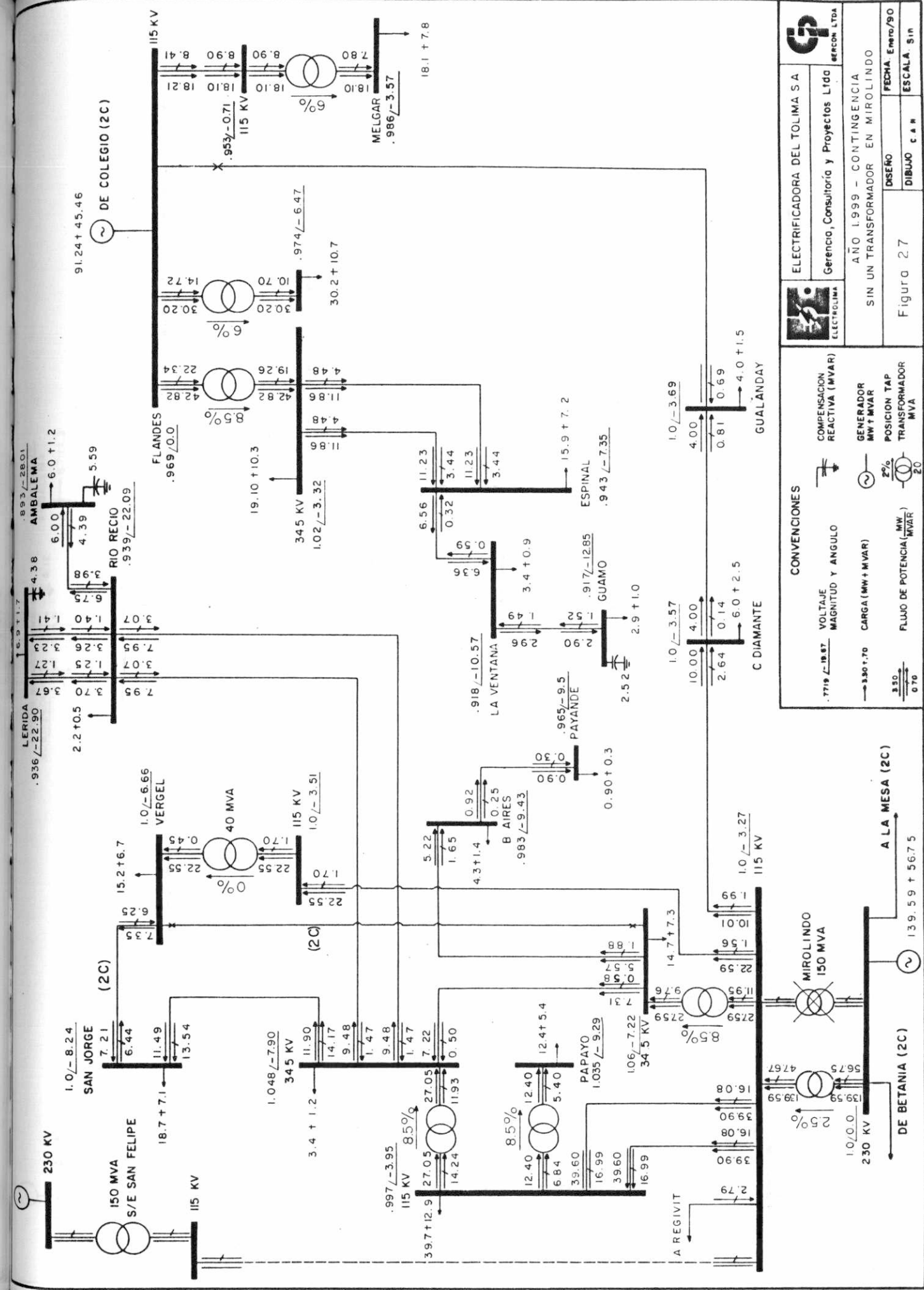
**GUALANDAY**  
 4.0 + 1.5

**C DIAMANTE**  
 6.0 + 2.5

**ESPINAL**  
 94 / -6.9

**MIROLINDO**  
 150 MVA





**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA SA**  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos LTDC  
 AÑO 1999 - CONTINGENCIA  
 SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO

**Figura 2.7**

DISEÑO  
 DIBUJO C A H

FECHA Enero/90  
 ESCALA Sin

**CONVENCIONES**

7719 /-18.87 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO

3.80 /-7.0 CARGA (MW + MVAR)

3.30 /-0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

GENERADOR MW + MVAR

POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

2% Z% TRANSFORMADOR

MIROLINDO 150 MVA

DE BETANIA (2C)

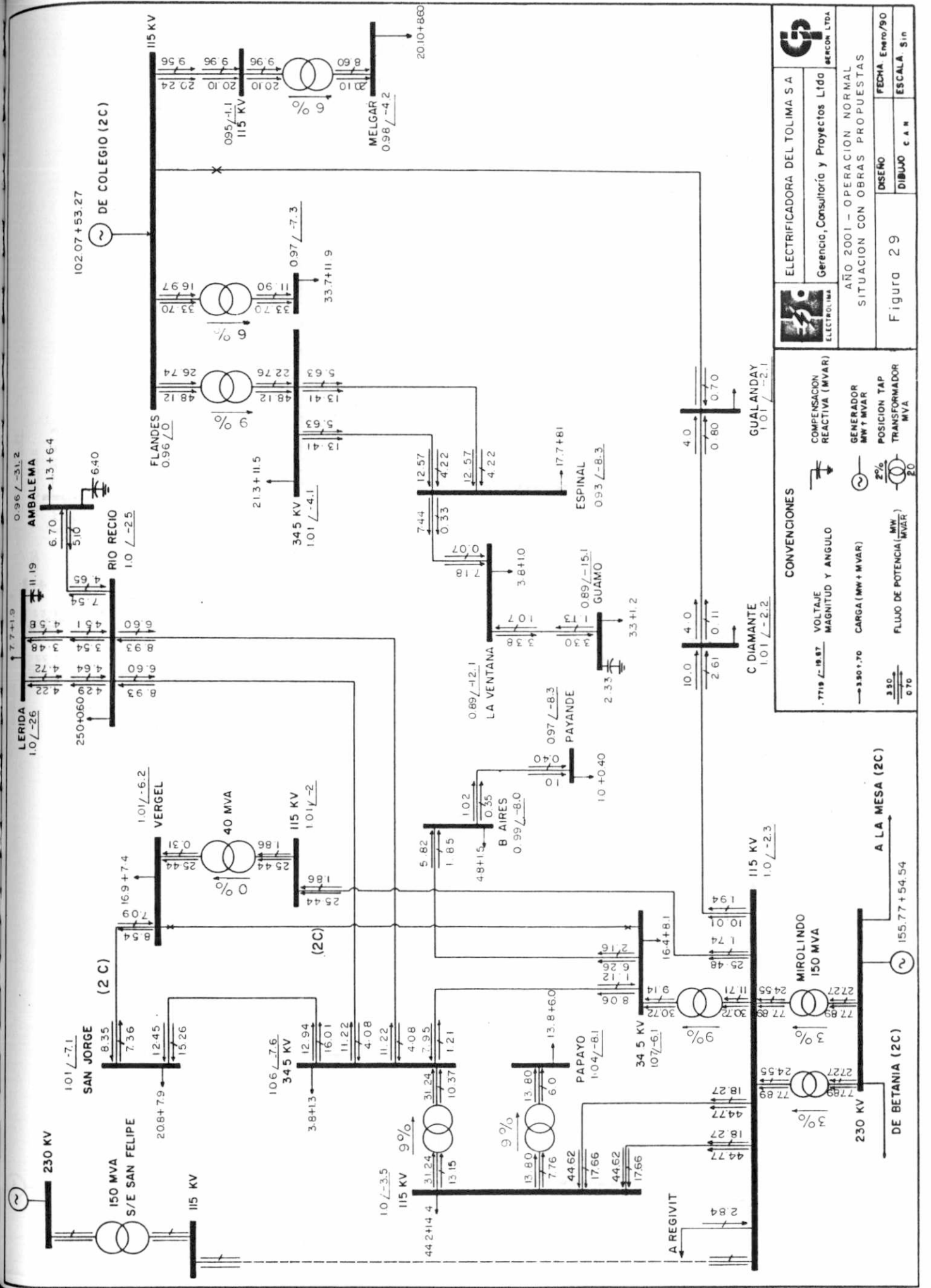
A LA MESA (2C)

139.59 + 56.75





PROYECTO DE OBRAS DE RECONSTRUCCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE 115 KV DEL AREA DE LA MESA (2C) DEL AREA DE LA MESA (2C) DEL AREA DE LA MESA (2C)



**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**  
**Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda**  
 ANO 2001 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

Figura 29

DISEÑO  
 DIBUJO c.a.n.

FECHA Ene/09/90  
 ESCALA Sin

**CONVENCIONES**

.7719 / -15.87 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO  
 -3.50 / .70 CARGA (MW + MVAR)  
 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 GENERADOR MW + MVAR  
 POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA  
 3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)

**A LA MESA (2C)**  
 155.77 + 54.54

**DE BETANIA (2C)**  
 230 KV

**MIROLINDO 150 MVA**  
 115 KV

**C DIAMANTE 1.01 / -2.2**  
 10.0 / 4.0 / 2.61 / 0.11

**GUALANDAY 1.01 / -2.1**  
 4.0 / 0.80 / 0.70

**ESPINAL 0.93 / -8.3**  
 17.7 + 81

**LA VENTANA 0.69 / -12.1**  
 3.8 + 10

**PAYANDE 0.97 / -8.3**  
 2.33

**GUAMO 0.89 / -15.1**  
 3.3 + 1.2

**B AIRES 0.95 / -8.0**  
 1.0 + 0.40

**VERDEL 1.01 / -6.2**  
 40 MVA

**RIO RECIO 1.0 / -2.5**  
 250 + 0.60

**AMBALEMA 0.96 / -31.2**  
 11.19

**FLANDES 0.96 / 0**  
 21.3 + 11.5

**345 KV 1.01 / -4.1**  
 101 / -4.1

**115 KV 1.01 / -2**  
 101 / -2

**345 KV 10.6 / -7.6**  
 10.6 / -7.6

**115 KV 10 / -3.5**  
 10 / -3.5

**PAPAYO 1.04 / -8.1**  
 1.04 / -8.1

**345 KV 10.7 / -6.1**  
 10.7 / -6.1

**115 KV 1.0 / -2.3**  
 1.0 / -2.3

**115 KV 102.07 + 53.27**  
 102.07 + 53.27

**DE COLEGIO (2C)**  
 115 KV

**MELGAR 0.96 / -4.2**  
 20.10 + 6.60

**115 KV 0.95 / -1.1**  
 0.95 / -1.1

**115 KV 0.96 / -4.2**  
 0.96 / -4.2

**115 KV 1.0 / -7.1**  
 1.0 / -7.1

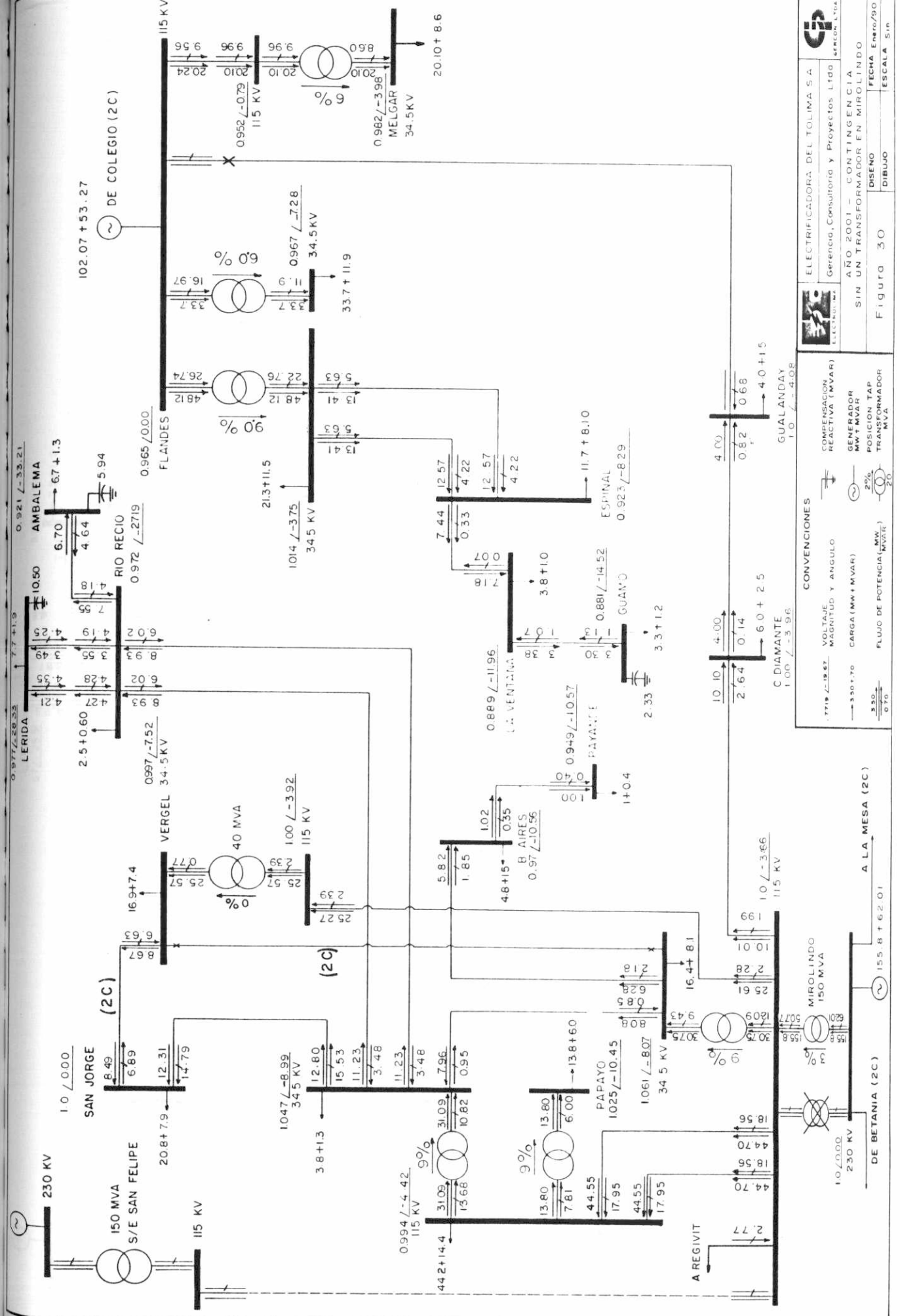
**SAN JORGE (2C)**  
 101 / -7.1

**SAN FELIPE 150 MVA S/E**  
 150 MVA S/E

**230 KV 1.0 / -2.6**  
 1.0 / -2.6

**LERIDA 1.0 / -2.6**  
 1.0 / -2.6

**230 KV 1.0 / -2.6**  
 1.0 / -2.6

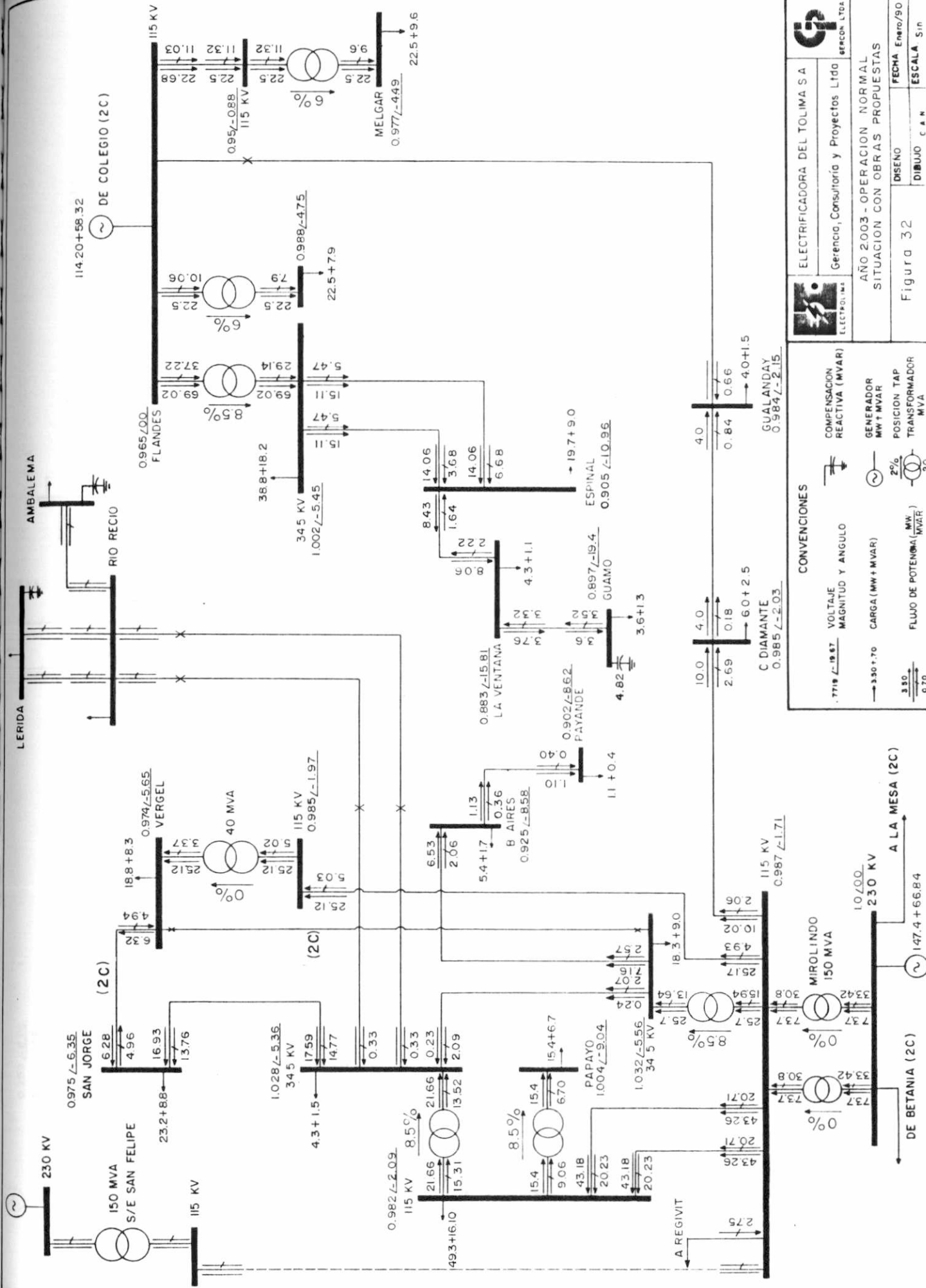


**CONVENCIONES**

	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	CARGA (MW + MVAR)
	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP
	TRANSFORMADOR MVA

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**

GERENCIA, CONSULTORIO Y PROYECTOS LTOD	AFRECON S.A.
ANO 2001 - CONTINGENCIA	FECHA ENTREGA
SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	DISEÑO
FIGURA 30	DIBUJO
ESCALA 30	ESCALA SIN



**CONVENCIONES**

- .7719 /-19.87 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- 330 + j70 CARGA (MW + MVAR)
- .7719 /-19.87 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR MW + MVAR
- 2% POSICION TAP TRANSFORMADOR
- 330 + j70 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)

**GUAYANDÉ**  
0.9847/-2.15

**C DIAMANTE**  
0.9857/-2.03

**GUALANDAY**  
0.9847/-2.15

**ELECTRICADORA DEL TOLIMA S.A**  
ELECTROLIMA

Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda

AÑO 2003 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

Figura 32

DESIGNO: c a n  
DIBUJO: S i n

FECHA: Enero/90  
ESCALA: S i n

**DE COLEGIO (2C)**

115 KV

0.957/-0.88

11.32  
11.32  
11.03

22.5  
22.5  
22.68

22.5  
22.5  
22.5

9.6  
9.6

MELGAR  
0.977/-4.49

22.5+9.6

**DE BETANIA (2C)**

230 KV

10.00

147.4+66.84

**MIROLINDO**  
150 MVA

33.42  
33.42  
33.42

7.37  
7.37  
7.37

30.8  
30.8  
30.8

0%

115 KV  
0.987/-1.71

**PAPAJO**  
1004/-9.04

43.18  
20.23

43.18  
20.23

43.18  
20.23

1.032/-5.56

34.5 KV

18.3+9.0

10.02  
10.02  
10.02

4.98  
4.98  
4.98

25.17  
25.17  
25.17

0%

**MIROLINDO**  
150 MVA

33.42  
33.42  
33.42

7.37  
7.37  
7.37

30.8  
30.8  
30.8

0%

115 KV  
0.987/-1.71

10.00

230 KV

147.4+66.84

**A LA MESA (2C)**

**VERGEL**  
0.974/-5.55

18.8+8.3

4.96  
4.96  
4.96

16.93  
16.93  
16.93

13.76  
13.76  
13.76

40 MVA

0%

115 KV  
0.985/-1.97

25.12  
25.12  
25.12

5.0  
5.0  
5.0

1.13  
1.13  
1.13

0.36  
0.36  
0.36

**B. AIRES**  
0.925/-8.58

11 + 0.4

**L.A. VENTANA**  
0.883/-15.81

8.43  
1.64  
1.64  
1.64

14.06  
14.06  
14.06

5.68  
5.68  
5.68

**PAYANDE**  
0.902/-8.62

4.82

**GUAMO**  
0.897/-19.4

3.6+1.3

**ESPIÑAL**  
0.905/-10.96

19.7+9.0

**GUAYANDÉ**  
0.9847/-2.15

4.0  
0.84  
0.66

40+1.5

**C DIAMANTE**  
0.9857/-2.03

10.0  
2.69  
0.18

60+2.5

**GUALANDAY**  
0.9847/-2.15

LERIDA

AMBALEMA

RIO RECIO

DE COLEGIO (2C)

SAN JORGE (2C)

S/E SAN FELIPE

VERGEL

40 MVA

115 KV

B. AIRES

L.A. VENTANA

PAYANDE

GUAMO

ESPIÑAL

GUAYANDÉ

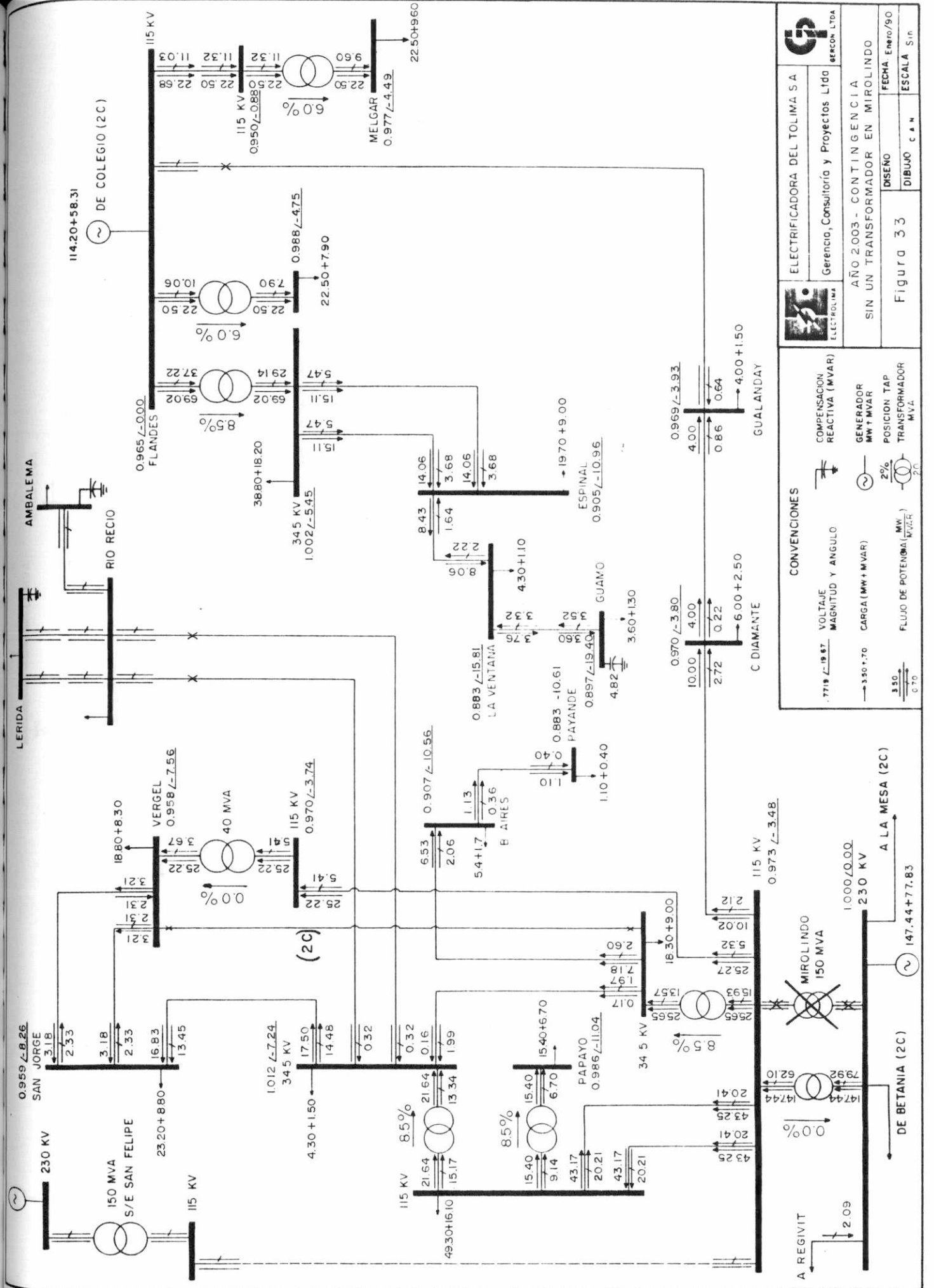
C DIAMANTE

GUALANDAY

MIROLINDO

DE BETANIA (2C)

A LA MESA (2C)



**CONVENCIONES**

	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	CARGA (MW + MVAR)
	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP
	TRANSFORMADOR MVA
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
 AÑO 2003 - CONTINGENCIA  
 SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO  
 DISEÑO: c.n.n.  
 DIBUJO: c.n.n.  
 FECHA: Enero/90  
 ESCALA: S.n.

A LA MESA (2C) 147.44 + 77.83

MIROLINDO 150 MVA 1000 ∠ 0.00 230 KV

A REGIVIT 2.09

115 KV 0.973 ∠ -3.48

C DIAMANTE 6.00 + 2.50

GUALANDAY 4.00 + 1.50

22.50 + 9.60

ESPINAL 19.70 + 9.00

0.905 ∠ -10.96

4.30 + 1.10

3.60 + 1.30

110 + 0.40

0.883 ∠ -10.61

0.883 ∠ -15.81

0.907 ∠ -10.56

0.970 ∠ -3.74

0.958 ∠ -7.56

0.965 ∠ -0.00

114.20 + 58.31

115 KV

0.950 ∠ -0.88

60%

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

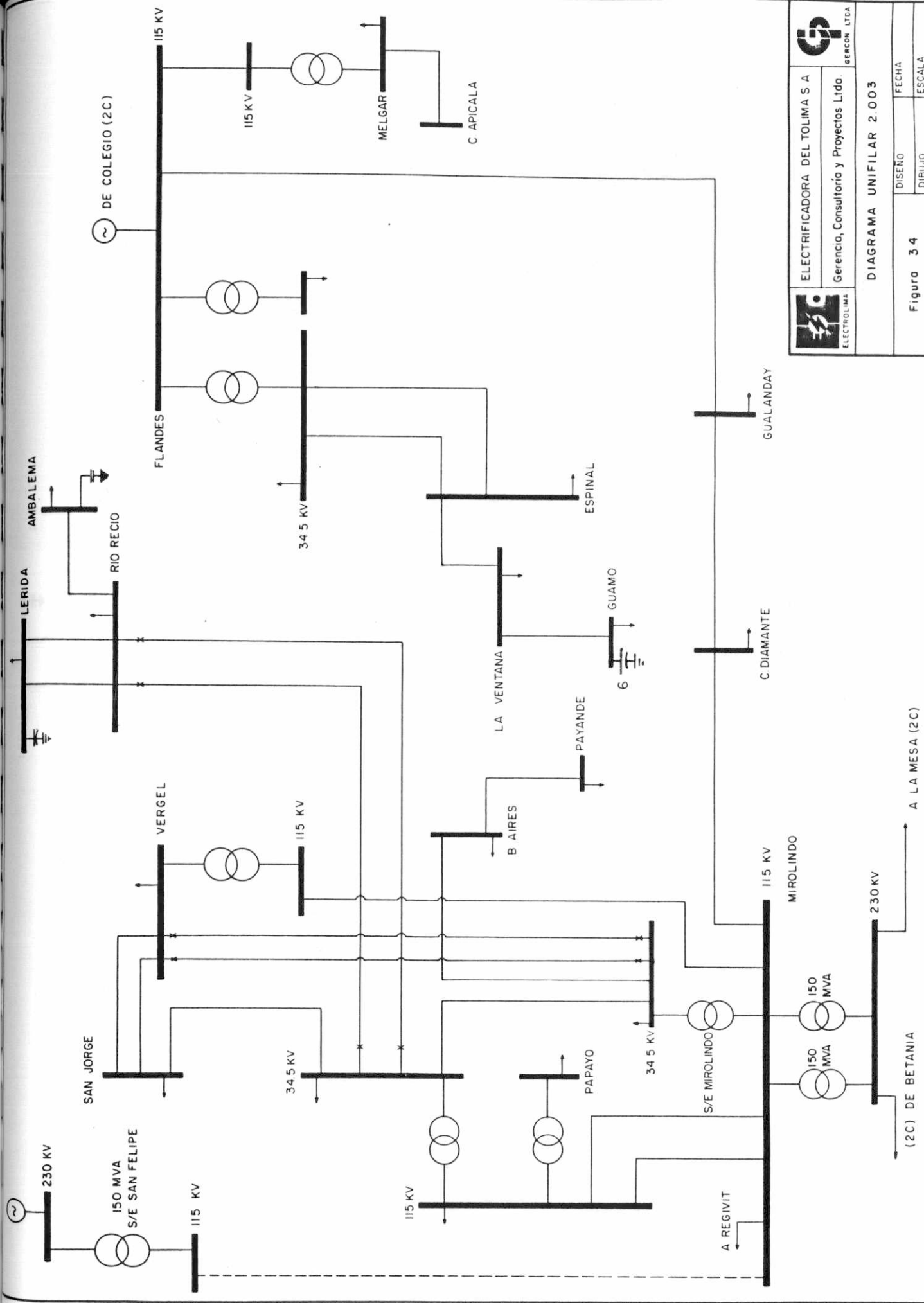
22.50

22.50

22.50

22.50

22.50

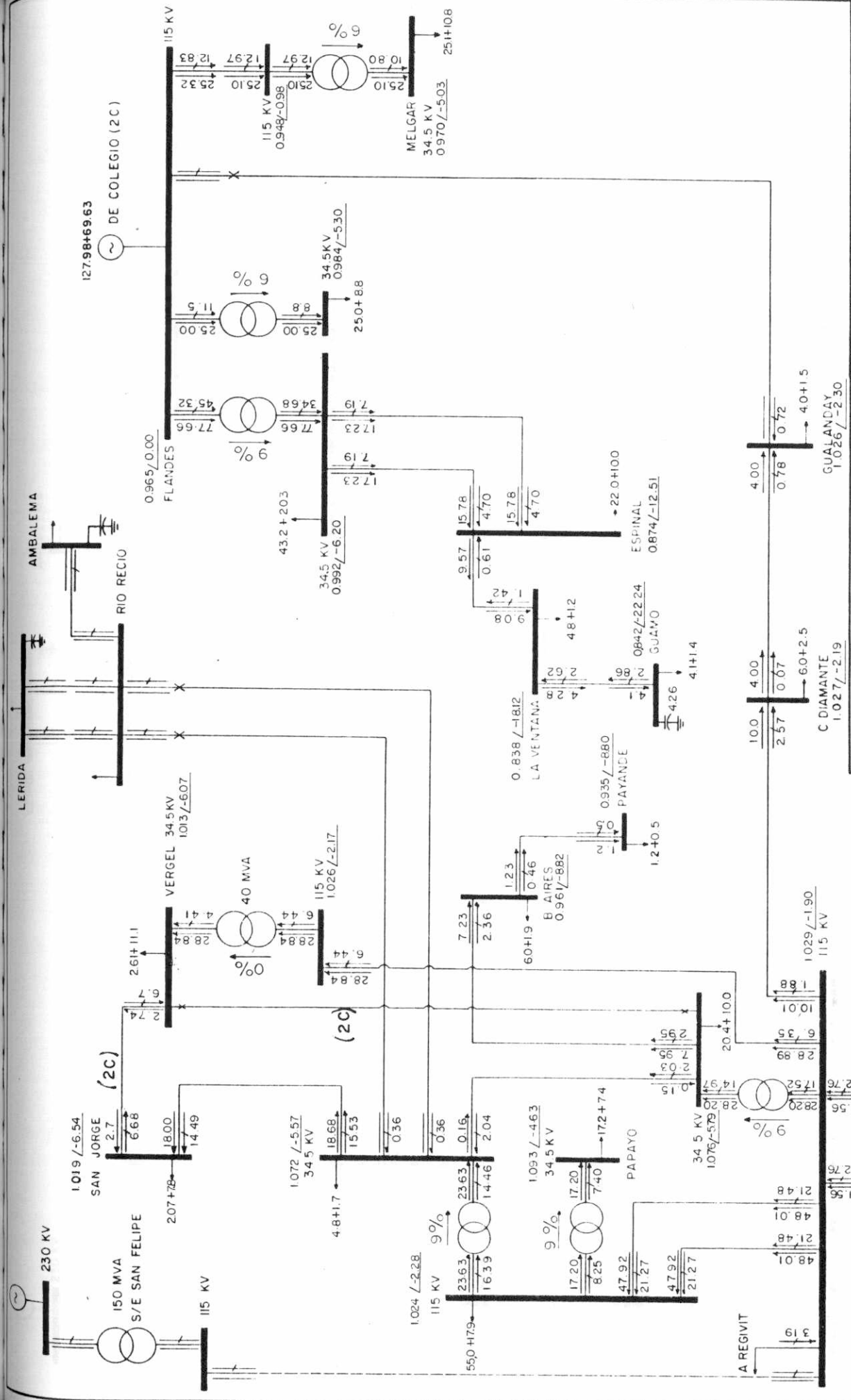


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.



DIAGRAMA UNIFILAR 2 003

Figura 3 4	DISEÑO	FECHA
	DIBUJO	ESCALA



**CONVENCIONES**

- ~ 1.7719 / 19.87: VOLTAJE REACTIVA (MVAR)
- 3.35 / 0.70: GENERADOR MW + MVAR
- ⊕: POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
- ⊖: FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

**COMPENSACION REACTIVA (MVAR)**

**GENERADOR MW + MVAR**

**POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA**

**FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)**

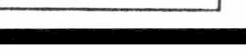
**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A**  
Gerencia, Consultoría y Proyectos LTDA

**AÑO 2005 - OPERACION NORMAL**  
SITUACION CON ESQUEMA DE 2.003

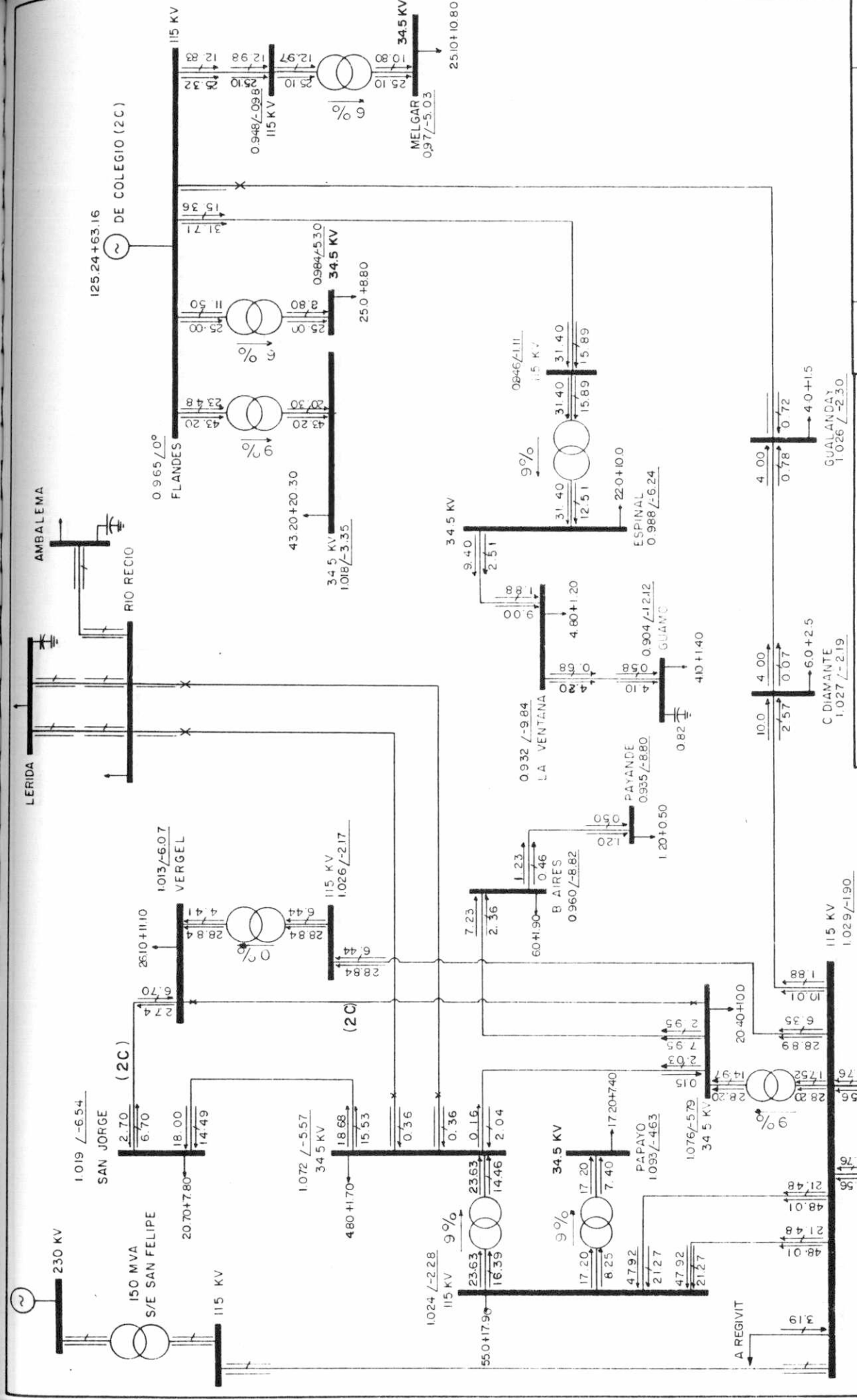
**FECHA Enero/90**  
**ESCALA Sin**

**DISEÑO**  
**DIBUJO C.A.N**

**Figura 35**



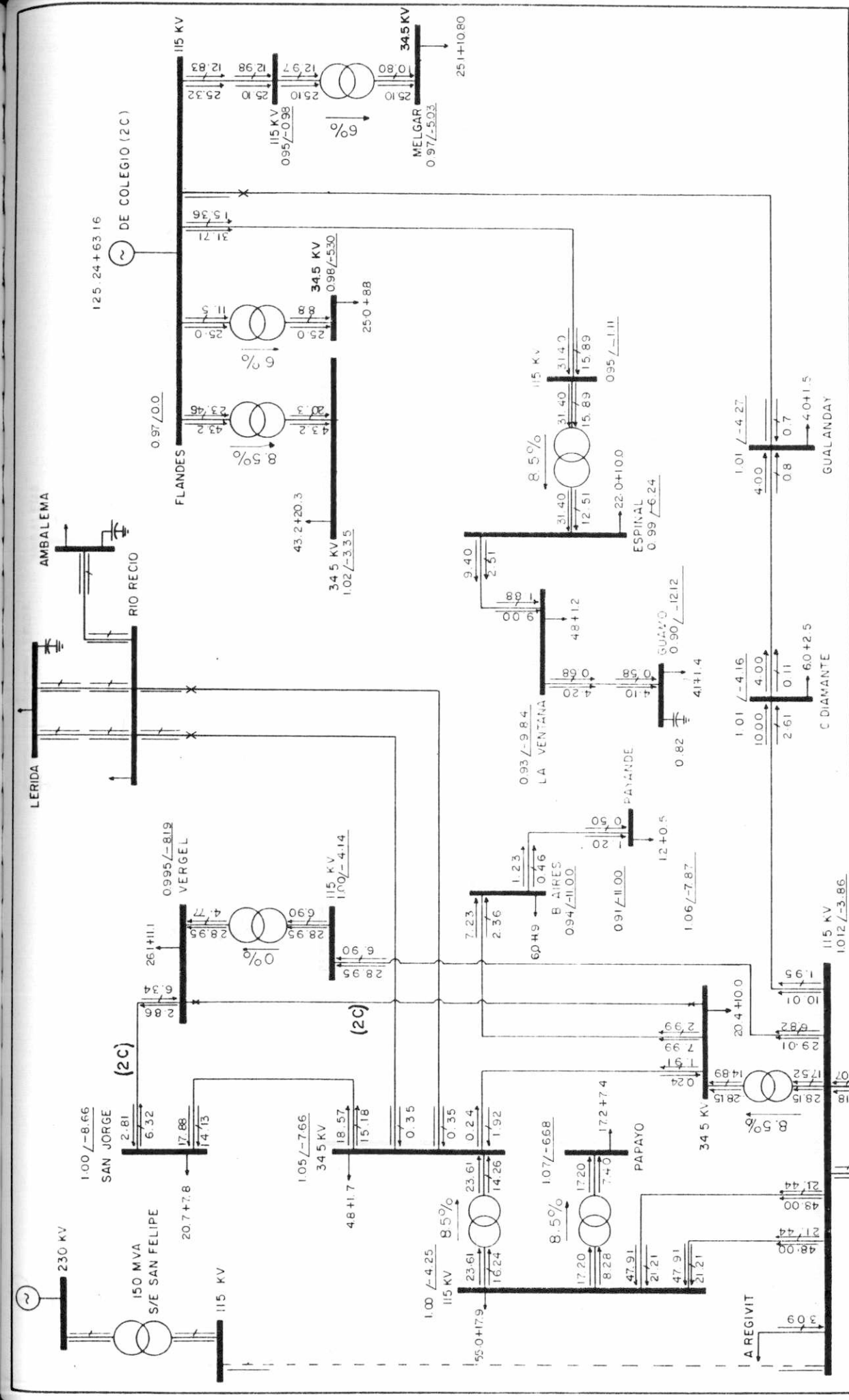




ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
	Gerencia, Consultorio y Proyectos Ltda
ELECTRODINAMICA	
AÑO 2005 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
DISEÑO	FECHA: Enero/90
DIBUJO	ESCALA

CONVENCIONES	
	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	CARGA (MW + MVAR)
	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP TRANSFORMADOR M.V.A.

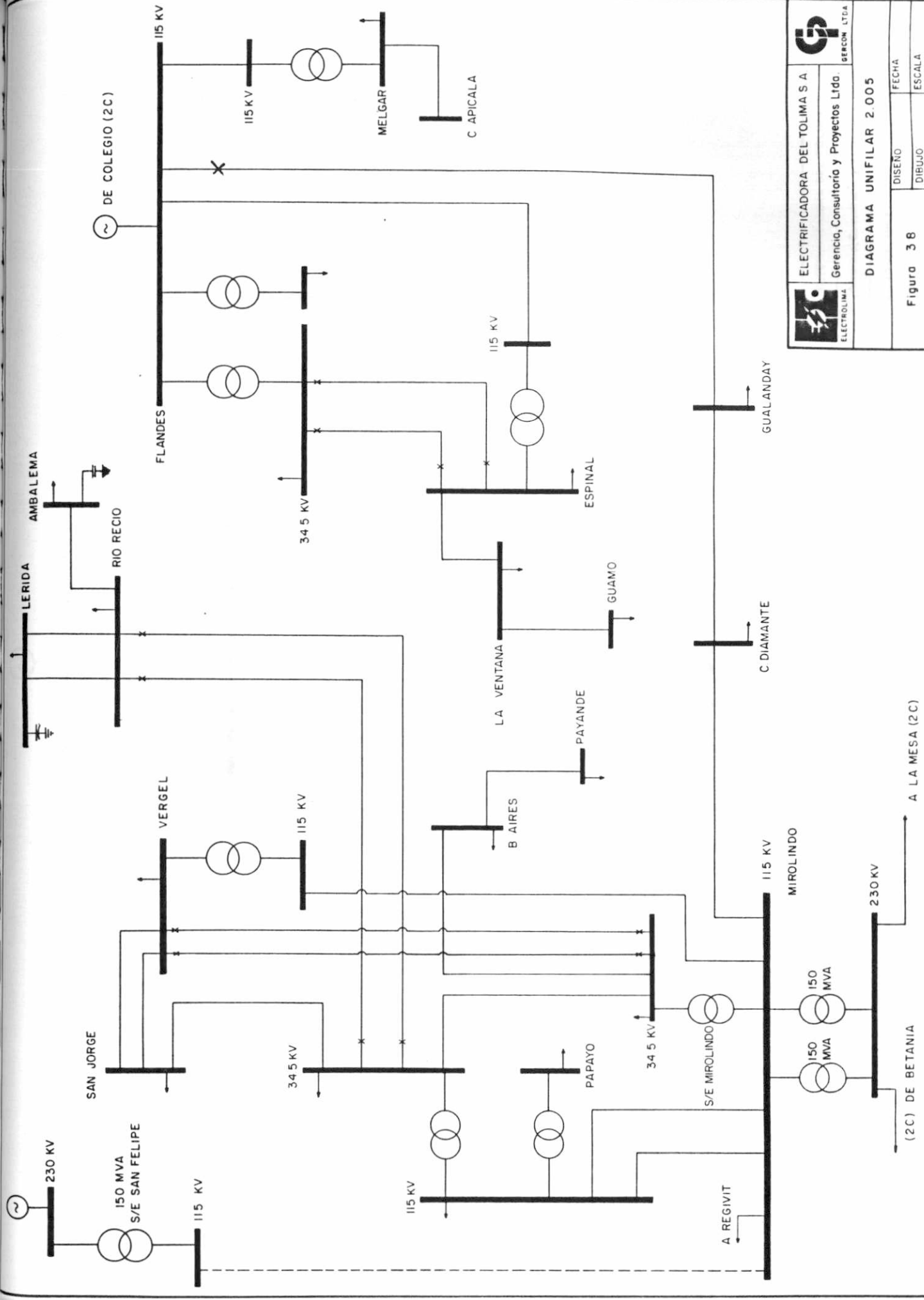
Figura 36




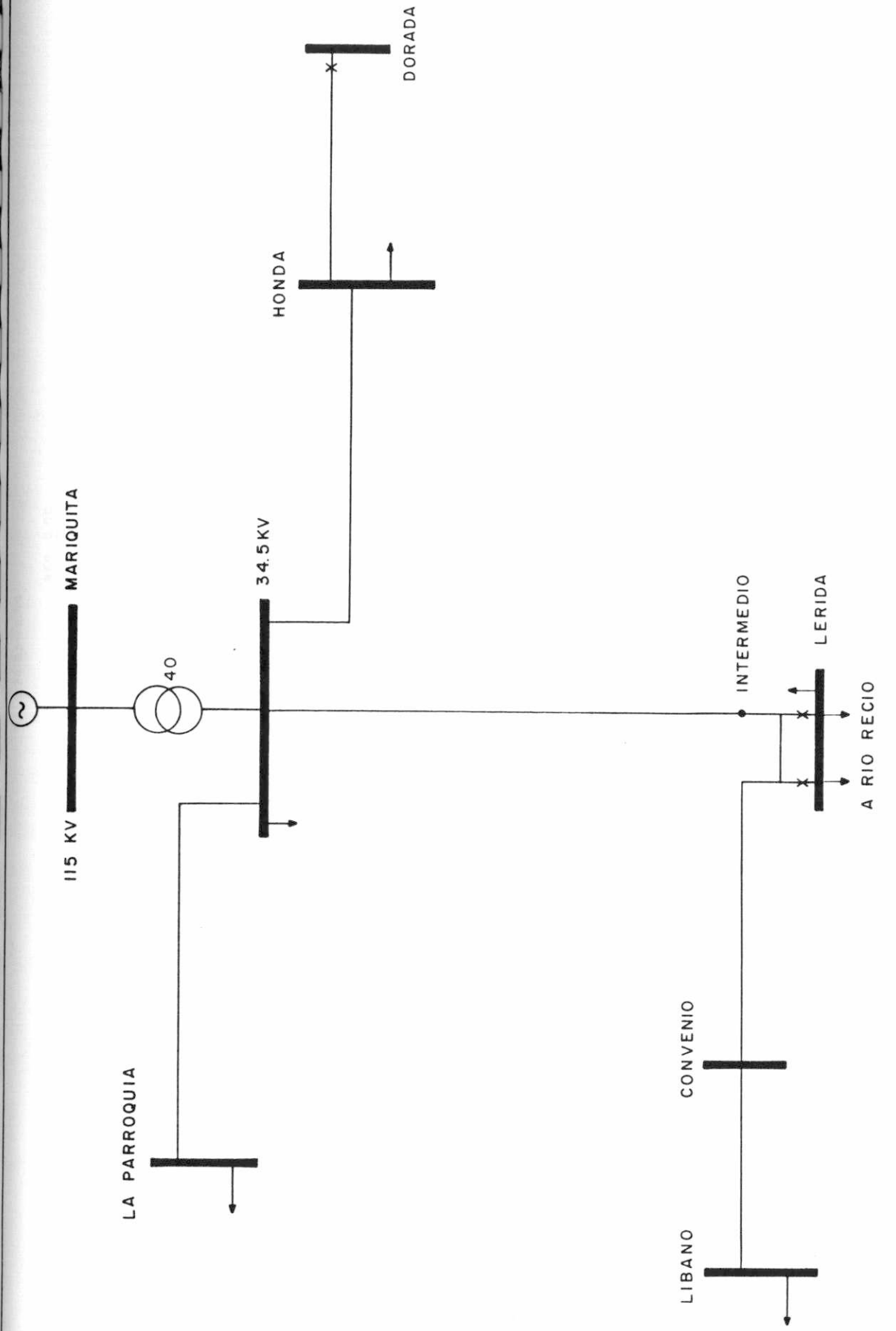
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
ELECTROLIMAS	
AÑO 2005 - CONTINGENCIA	
SIN UN TRANSFORMADOR EN MIROLINDO	
DISEÑO	FECHA
DIBUJO	ESCALA
Figura 37	Enero/90

CONVENCIONES	
	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
	FLUJO DE POTENCIA (MW, MVAR)
	C DIAMANTE





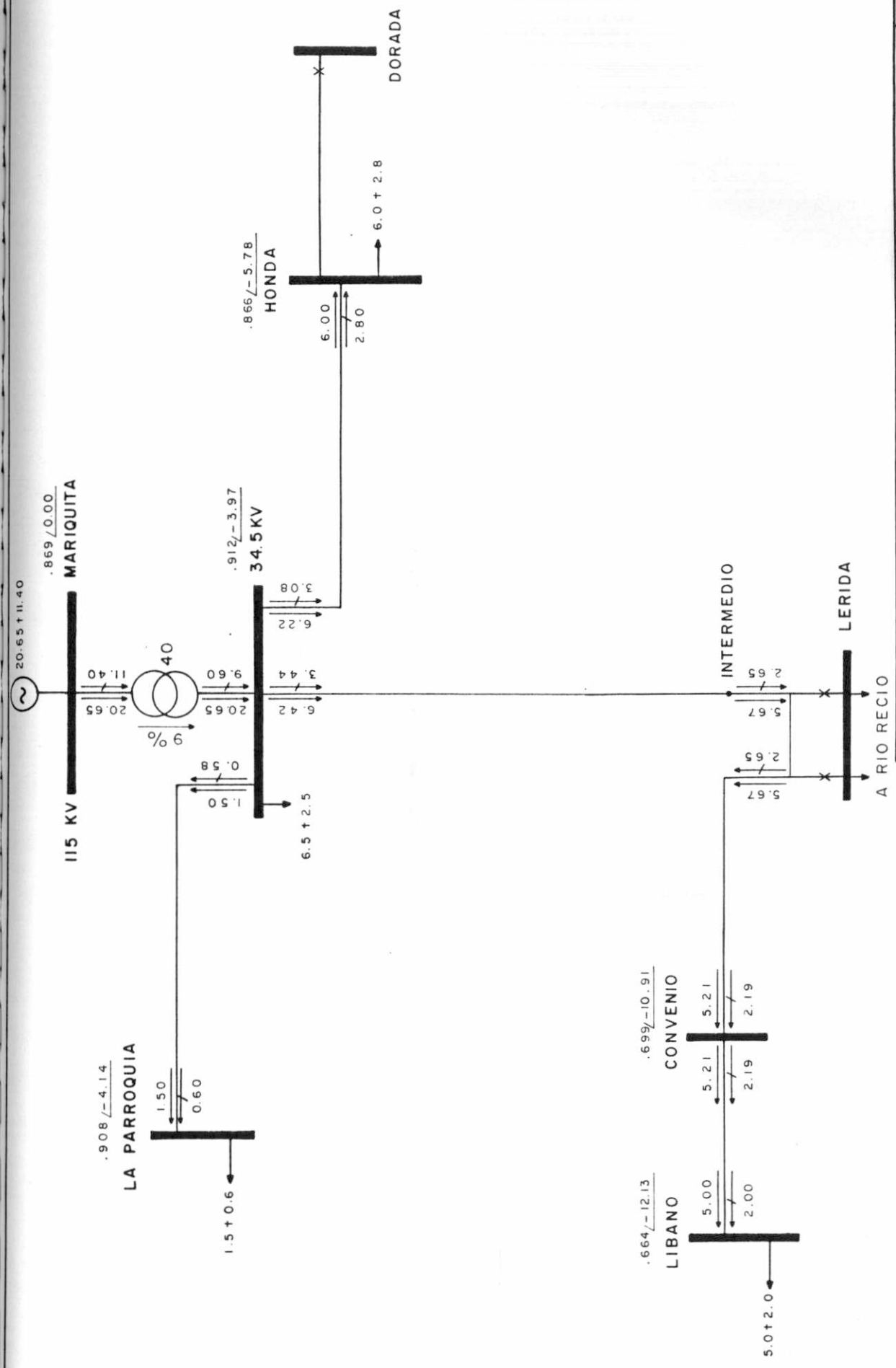
 ELECTROLINEA	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	
	Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.	
DIAGRAMA UNIFILAR 2.005		
Figura 3 B	DISEÑO	FECHA
	DIRIJO	ESCALA



CONVENCIONES

7719 / -19 67	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
→ 3.50 / .70	CARGA (MW + MVAR)	GENERADOR MW + MVAR
○	FLUJO DE POTENCIAL (MW / MVAR)	20% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
	Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.	
	DIAGRAMA UNIFILAR ACTUAL 1989	FECHA: Enero/90
	Figura 39	ESCALA: Sin



**CONVENCIONES**

7719  $\angle$  1967 VOLTAJE

3501.70 CARGA (MW + MVAR)

3.50  $\angle$  0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

GENERADOR

TRANSFORMADOR

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**

Gerencia, Consultorio y Proyectos Ltda

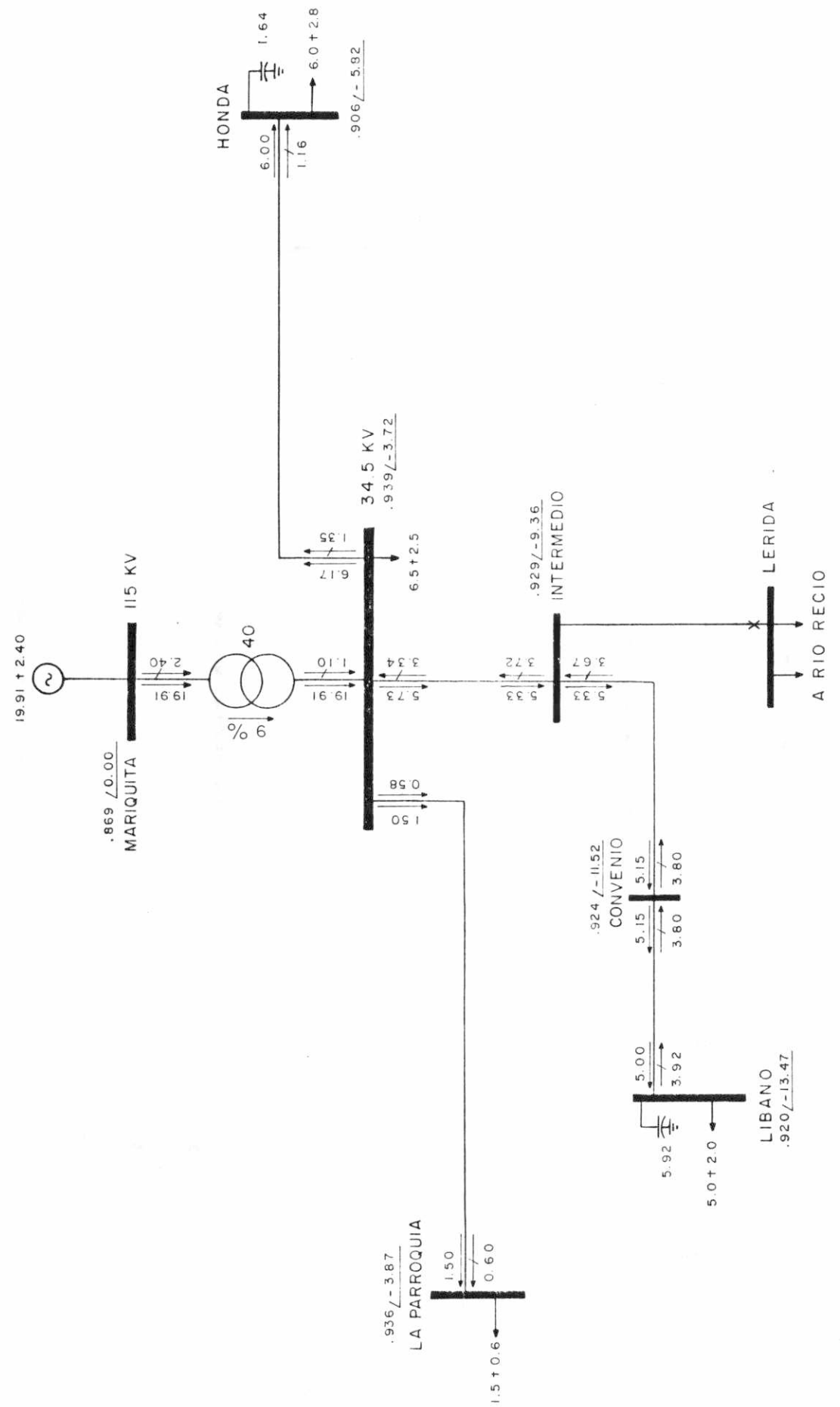
ACTUAL - OPERACION NORMAL

SITUACION CON ESQUEMA I. 989

Figura 40

DISEÑO: FECHA Enero/90

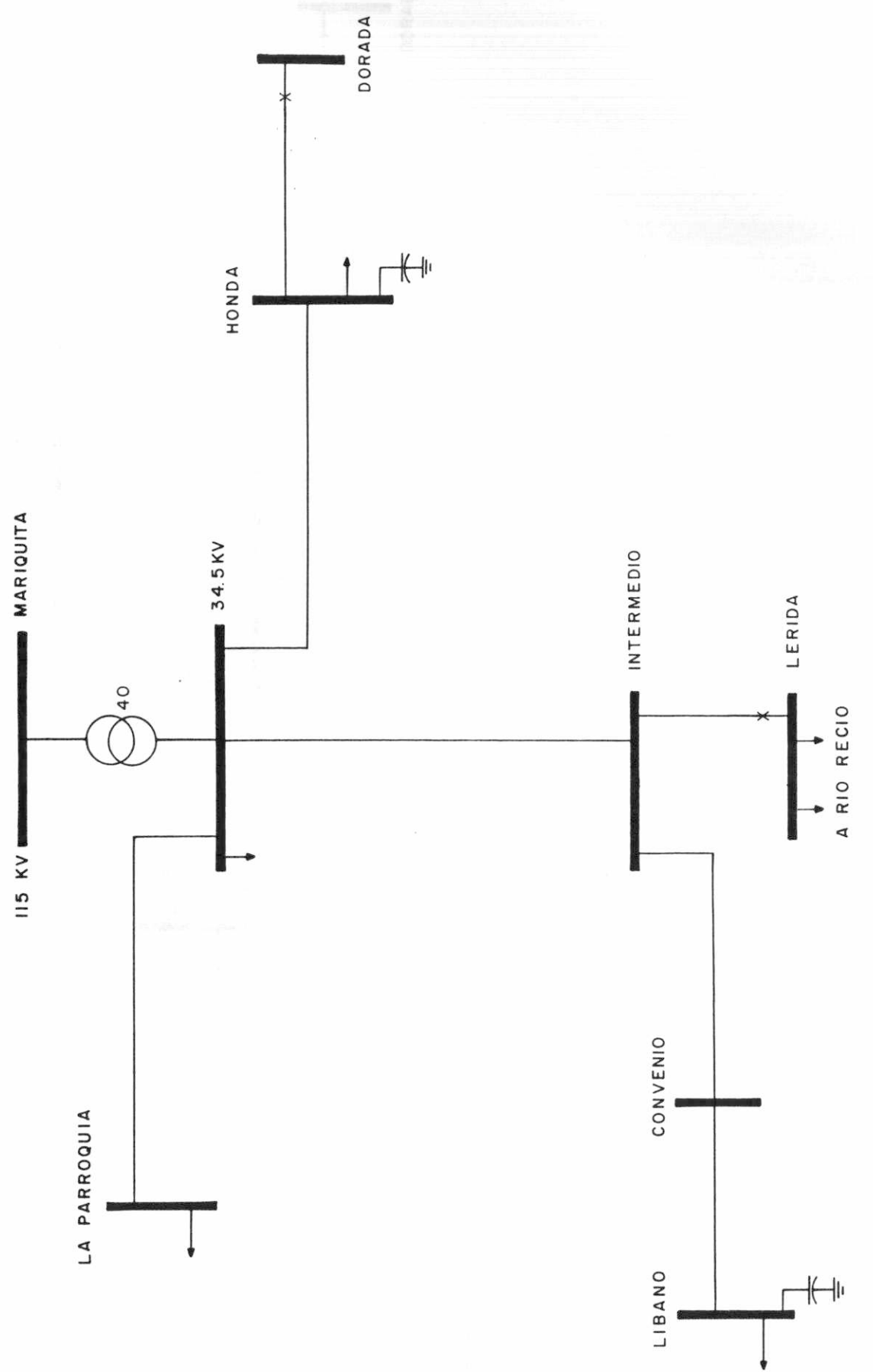
DIBUJO: C. A. N. ESCALA: Sin



CONVENCIONES

$\frac{7719}{-19.67}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	$\frac{1}{\angle}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\rightarrow 3.50 \angle .70$	CARGA (MW + MVAR)	$\text{---} \text{---} \text{---}$	GENERADOR MW + MVAR
$\frac{3.50}{0.70}$	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)	$\text{---} \text{---} \text{---}$	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

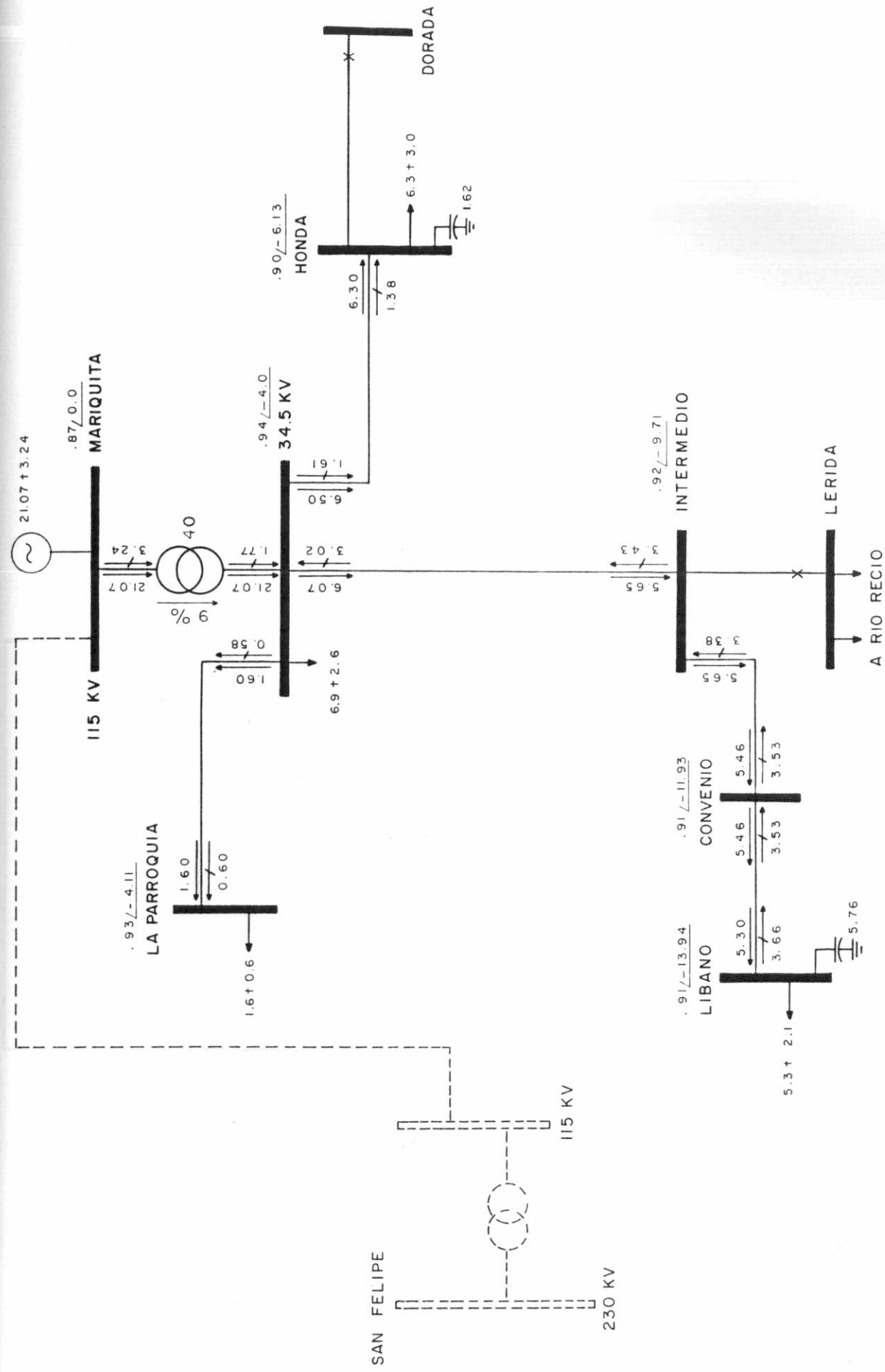
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A		ELECTRUCIMA	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda			
ACTUAL - OPERACION NORMAL SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS			
Figura - 41	DISEÑO	FECHA Enero/90	ESCALA Sin



CONVENCIONES

	7719-1967 VOLTAJE
	3501.70 CARGA (MW + MVAR)
	3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	GENERADOR
	TRANSFORMADOR

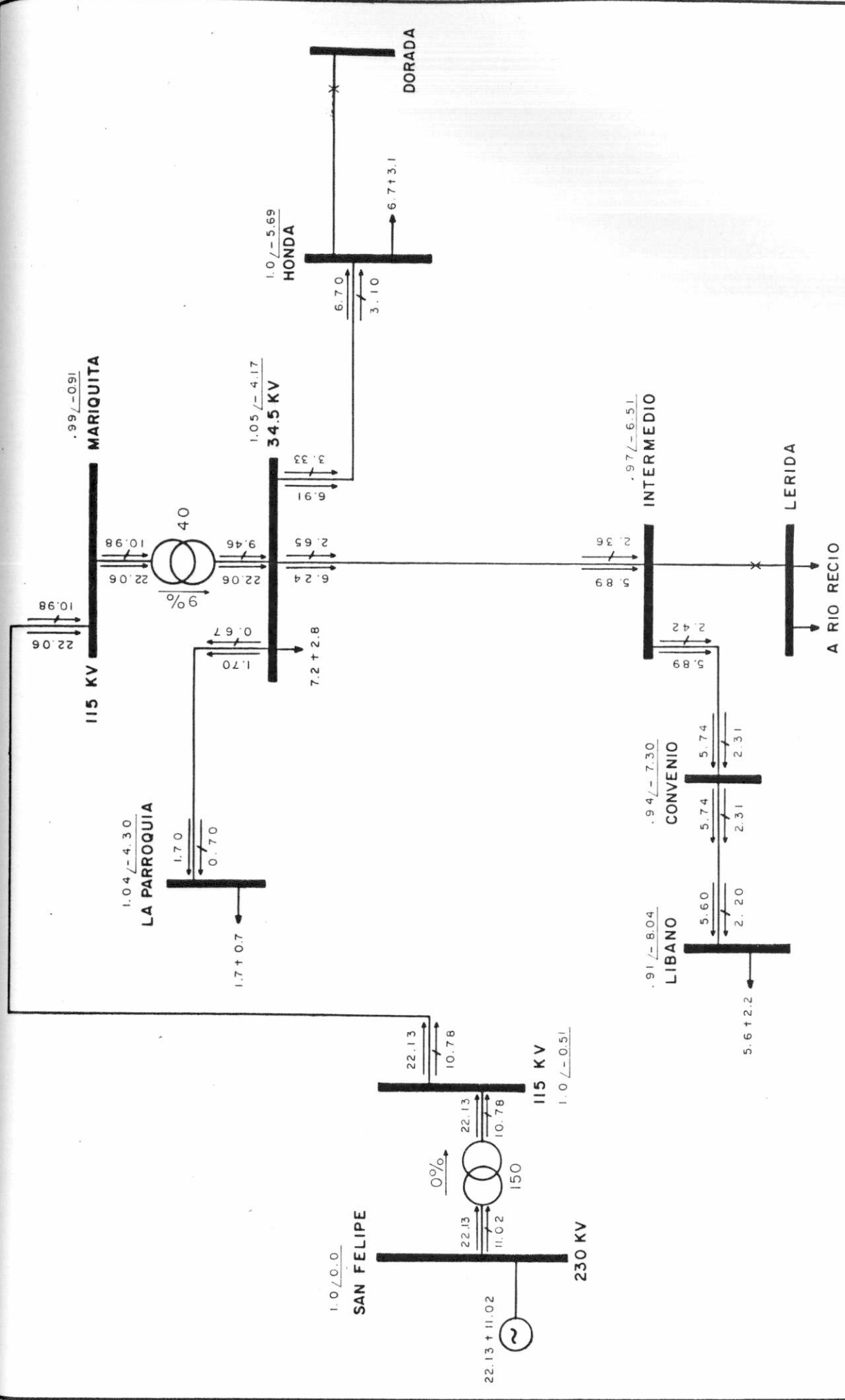
	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
	Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda.	
DIAGRAMA UNIFILAR CON OBRAS PROPUESTAS 1.990		
Figura 4 2	DISEÑO:	FECHA: Enero/90
	DIBUJO: C. A. N.	ESCALA: Sin



CONVENCIONES

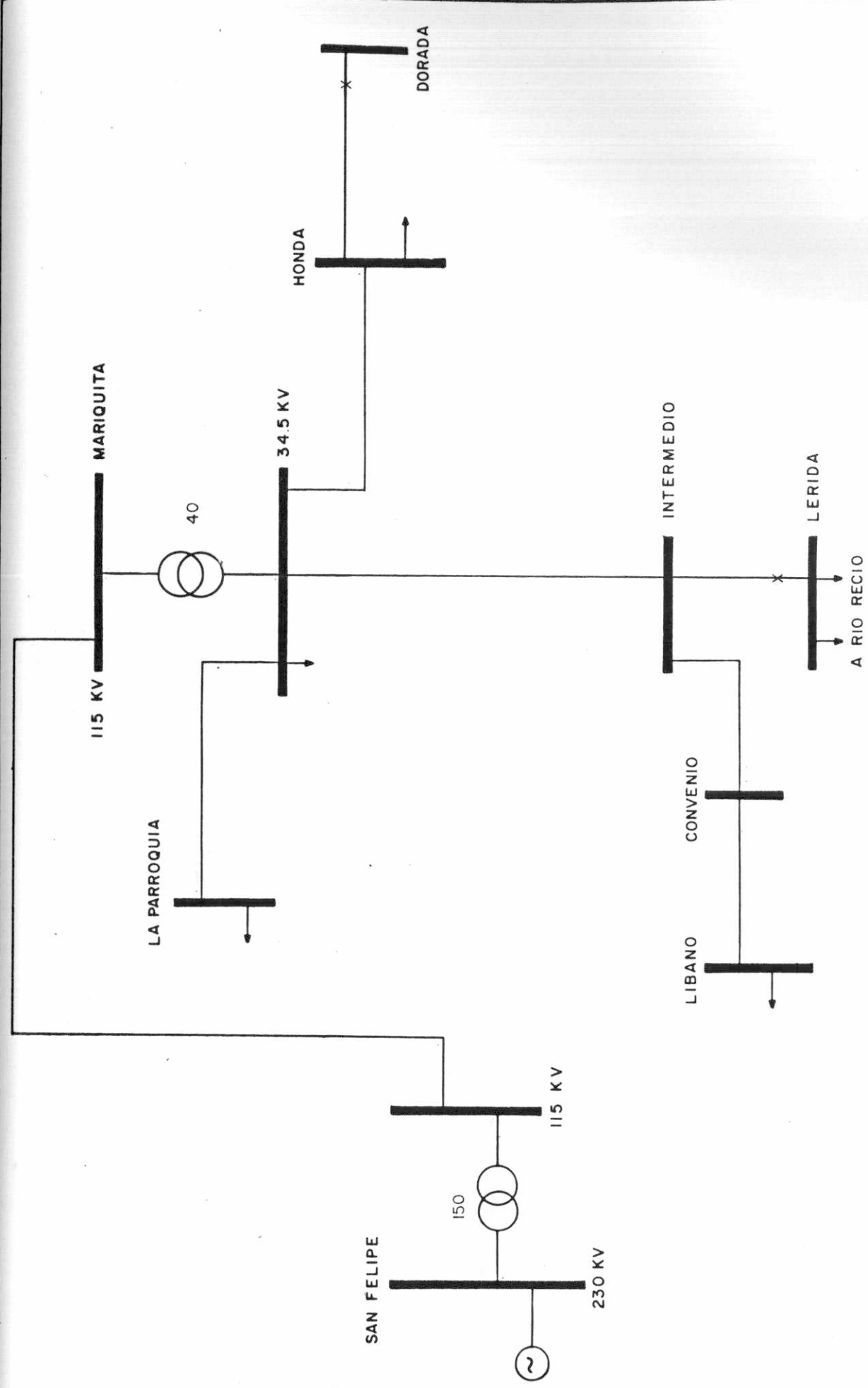
$.7719/-19.67$	VOLTAJE	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\rightarrow$	MAGNITUD Y ANGULO	GENERADOR
$\rightarrow$	350 + .70 CARGA (MW + MVAR)	MW + MVAR
$\rightarrow$	3.50 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)	2% POSICION TAP
$\rightarrow$	0.70	TRANSFORMADOR
		MVA

	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
	Gerencia, Consultorio y Proyectos Ltda	
	AÑO 1990 - OPERACION NORMAL	
	SITUACION CON ESQUEMA DE 1989	
Figura 43	DISEÑO	FECHA Enero/90
	DIBUJO C.A.N.	ESCALA Sin



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTROLINIA	AÑO 1991 - OPERACION NORMAL SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	FECHA: Enero/90	ESCALA: Sin
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda					
CONVENCIONES			COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	GENERADOR MW + MVAR	POSICION TAP 2% TRANSFORMADOR MVA
→	7719 ∠ -19.67	MAGNITUD Y ANGULO	→	350 + 70	FLUJO DE POTENCIA (MW, MVAR)
→	350		→	0.70	

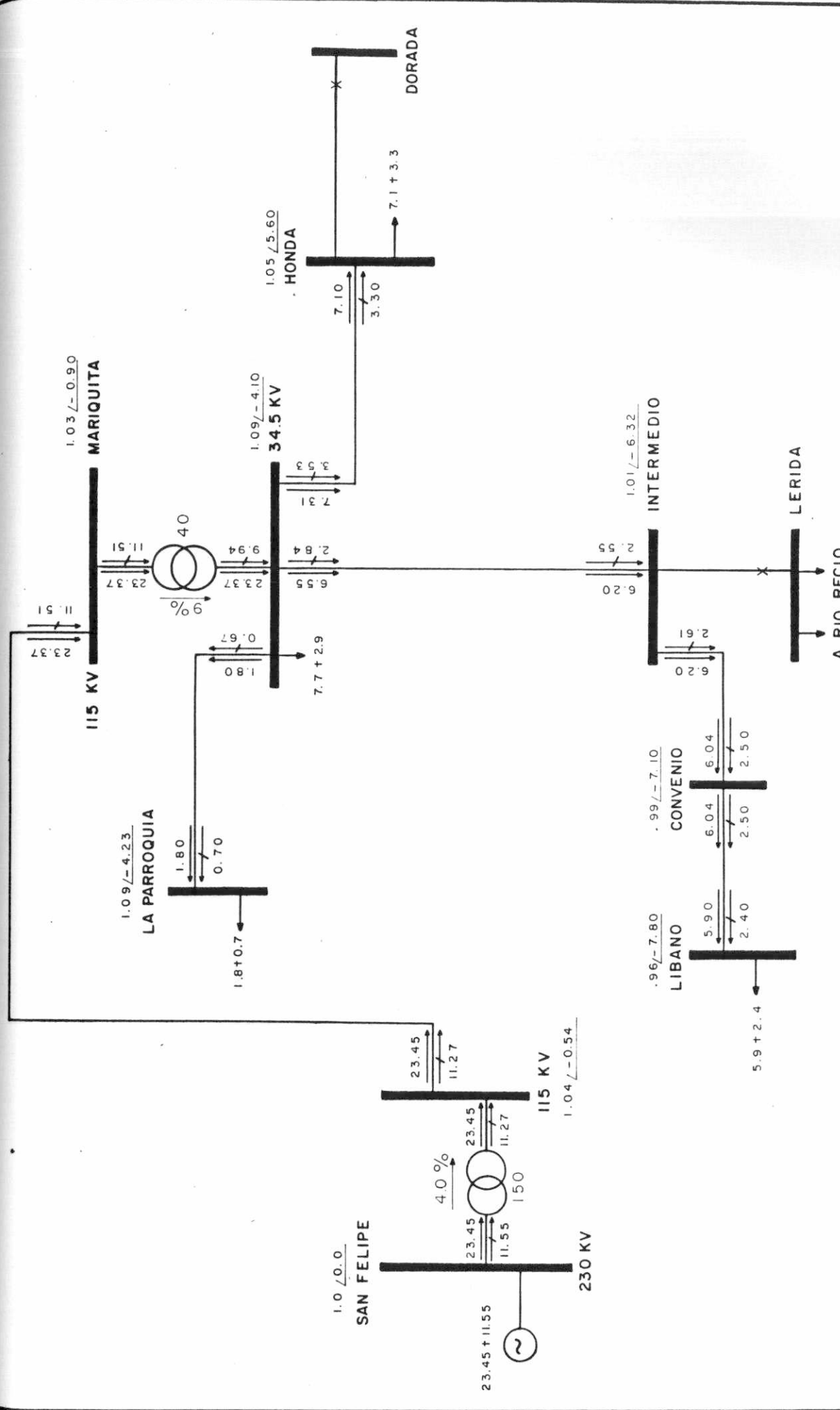
Figura 4.4



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTROLIMA	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda		GERCON S.A.	
CONVENIONES		COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	GENERADOR MW + MVAR
7719/-19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	FLUJO DE POTENCIA (MW - MVAR)	2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA	20
→ 350 ± 70 CARGA (MW + MVAR)	3.50 / 0.70		

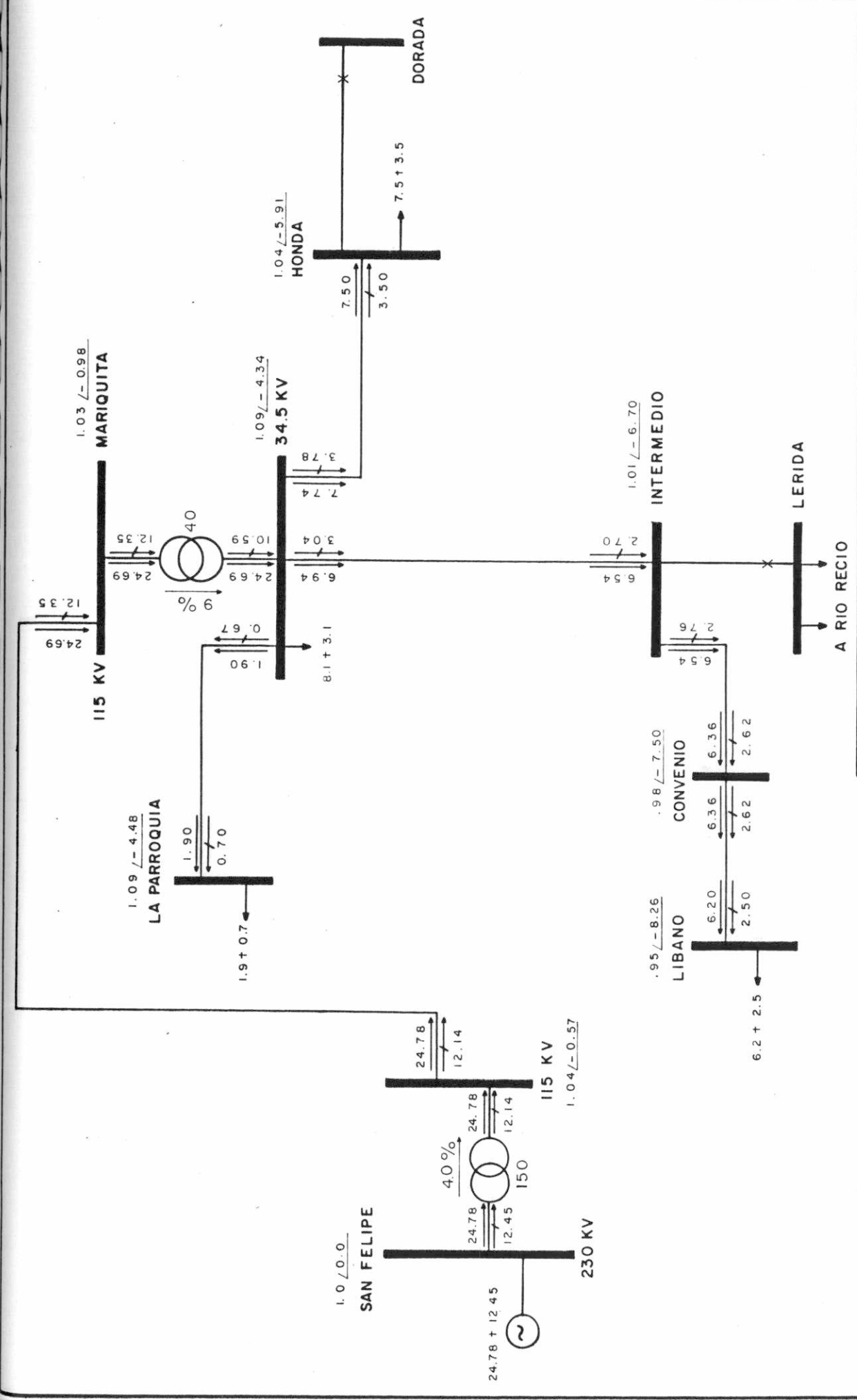


PROYECTO DE LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV  
 ENTRE LAS ESTACIONES DE MARIQUITA Y LA PARROQUIA  
 Y LA PARROQUIA Y LA PARROQUIA



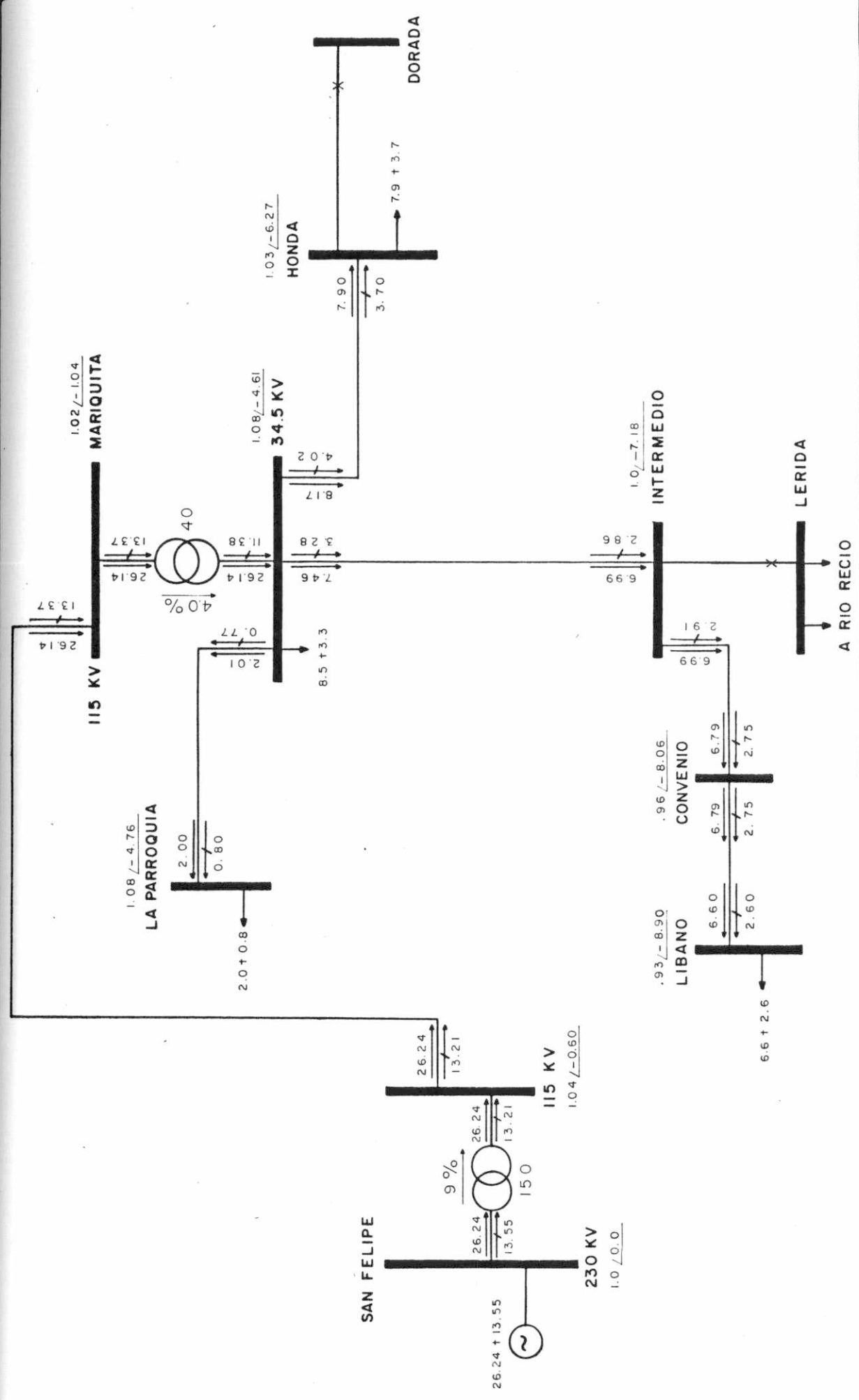
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		GERON S.A.	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		ELECTROLINA	
AÑO 1.992 - OPERACION NORMAL			
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.991			
DISEÑO: Figura 46		FECHA: Enero/90	
DIBUJO: C.A.N.		ESCALA: Sin	

CONVENCIONES	
→ 7719 / - 19.67	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
→ 3501 + 70	CARGA (MW + MVAR)
3.50	FLUJO DE POTENCIA (MW - MVAR)
0.70	
⊕	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
⊗	GENERADOR MW + MVAR
2%	POSICION TAP TRANSFORMADOR
20	MVA

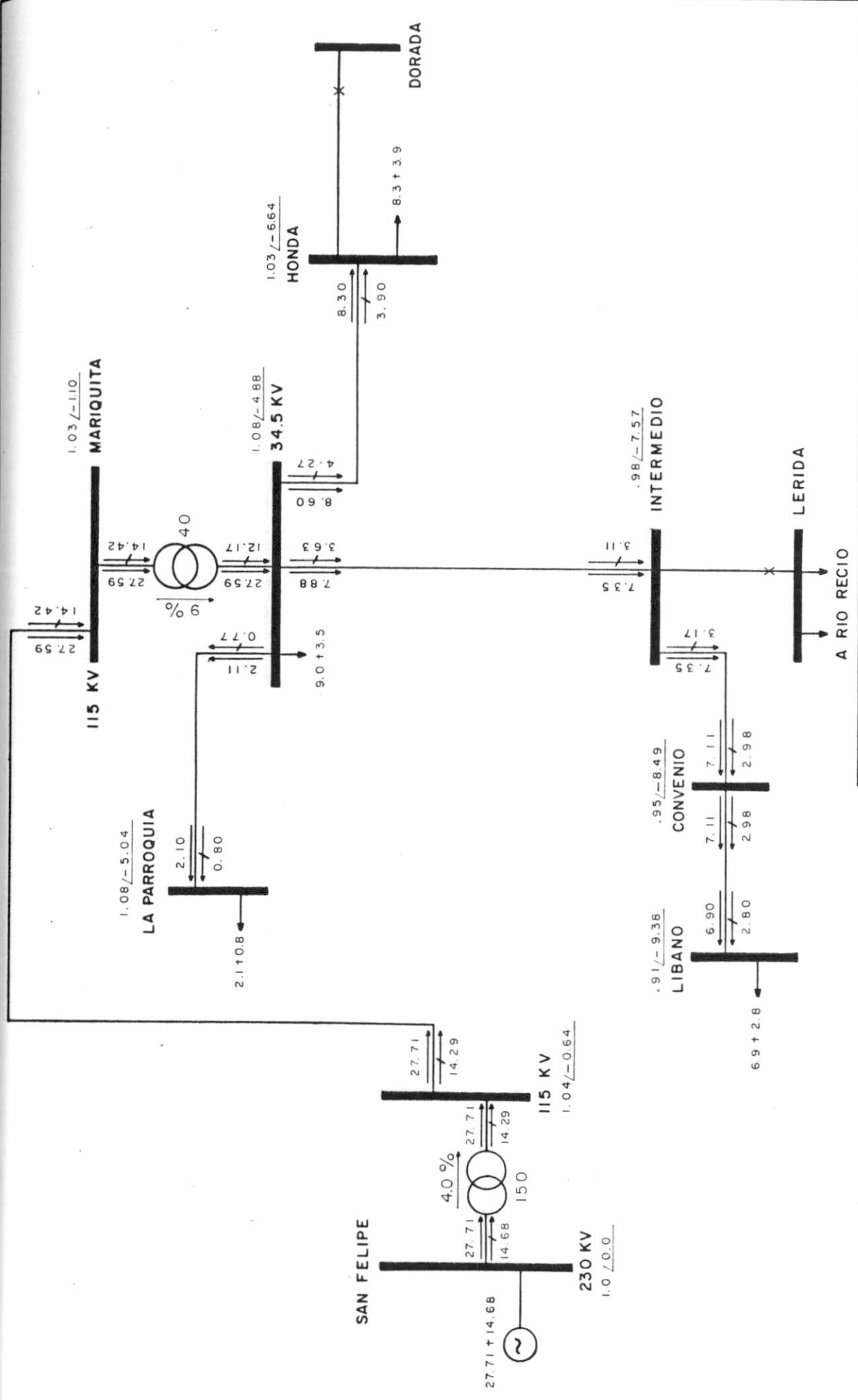


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTRODINAMA	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		AÑO 1.993 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.992		DISEÑO: Figura 47	
FECHA Enero/90		ESCALA Sin	

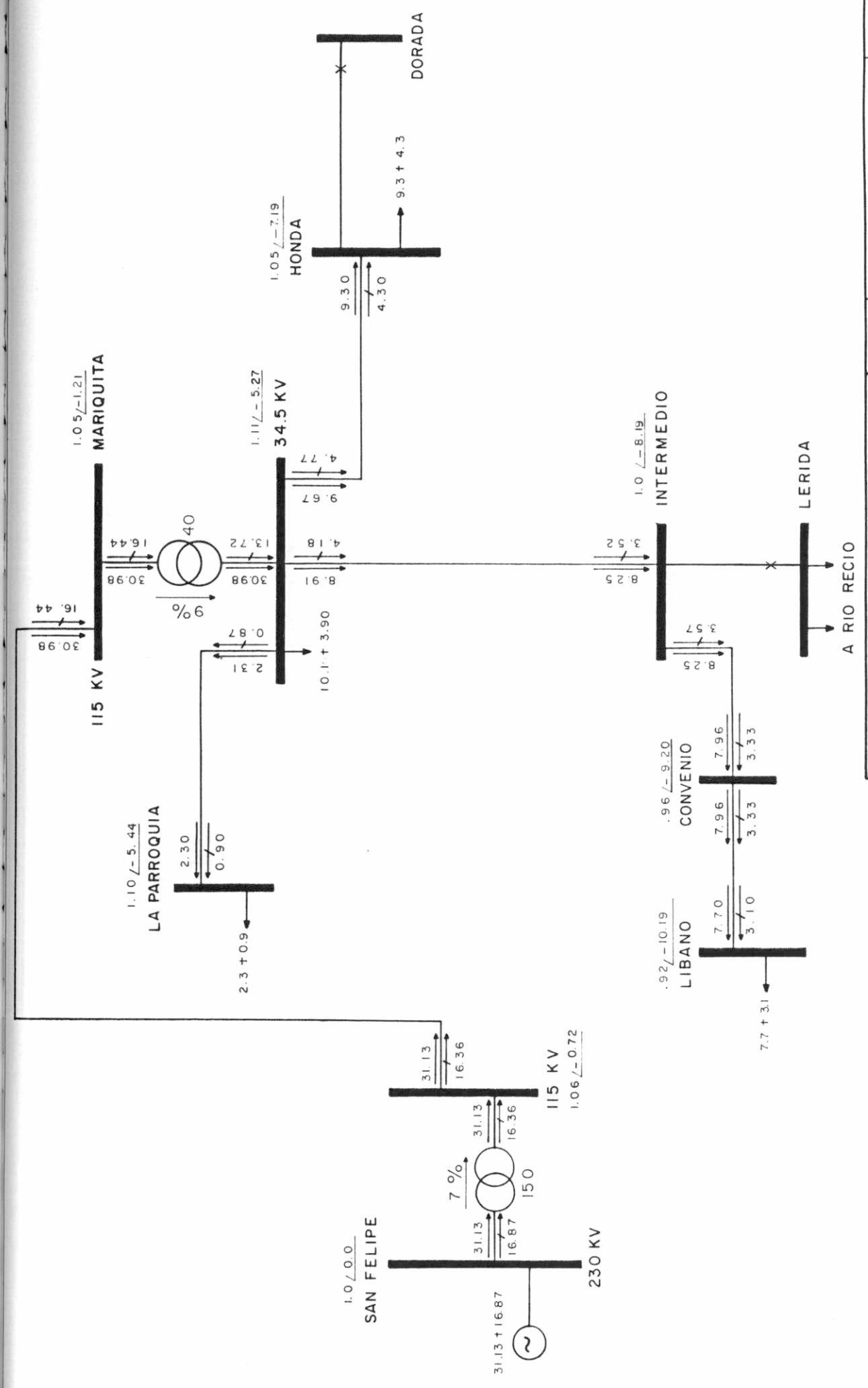
CONVENCIONES	
$7.719 / -19.67$	VOLTAJE REACTIVA (MVAR)
$3.50 \pm 1.70$	CARGA (MW + MVAR)
$3.50 / 0.70$	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
$\text{---} \text{---}$	MAGNITUD Y ANGULO
$\text{---} \text{---}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\text{---} \text{---}$	GENERADOR MW + MVAR
$\text{---} \text{---}$	2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA



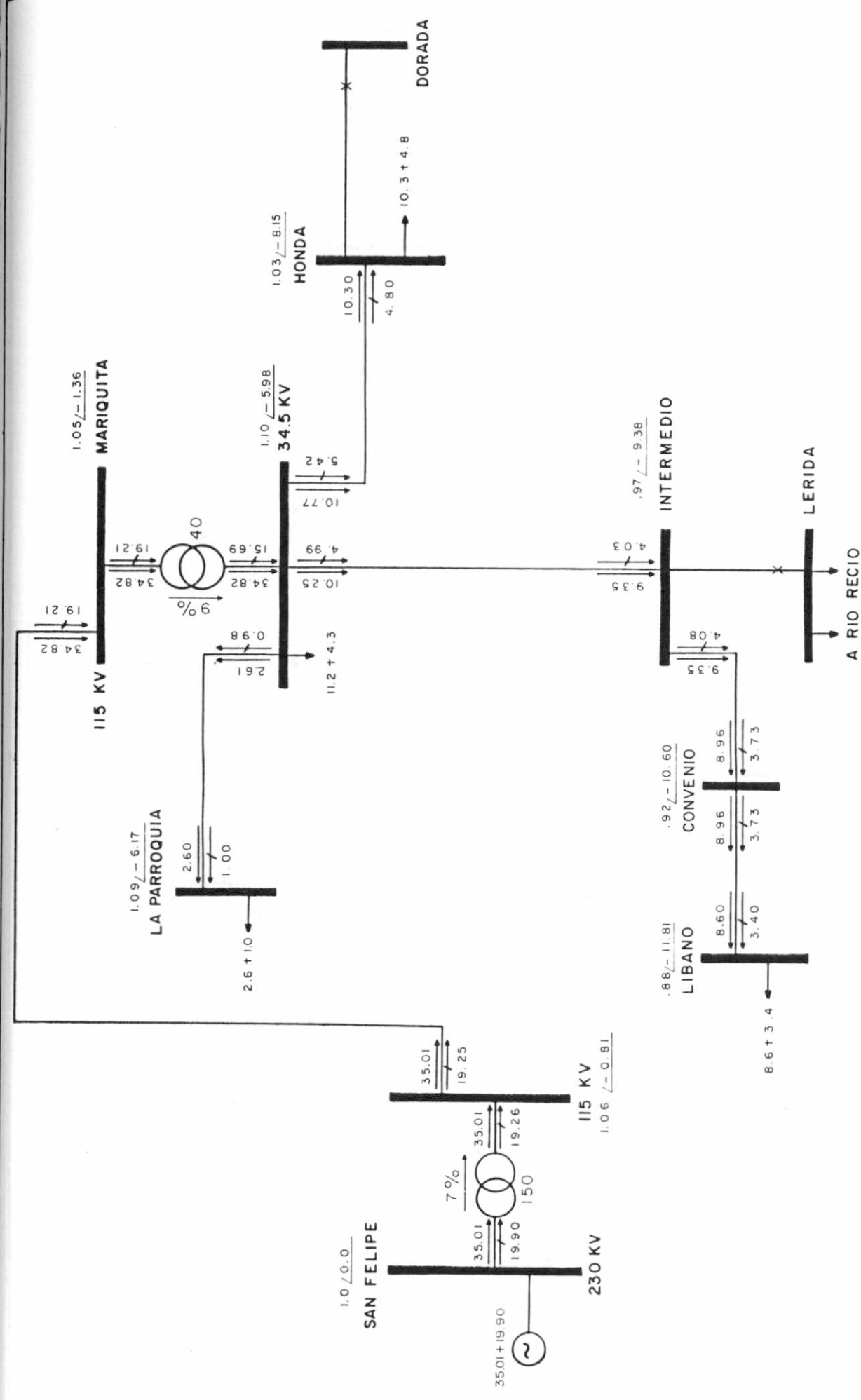
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTROLIMA	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda		BERCON S.A.	
AÑO 1994 - OPERACION NORMAL		DISEÑO	
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.993		FECHA Enero/90	
Figura 48		ESCALA Sin	
CONVENCIONES		COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	
.7719 / -19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO		GENERADOR MW + MVAR	
→ 350 ± 70 CARGA (MW + MVAR)		2% POSICION TAP	
3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (-MW - MVAR)		TRANSFORMADOR MVA	



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.			AÑO 1.995 - OPERACION NORMAL SITUACION CON ESQUEMA DE 1.994
Garancia, Consultoría y Proyectos Ltda.			
CONVENCIONES		COMPENSACION REACTIVA (MVAR)	GENERADOR MW + MVAR
$7.719 / -19.67$ MAGNITUD Y ANGULO		$350 + 70$ CARGA (MW + MVAR)	
$3.50$ $0.70$ FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)		$2\%$ POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA	



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTROLIMA		GERECON S.A.	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		AÑO 1997 - OPERACION NORMAL		SITUACION CON ESQUEMA DE 1.995	
CONVENIONES		COMPENSACION REACTIVA (MVAR)		FECHA: Enero/90	
7719/-19.67	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	GENERADOR	MW + MVAR	DISEÑO	Figura 50
→ 350+70	CARGA (MW + MVAR)	2% POSICION TAP	TRANSFORMADOR	DIBUJO	C.A.N
350	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)	20	MVA	ESCALA	Sin
0.70					



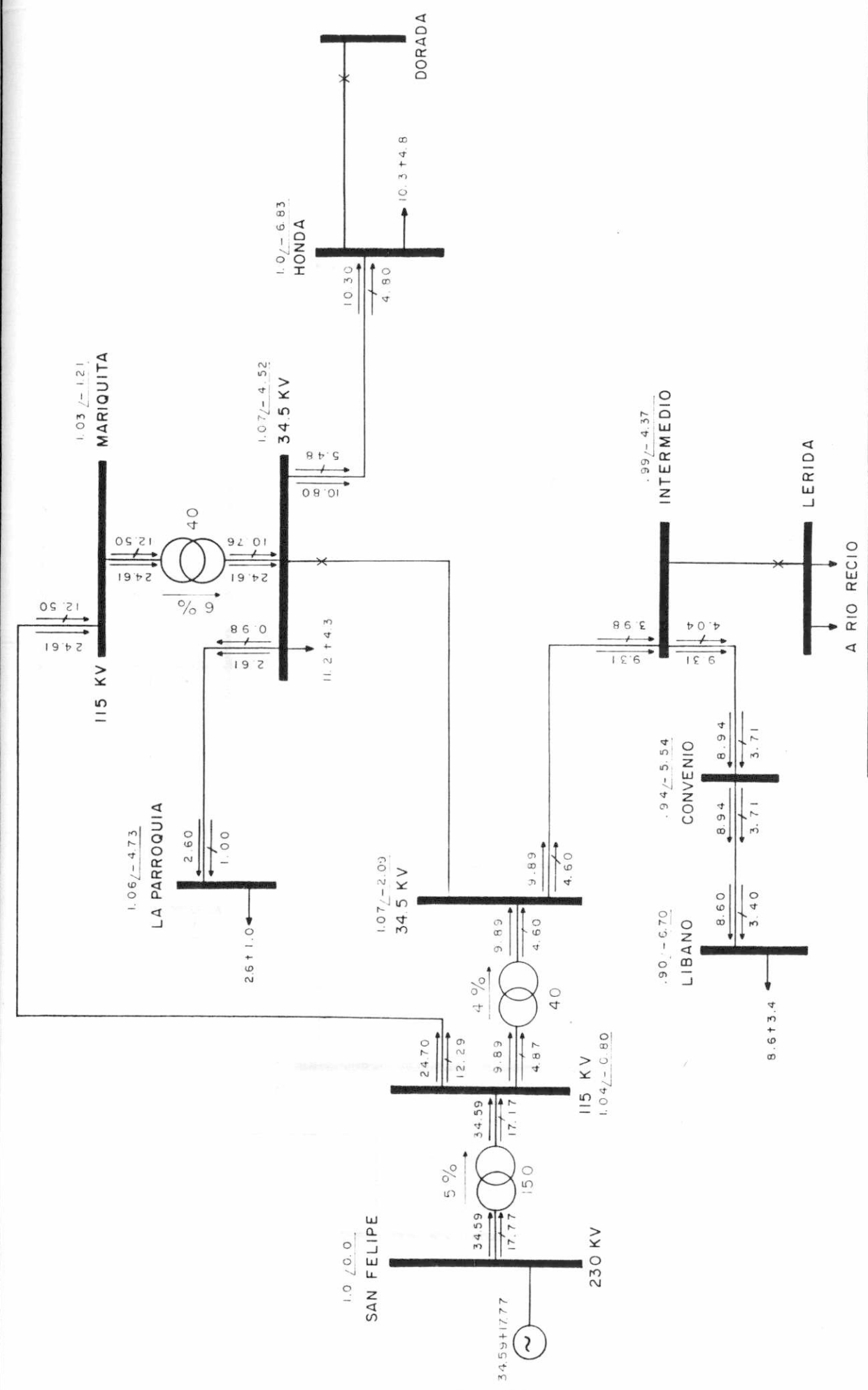
**CONVENIONES**

- 7719 / -19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
- 350 + j70 CARGA (MW + MVAR)
- 3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
- ⊥ COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- ⊙ GENERADOR (MW + MVAR)
- ⊙ 2% POSICION TAP
- ⊙ TRANSFORMADOR MVA

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**  
**Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda**  
 AÑO 1999 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1997

**Figura 51**  
**DISEÑO:**  
**DIBUJO C.A.N**

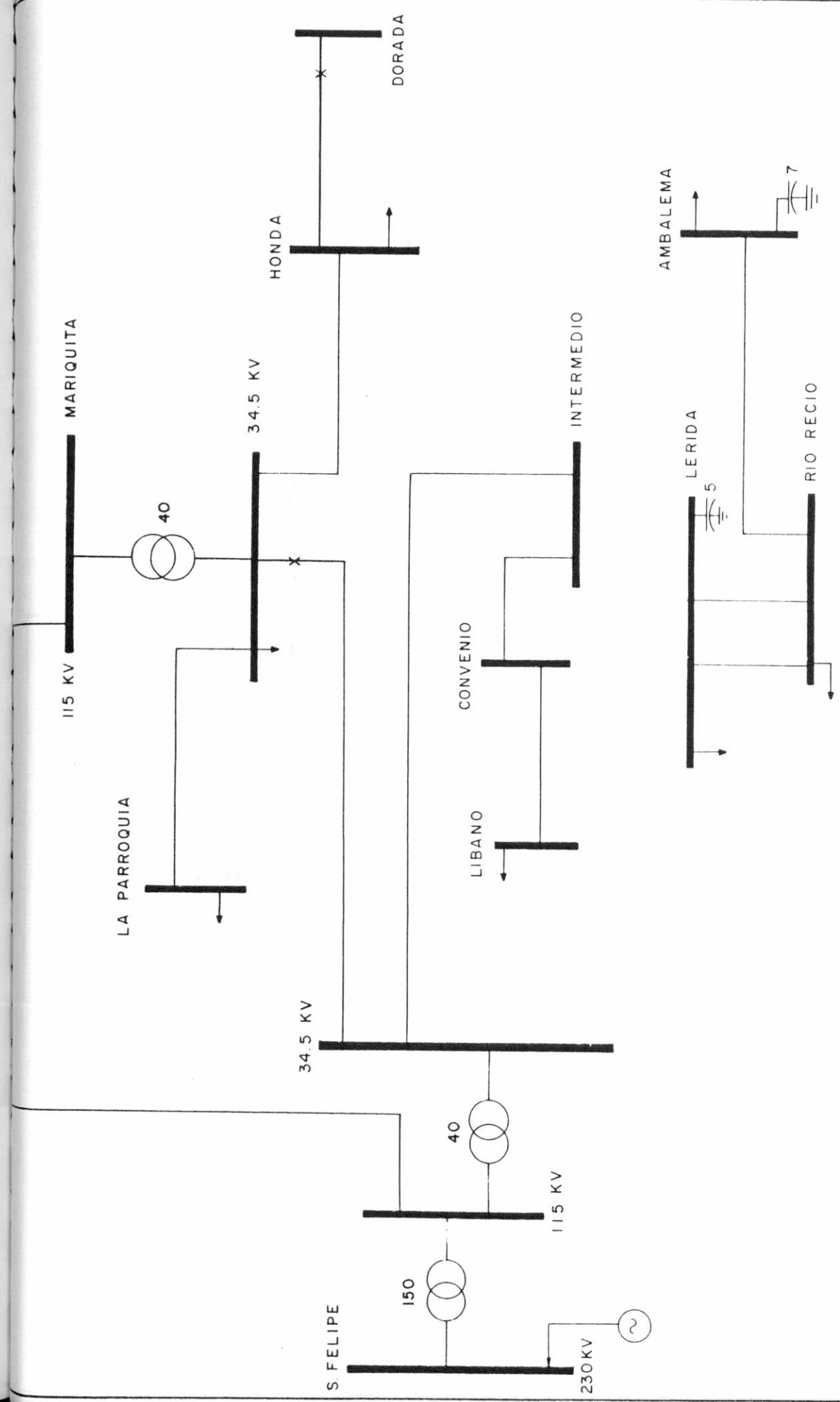
**FECHA Enero/90**  
**ESCALA Sin**






**CONVENCIONES**

$\frac{7719}{-19.67}$	VOLTAJE	$\frac{1}{\square}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\rightarrow$	MAGNITUD Y ANGULO	$\text{---} \text{---}$	GENERADOR MW + MVAR
$\rightarrow$	350+1.70 CARGA (MW + MVAR)	$\text{---} \text{---}$	2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA
$\rightarrow$	3.50 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)	$\text{---} \text{---}$	
$\rightarrow$	0.70		

	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
	Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
AÑO 1999 - OPERACION NORMAL		FECHA Enero/90
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS		ESCALA Sin
Figura 52		DISEÑO
		DIBUJO C.A.N



 ELECTRICIDAD DEL TOLIMA SA		 Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
 ELECTROQUIMA		 GENCON SA	
DIAGRAMA UNIFILAR CON OBRAS PROPUESTAS I-1999			
DISEÑO		FECHA Enero/90	
DIBUJO C A N		ESCALA Sin	





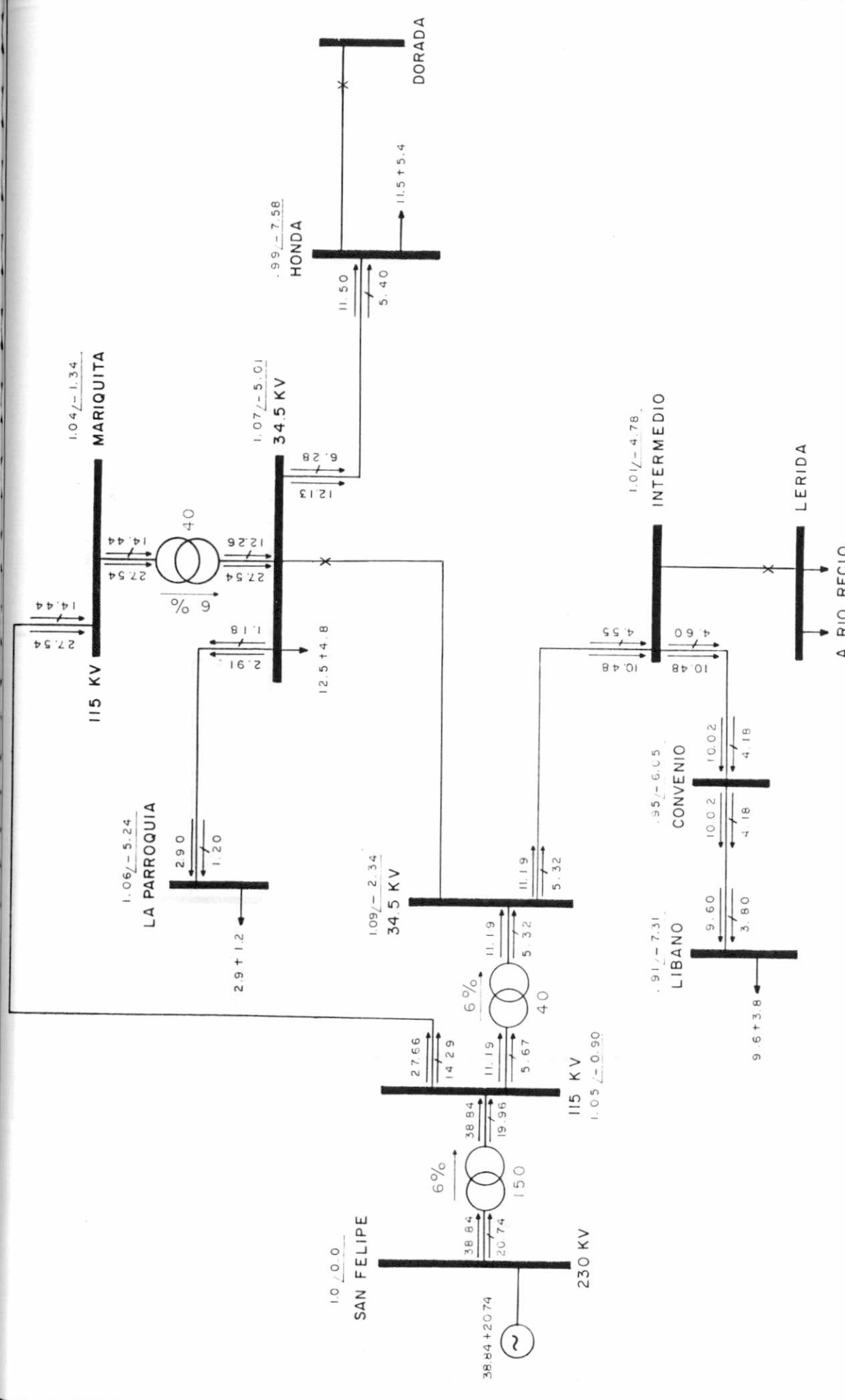
<b>CONVENCIONES</b>	
 7719/-19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO	 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
 3501.70 CARGA (MW + MVAR)	 GENERADOR MW + MVAR
 3.50 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)	 2% POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA

Figura 5.3

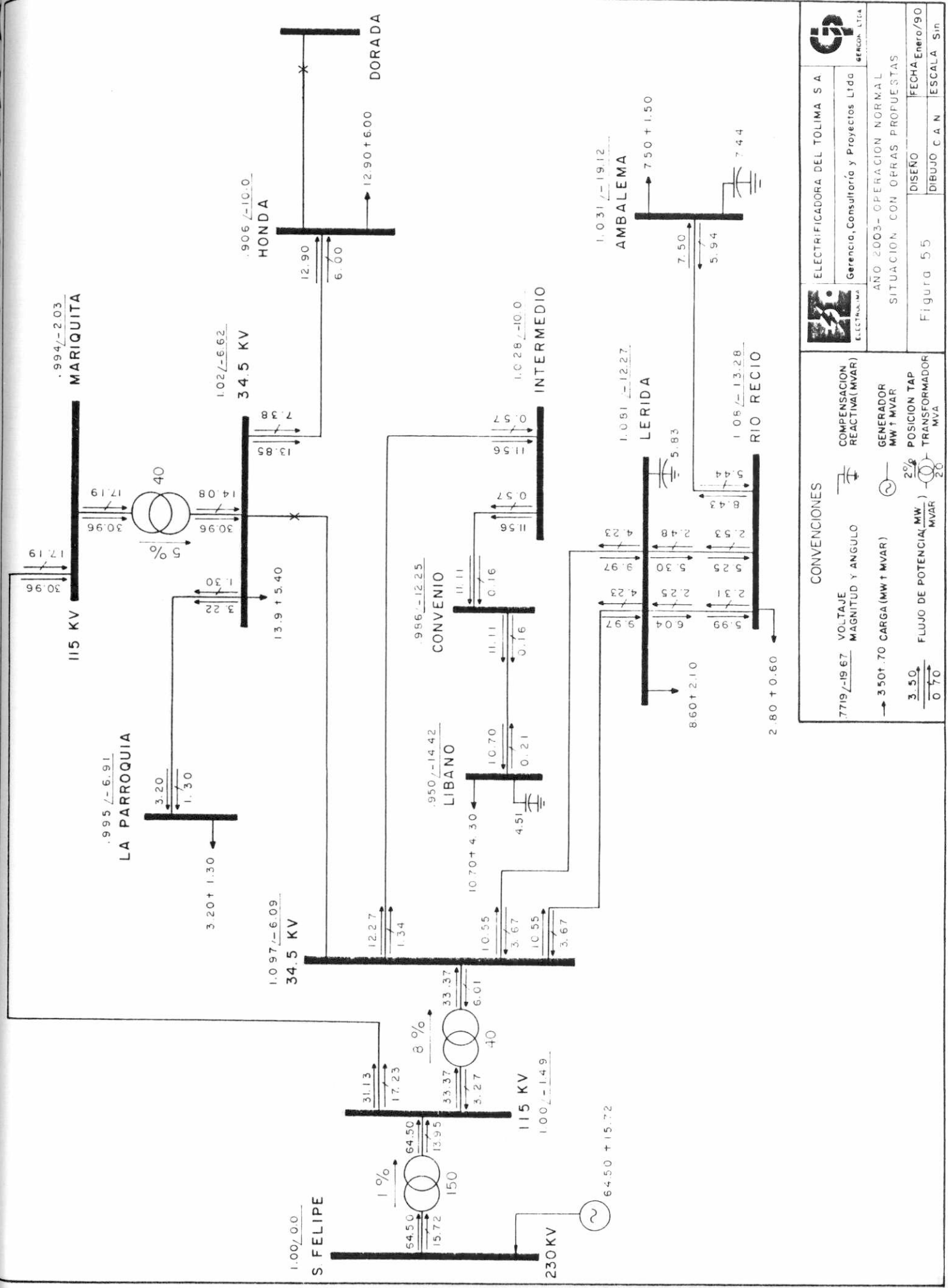




ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A		
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		
AÑO 2001 - OPERACION NORMAL		
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.999		
Figura 54	DISEÑO	FECHA: Enero/90
	DIBUJO C. A. N.	ESCALA: Sin

CONVENCIONES	
7719/-19.67	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
3501.70	CARGA (MW + MVAR)
3.50	POSICION TAP
0.70	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)
4.78	GENERADOR (MW + MVAR)
20	TRANSFORMADOR (MVA)
4.78	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

ESE  
 PLAN DE 1988  
 DE 1988  
 DE 1988  
 DE 1988  
 DE 1988



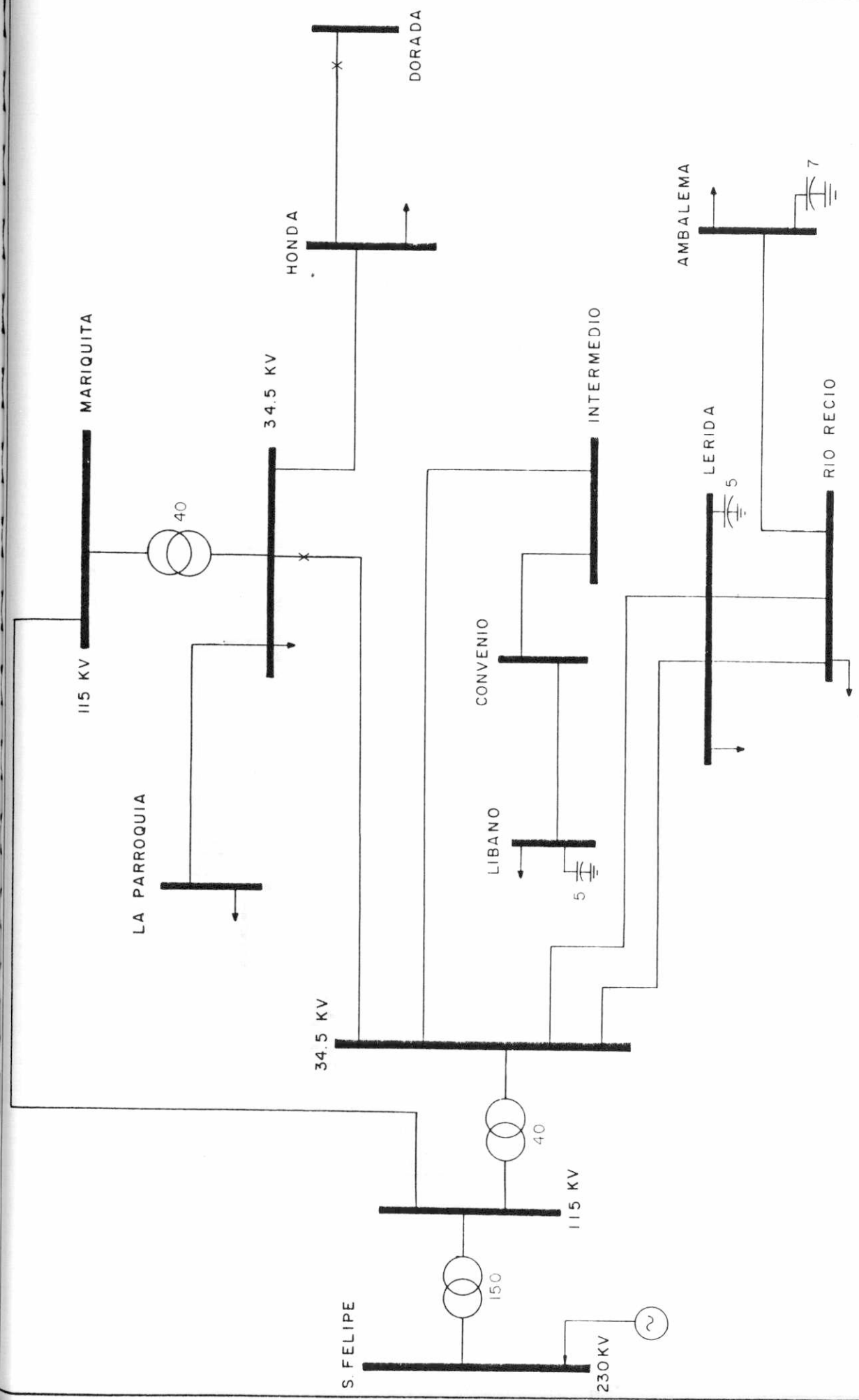
CONVENCIONES

7719 /-19 67	VOLTAJE	
	MAGNITUD Y ANGULO	
→ 350 t 70	CARGA (MW t MVAR)	
$\frac{3.50}{0.70}$	FLUJO DE POTENCIAL (MW t MVAR)	
	GENERADOR (MW t MVAR)	
	POSICION TAP TRANSFORMADOR MVA	

ELECTRICIDAD DEL TOLIMA S A  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda  
 AÑO 2003- OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

Diseño  
 Figura 55  
 DIBUJO C A N  
 ESCALA Sin  
 FECHA Enero/90





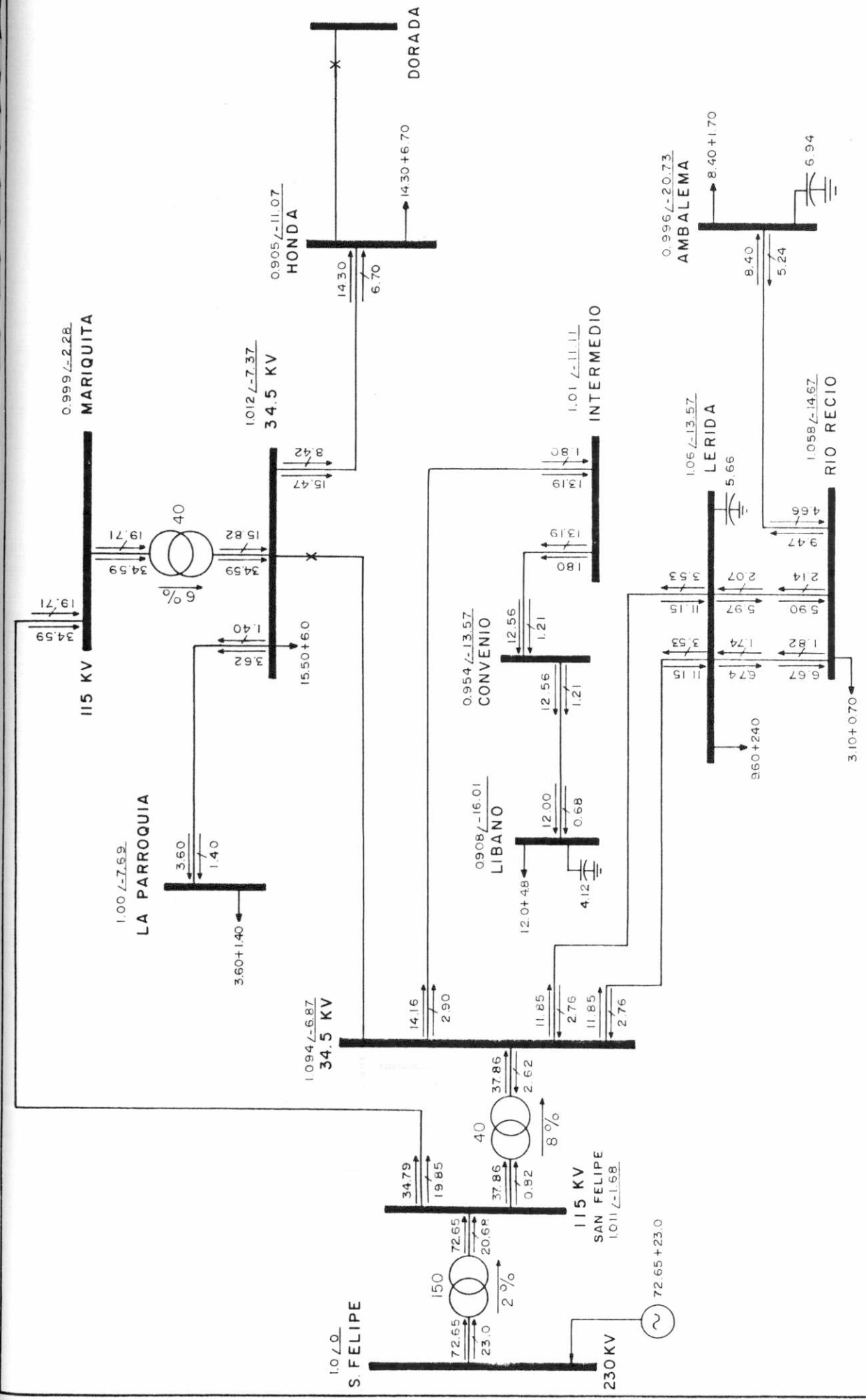
**CONVENCIONES**

7719/-19.67 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO  
 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 GENERADOR MW + MVAR  
 POSICION TAP 20%  
 TRANSFORMADOR MVA 20

350+70 CARGA (MW + MVAR)  
 3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIAL (MW / MVAR)

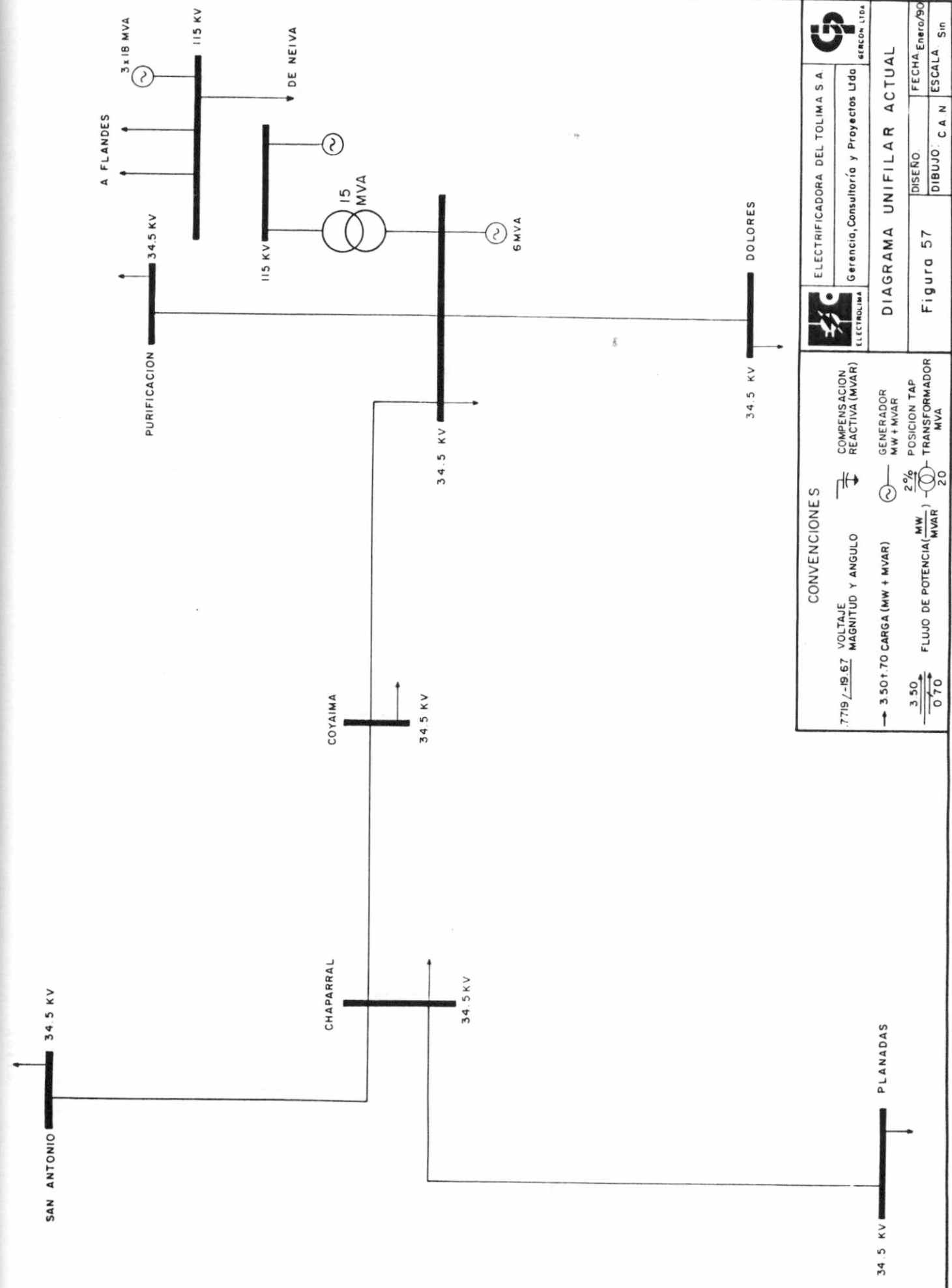
ELECTRICADORA DEL TOLIMA S.A.  
 Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.  
 REGION TOLIMA

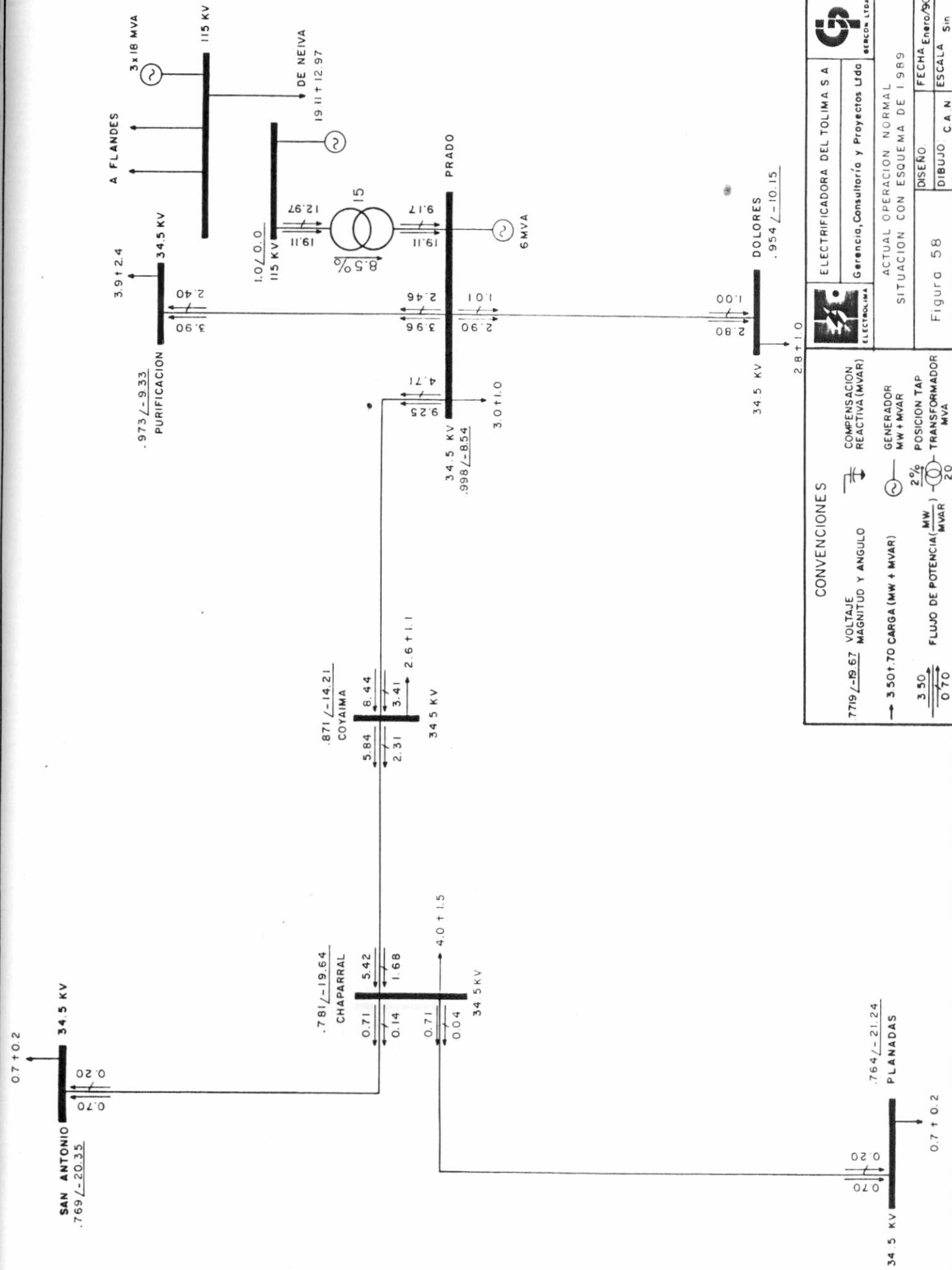
DIAGRAMA UNIFILAR CON OBRAS FRUENTAS 2.003  
 DISEÑO Figura 55 A  
 FECHA Enero/90  
 DIBUJO C.A.N. ESCALA Sin



		<b>ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A</b> <small>GERENON, LTDA</small>	
		Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
AÑO 2005 - OPERACION NORMAL SITUACION CON ESQUEMA DEL 2.003		DISEÑO: _____ FECHA: Enero/90	
Figura 56		ESCALA: Sin	

CONVENCIONES	
	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
	GENERADOR MW + MVAR
	POSICION TAP MVA
	FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)

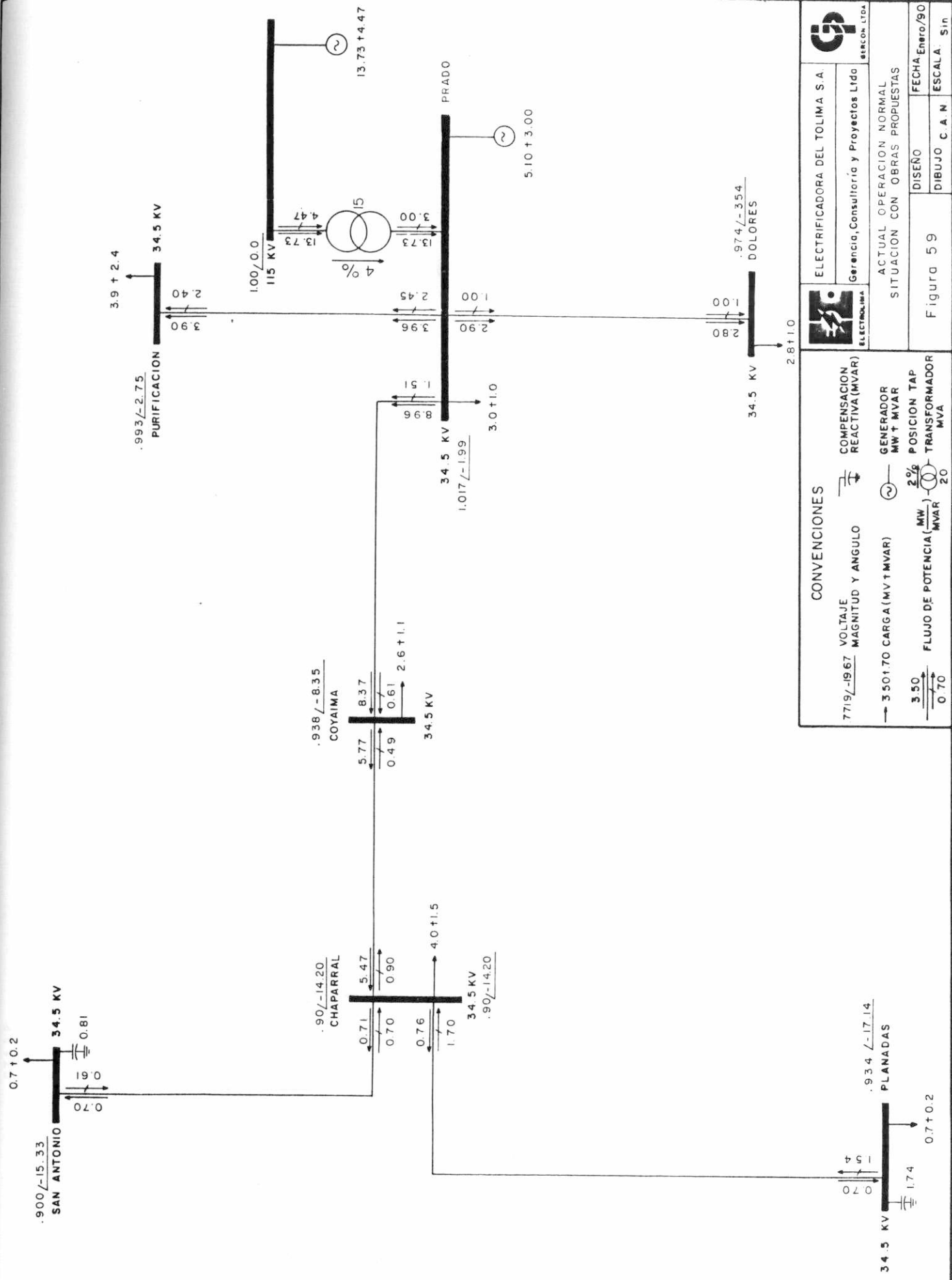




**CONVENCIONES**

$\frac{7719}{-19.67}$	VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
$\rightarrow 3.50 \uparrow 70$	CARGA (MW + MVAR)
$\frac{3.50}{0.70}$	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
$\frac{3.50}{0.70}$	TRANSFORMADOR
$\frac{3.50}{0.70}$	POSICION TAP
$\frac{3.50}{0.70}$	MVA
$\frac{3.50}{0.70}$	GENERADOR MW + MVAR
$\frac{3.50}{0.70}$	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		GERENCIÓN LTDA.	
Gerencia, Consultoría y Proyectos LTDA		ELECTROLIMA	
ACTUAL OPERACION NORMAL			
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.989			
Figura 58	DISEÑO	FECHA	Escala
	DIBUJO	C.A.N.	Sim



**CONVENCIONES**

$7719/-1967$	VOLTAJE	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\rightarrow$	MAGNITUD Y ANGULO	GENERADOR
$\rightarrow$	CARGA (MW + MVAR)	MW + MVAR
$\rightarrow$	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)	POSICION TAP
$\rightarrow$		TRANSFORMADOR
		MVA

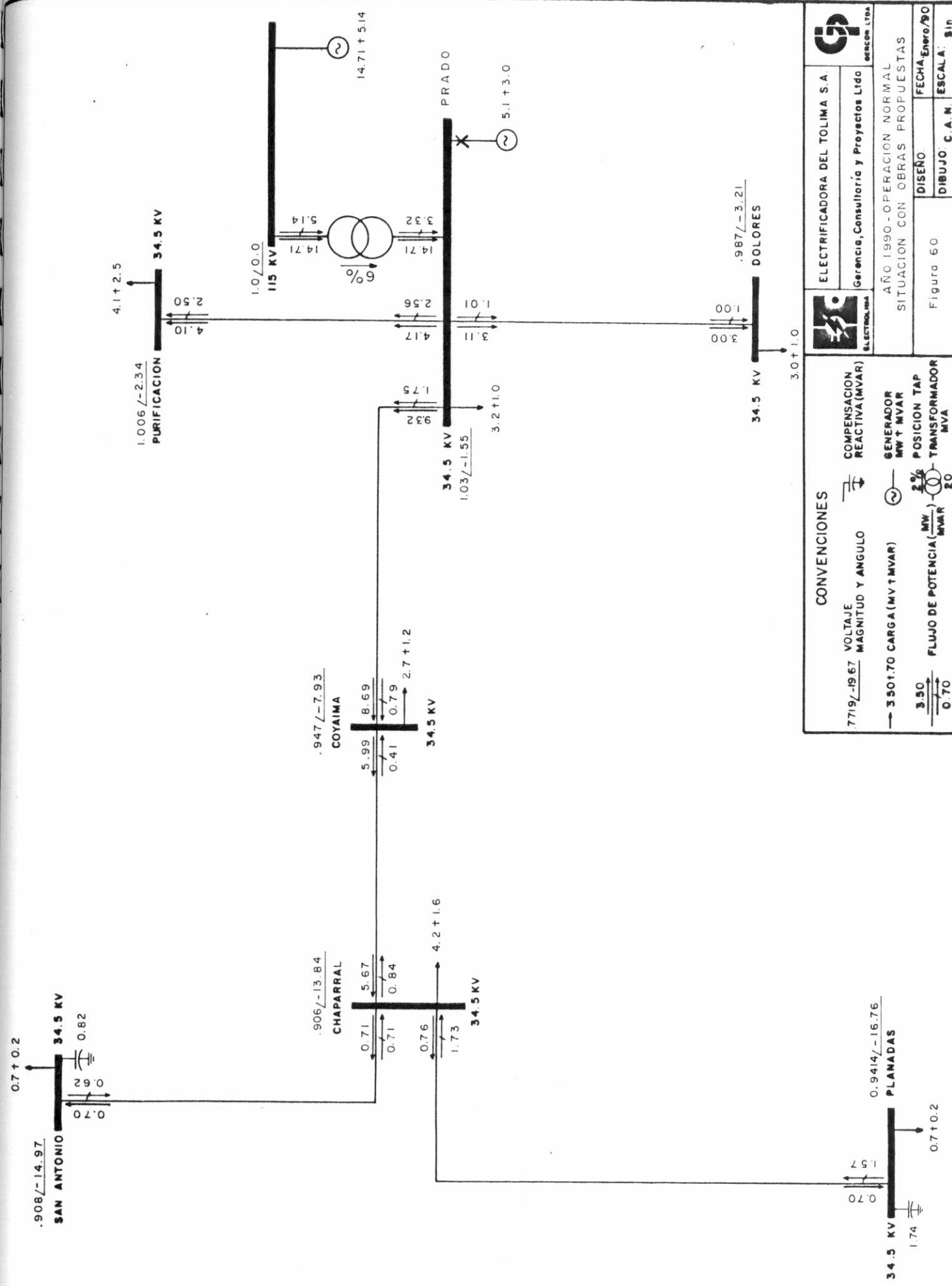
**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**

Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda.

ACTUAL OPERACION NORMAL  
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

FECHA Enero/90  
ESCALA C.A.N  
Sin

Figura 59



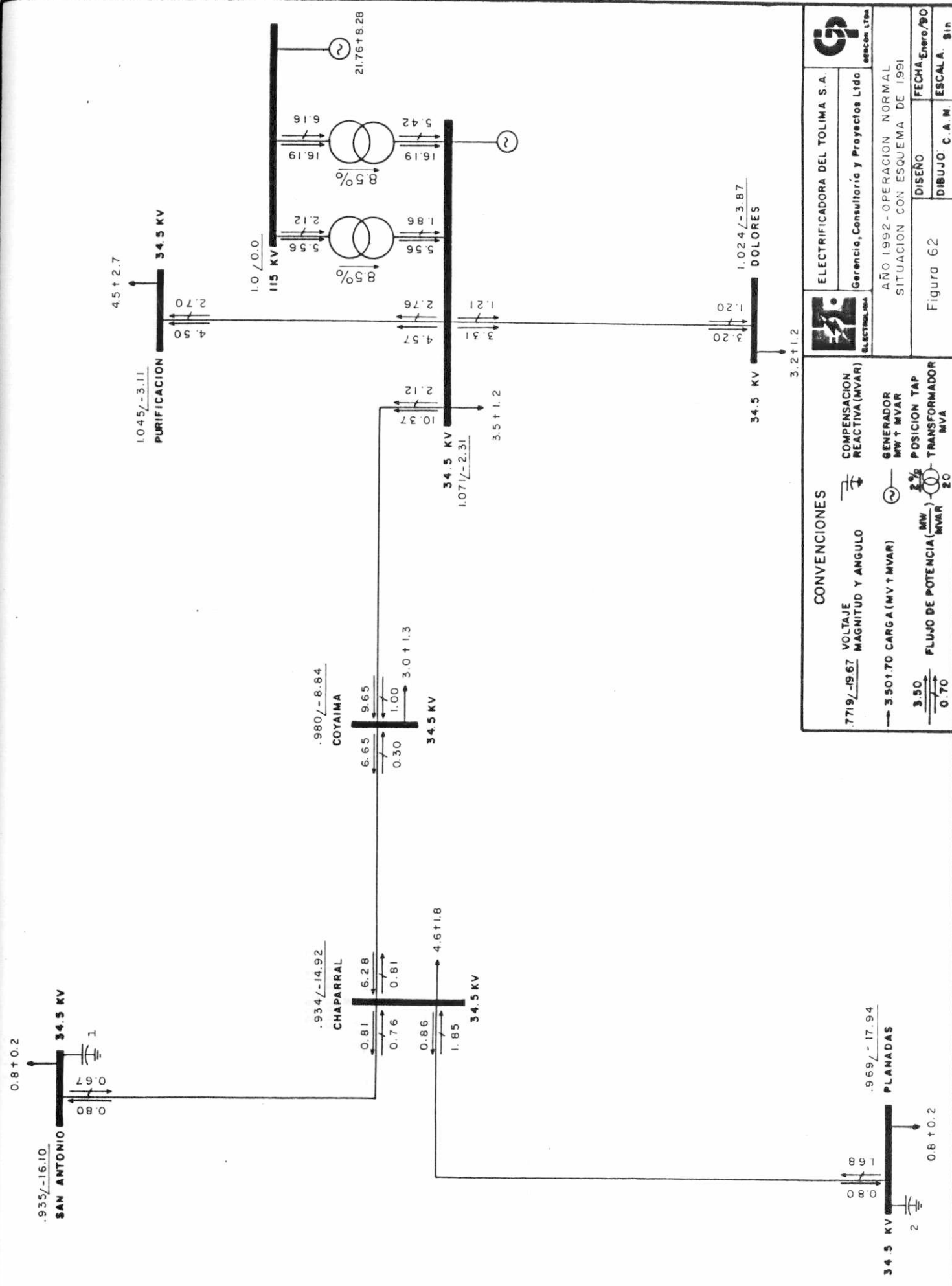
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda	
AÑO 1990 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS	
DISEÑO	FECHA: Enero/90
DIBUJO: C.A.M.	ESCALA: Sin
Figura 60	

CONVENCIONES	
7719/-1967	VOLTAJE
MAGNITUD Y ANGULO	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
→ 350+1.70 CARGA (MW + MVAR)	GENERADOR MW + MVAR
3.50	POSICION TAP
0.70	TRANSFORMADOR MVA
FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)	20







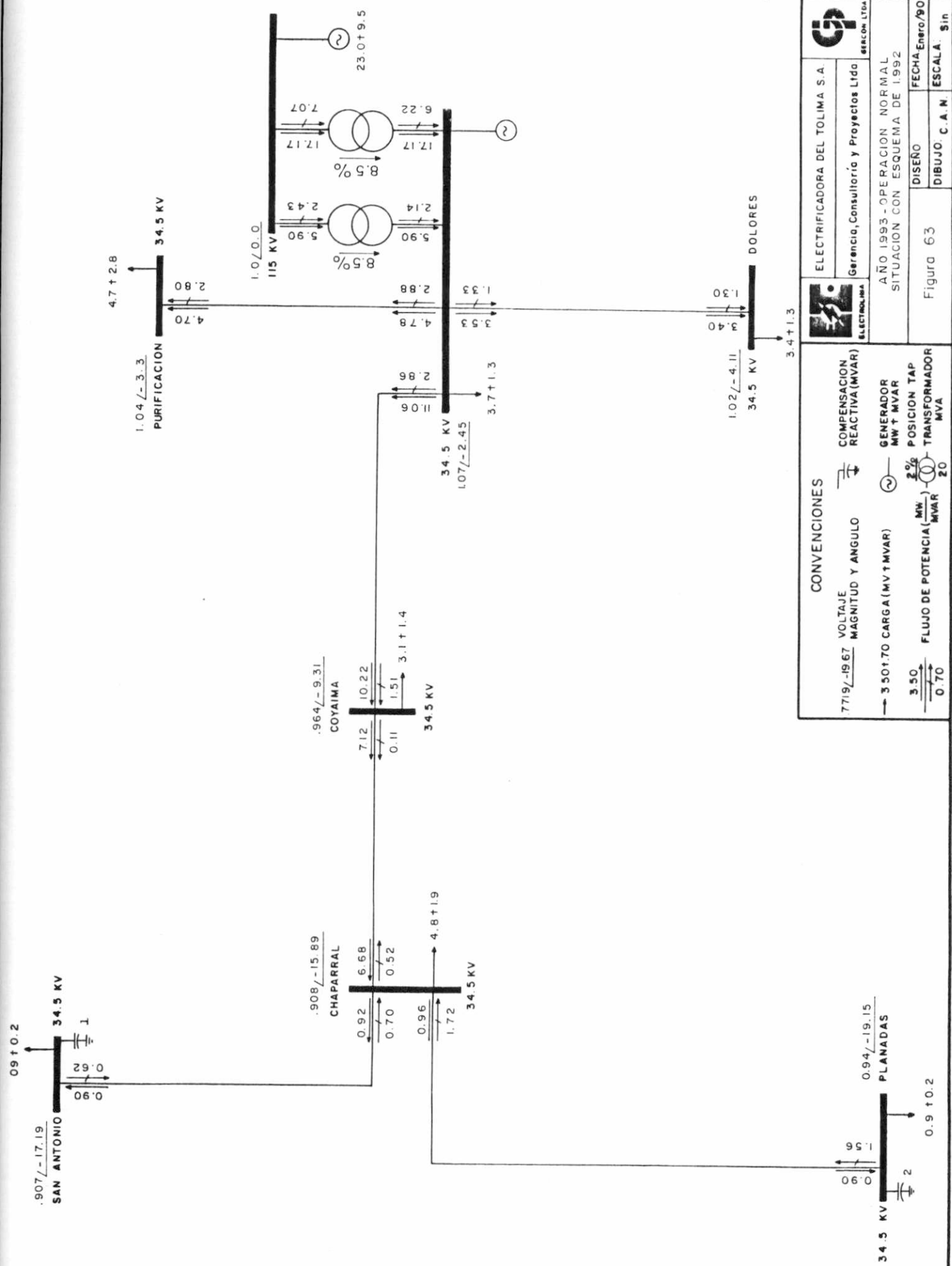
**CONVENCIONES**

VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO  
 GENERADOR MW + MVAR  
 POSICION TAP  
 FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)  
 TRANSFORMADOR 20 MVA  
 0.70

**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.**  
 Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda  
 AÑO 1992 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1991

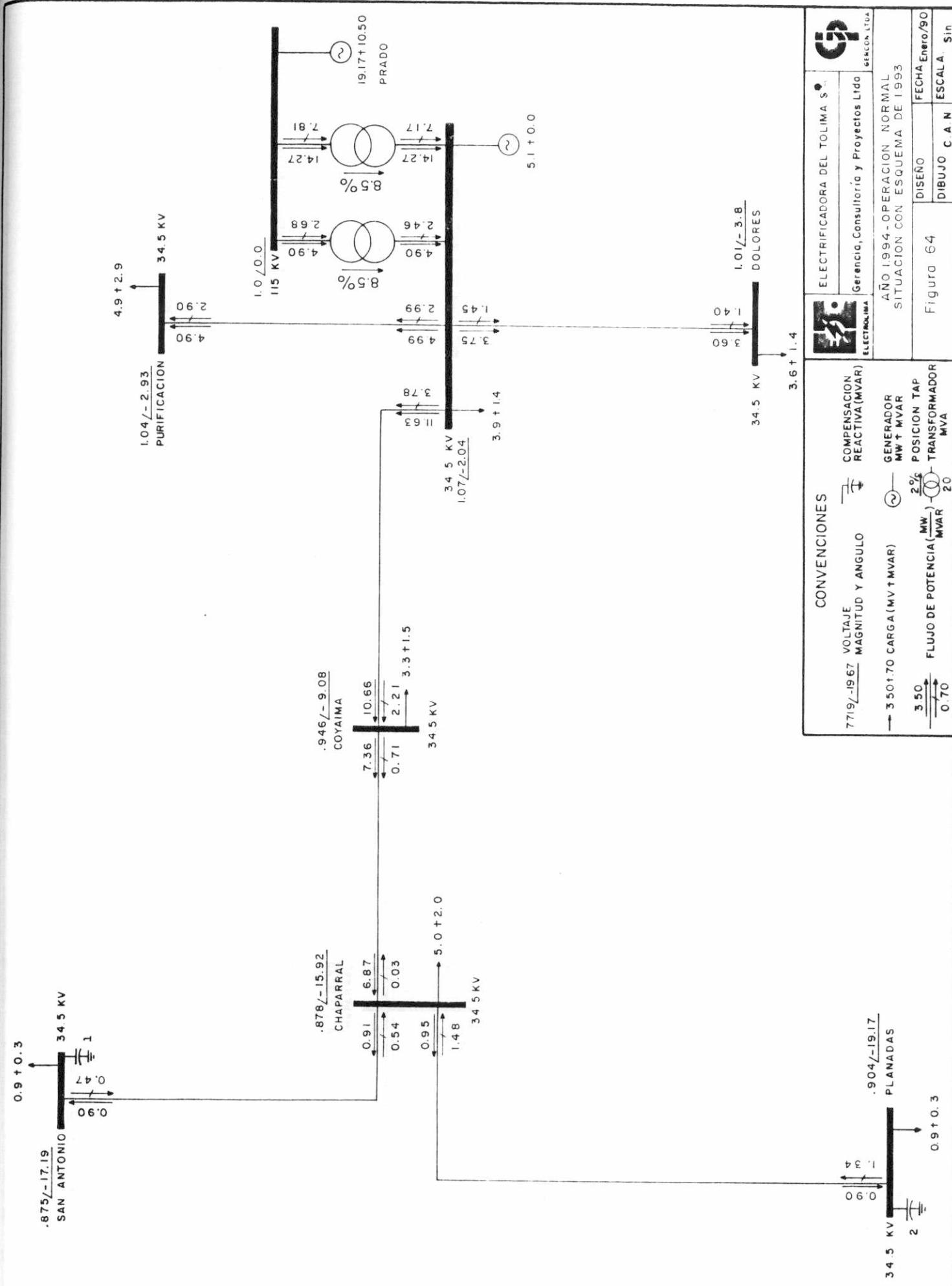
DISEÑO: \_\_\_\_\_  
 DIBUJO: C. A. M.  
 FECHA: Enero/90  
 ESCALA: Sin

Figura 62



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.		ELECTROINGENIERIA	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		ELECTROINGENIERIA	
AÑO 1993 - OPERACION NORMAL SITUACION CON ESQUEMA DE 1.992			
DISEÑO		FECHA Enero/90	
DIBUJO C. A. N		ESCALA Sin	
Figura 63			

- CONVENCIONES**
- 7719/-1967 VOLTAJE MAGNITUD Y ANGULO
  - 350+1.70 CARGA (MV+MVAR)
  - 3.50/0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW/MVAR)
  - COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
  - GENERADOR MW+MVAR
  - POSICION TAP TRANSFORMADOR

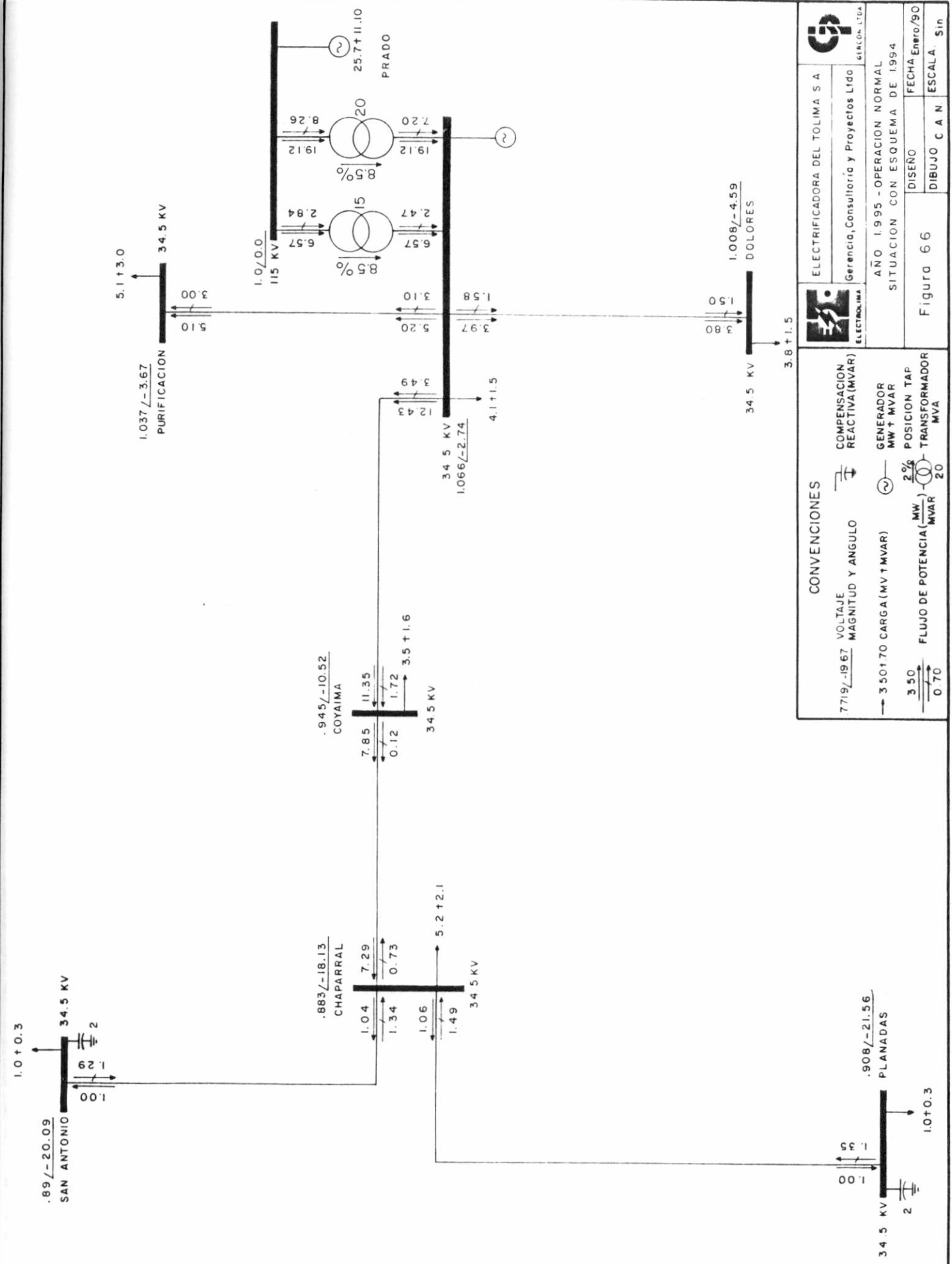


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.º		ELECTROLIMA	
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda		ELECTROLIMA	
AÑO 1994 - OPERACION NORMAL		AÑO 1994 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON ESQUEMA DE 1993		SITUACION CON ESQUEMA DE 1993	
Figura 64	DISEÑO	FECHA Enero/90	ESCALA Sin
	DIBUJO C A N		

CONVENCIONES	
7719/-1967	VOLTAJE REACTIVA (MVAR)
→ 3501.70	FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
3.50 / 0.70	GENERADOR (MW / MVAR)
2%	POSICION TAP TRANSFORMADOR
20	MVA

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.º  
 GERENCIA, CONSULTORIA Y PROYECTOS LTDA  
 AÑO 1994 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1993  
 DISEÑO  
 DIBUJO C A N  
 FECHA Enero/90  
 ESCALA Sin



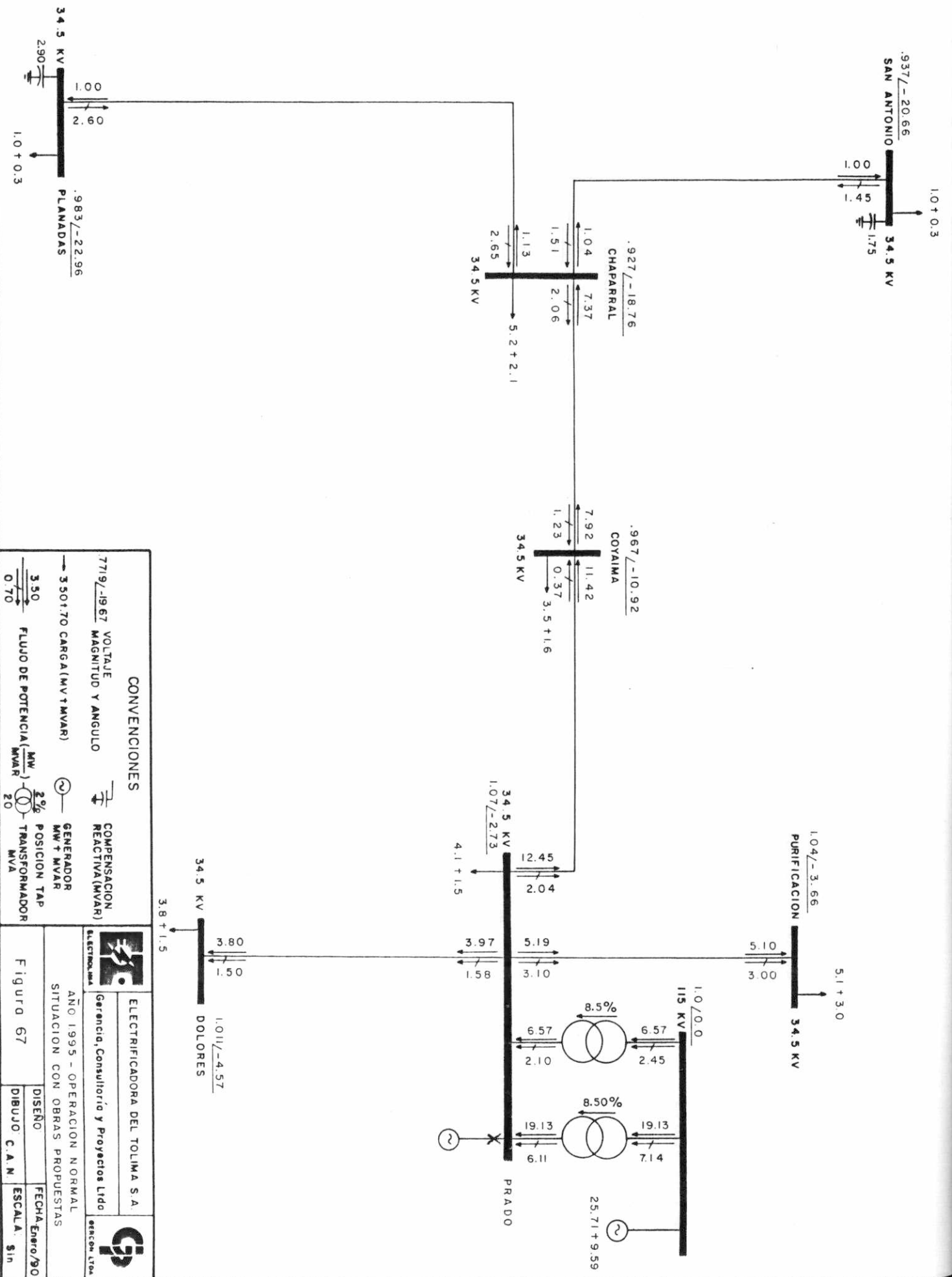


**ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A**  
**GERENCIA, CONSULTORIA Y PROYECTOS LIDO**  
 AÑO 1995 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON ESQUEMA DE 1994  
 DISEÑO  
 DIBUJO C A N  
 ESCALA Sin

**CONVENCIONES**

7719/-19.67 VOLTAGE MAGNITUDE AND ANGLE  
 350170 CARGA (MW + MVAR)  
 350 FLUJO DE POTENCIA (MW/MVAR)  
 0.70 TRANSFORMADOR MVA

COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 GENERADOR MW + MVAR  
 POSICION TAP  
 TRANSFORMADOR MVA

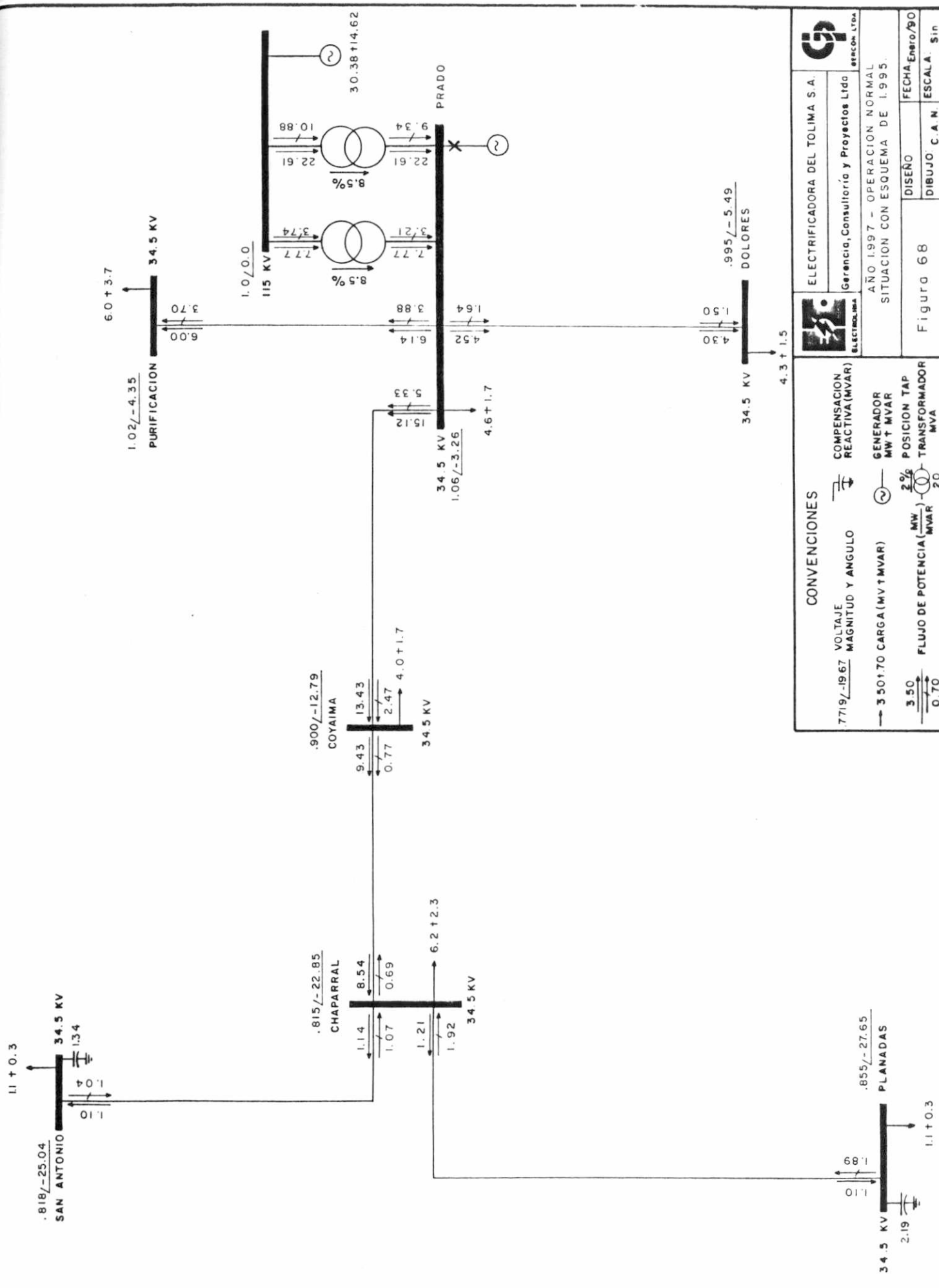


ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.  
 Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda.  
 AÑO 1995 - OPERACION NORMAL  
 SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS

Figura 67

DISEÑO: C.A.N.  
 DIBUJO: C.A.N.  
 ESCALA: Sin

FECHA: Enero/90



**CONVENCIONES**

7719/-19.67 VOLTAJE  
MAGNITUD Y ANGULO

3501.70 CARGA (MW + MVAR)

350 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)

COMPENSACION REACTIVA (MVAR)

GENERADOR MW + MVAR

POSICION TAP TRANSFORMADOR

20 MVA

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.  
Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda

AÑO 1997 - OPERACION NORMAL  
SITUACION CON ESQUEMA DE 1.995.

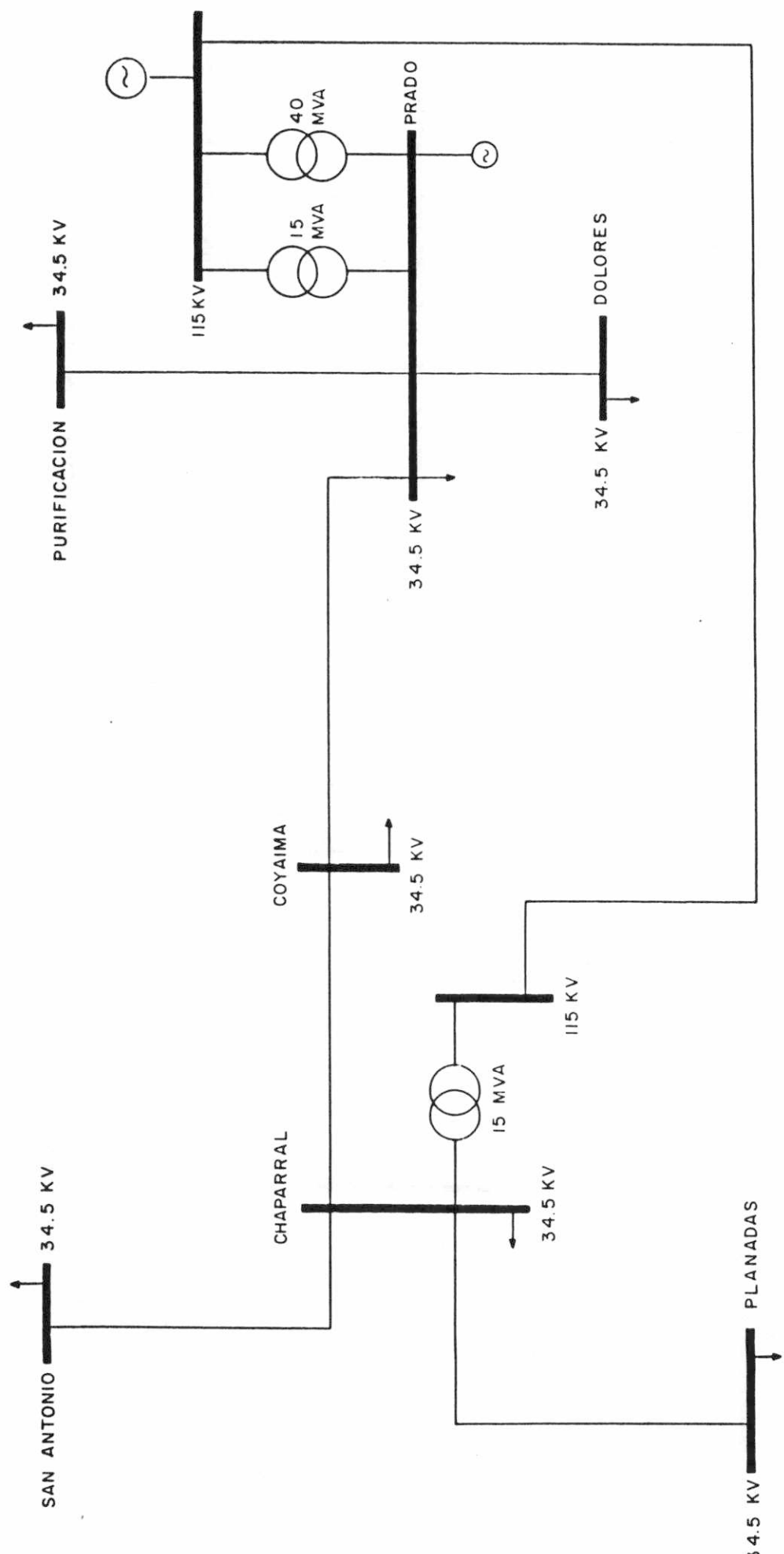
Figura 68  
DISEÑO  
DIBUJO C.A.M.  
ESCALA Sin

FECHA Enero/90



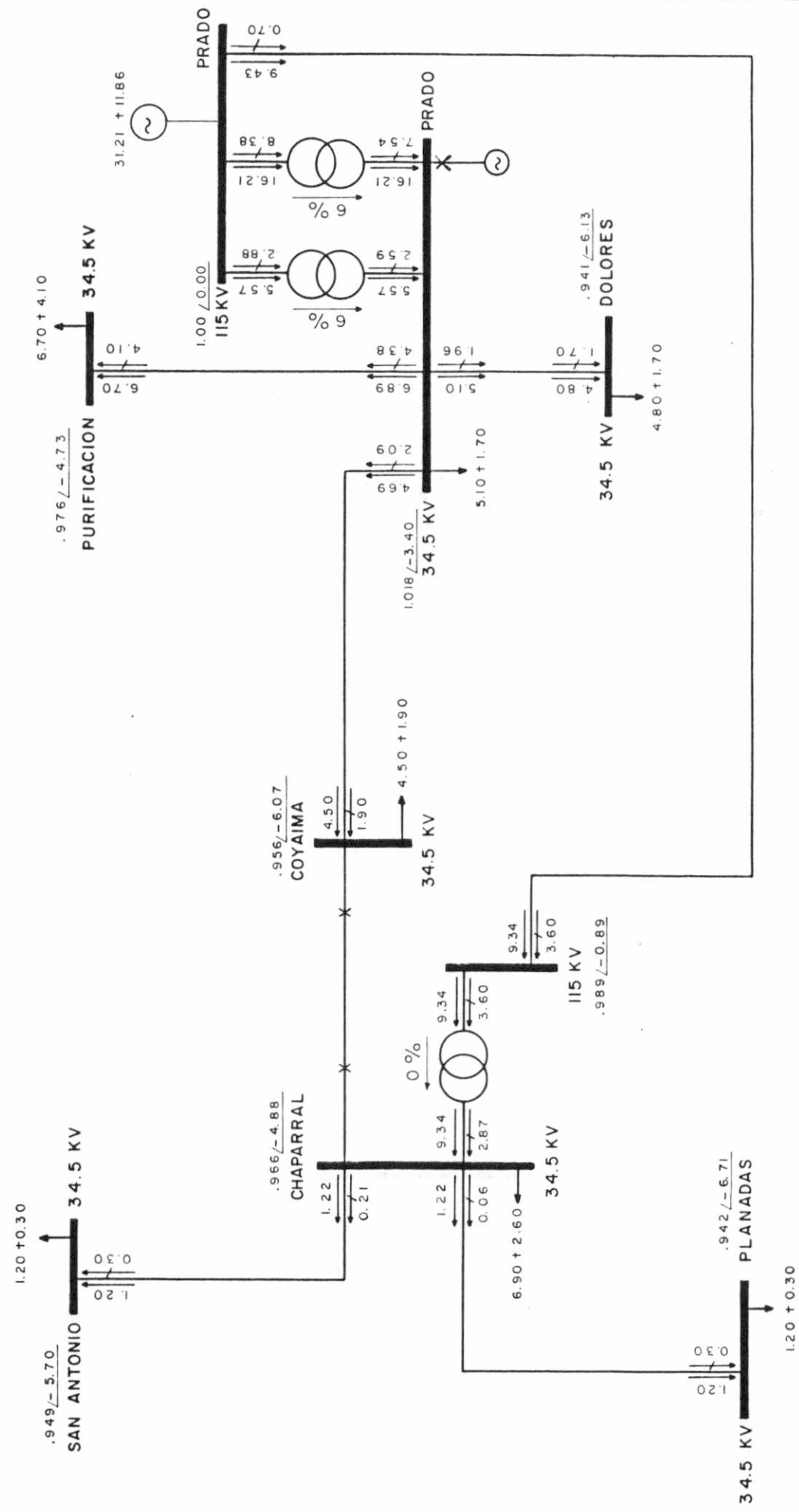


34.5 KV  
 7719 / 19.67 VOLTAJE  
 3.50+ 70 CARGA (MW + MVAR)  
 3 50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)  
 15 MVA  
 40 MVA  
 115 KV  
 34.5 KV  
 34.5 KV  
 34.5 KV  
 115 KV  
 15 MVA  
 40 MVA  
 PRADO  
 DOLORES  
 PLANADAS  
 CHAPARRAL  
 COYAIMA  
 PURIFICACION



**CONVENCIONES**  
 7719 / 19.67 VOLTAJE  
 3.50+ 70 CARGA (MW + MVAR)  
 3 50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)  
 COMPENSACION REACTIVA (MVAR)  
 GENERADOR  
 TRANSFORMADOR

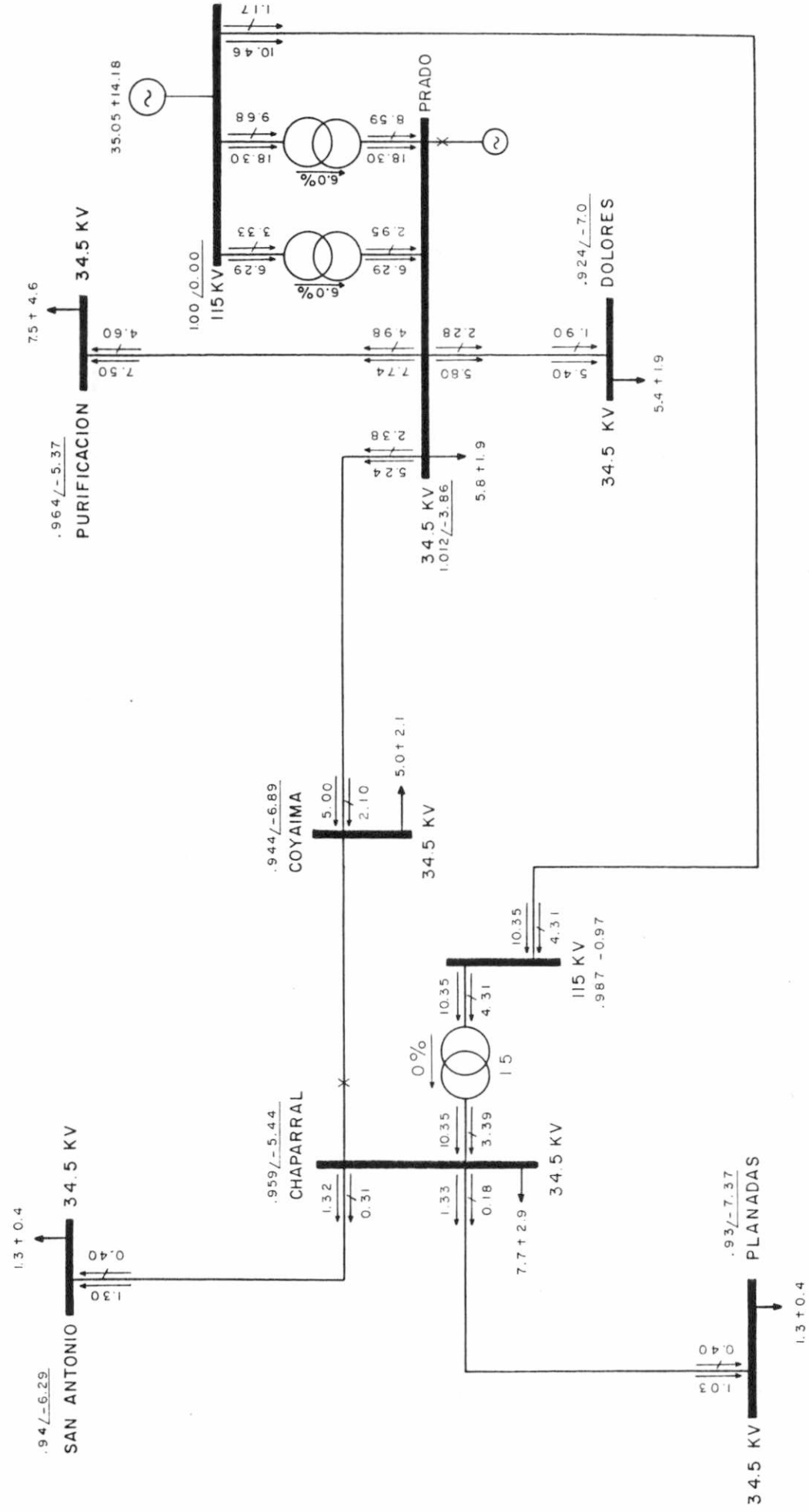
	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.
	Gerencia Consultora y Proyectos Ltda. GERCON S.A.
<b>DIAGRAMA UNIFILAR 1.997</b>	
Figura 70	DISEÑO: _____ DIBUJO: _____ FECHA Enero /90 ES-ALA Sin.



CONVENCIONES

- 7719/-19.67 VOLTAJE
- 350+70 CARGA (MW + MVAR)
- 3.50 / 0.70 FLUJO DE POTENCIA (MW / MVAR)
- COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
- GENERADOR
- TRANSFORMADOR

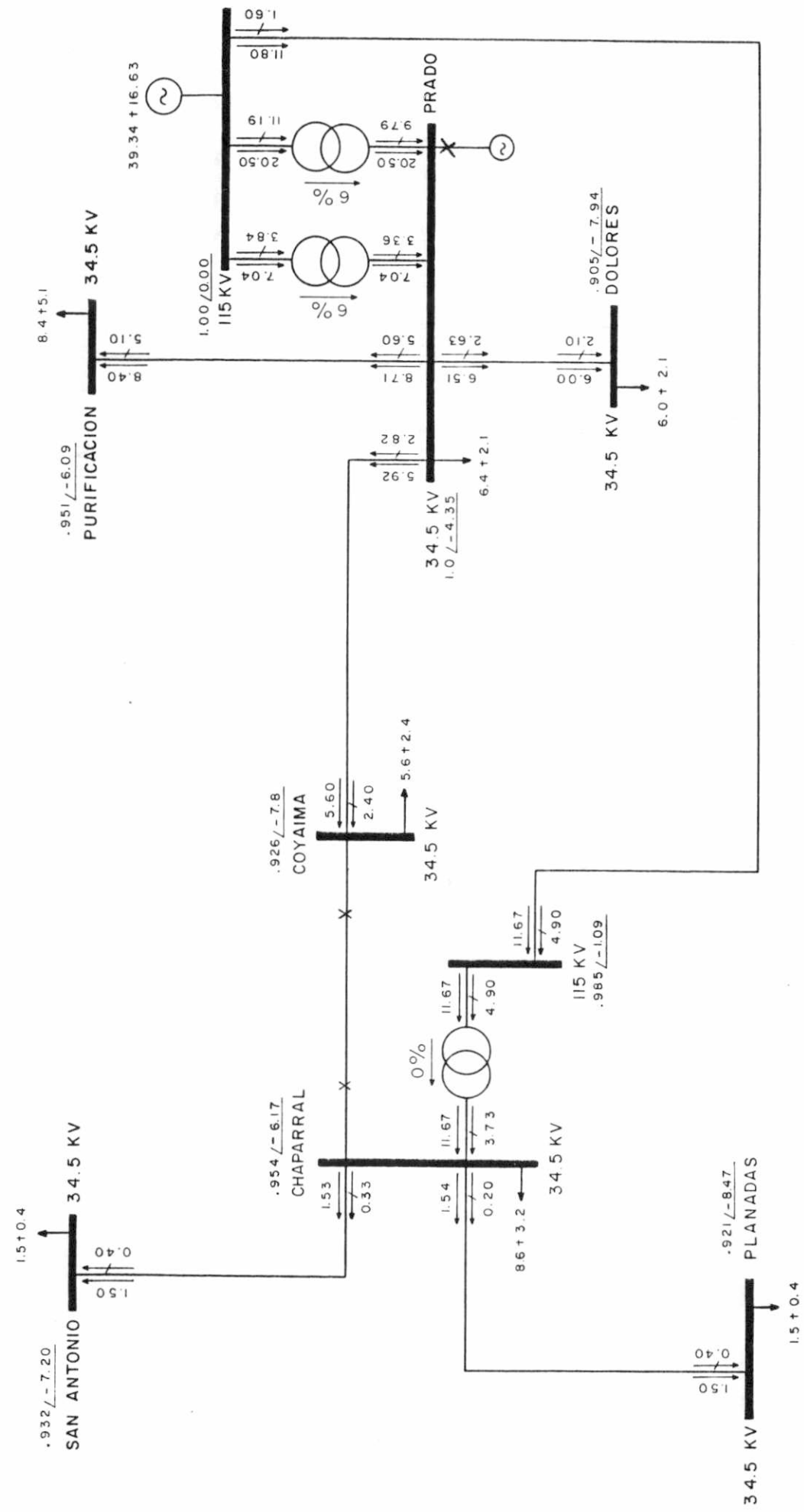
	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.
	Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda.
	ANO 1999 - OPERACION NORMAL
	SITUACION CON OBRAS PROPUESTAS
Figura 71	DISEÑO: FECHA: Enero/90
	DIBUJO: C A N ESCALA: Sin



ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S A	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
AÑO 2.001 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON ESQUEMA DE 1999	
DISEÑO	FECHA Enero/90
DIBUJO C A N	ESCALA Sin

Biblioteca de Minas y Energía

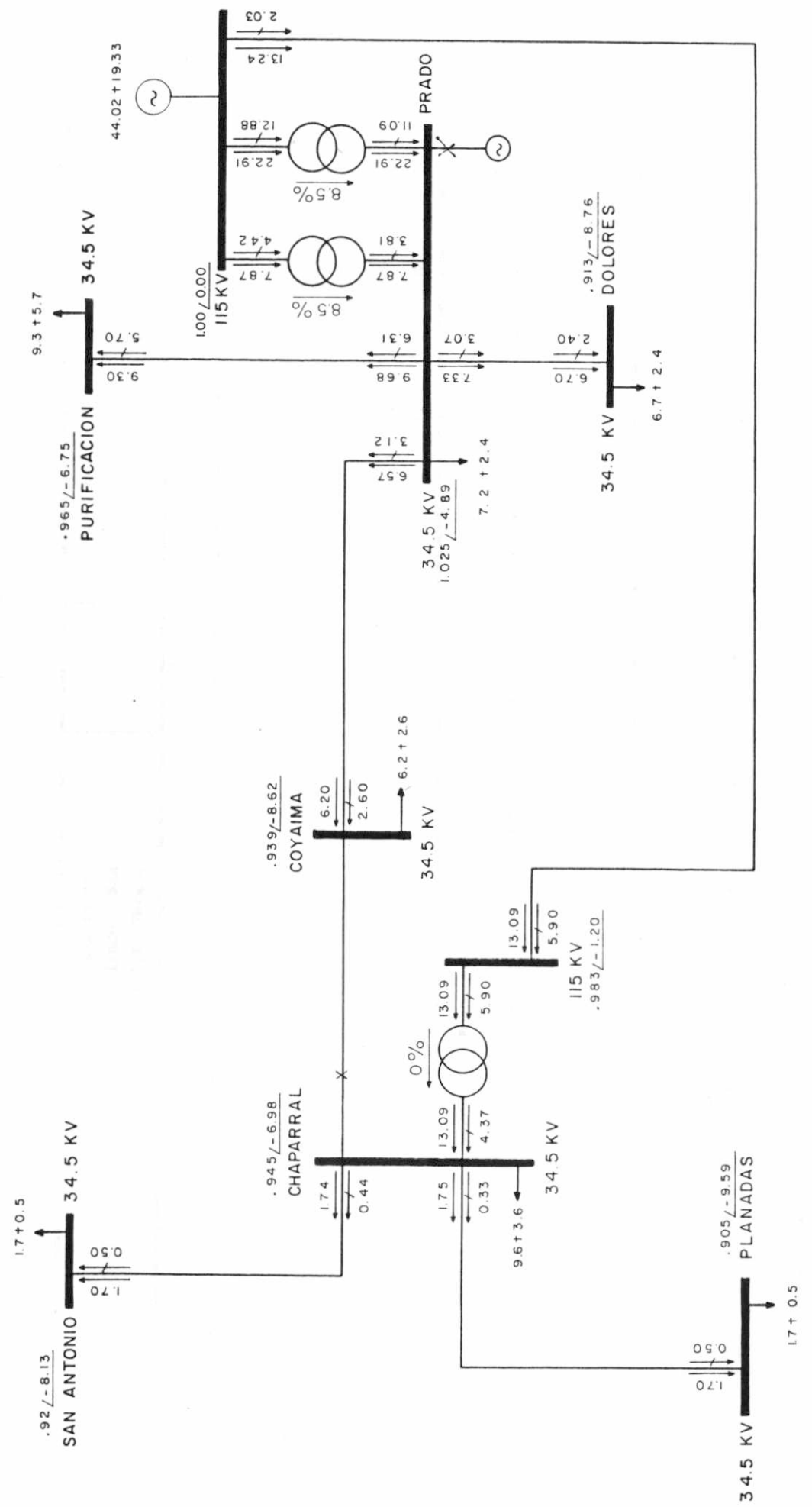
Figura 72



CONVENCIONES

$7719 \angle -19.67$ VOLTAJE	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
$\rightarrow 350 \angle 70$ CARGA (MW + MVAR)	GENERADOR
$\frac{3.50}{0.70}$ FLUJO DE POTENCIA (MW + MVAR)	TRANSFORMADOR

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A		
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda		
AÑO 2003 - OPERACION NORMAL		
SITUACION CON ESQUEMA DEL 2.001		
Figura 73	DISEÑO:	FECHA: Enero/90
	DIBUJO: C.A.N	ESCALA: Sin



CONVENCIONES

	7719 / -19.67 VOLTAJE
	COMPENSACION REACTIVA (MVAR)
	→ 3501.70 CARGA (MW + MVAR)
	GENERADOR
	FLUJO DE POTENCIA ( $\frac{MW}{MVAR}$ ) TRANSFORMADOR
$\frac{3.50}{0.70}$	

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A	
Gerencia, Consultoria y Proyectos Ltda	
AÑO 2.005 - OPERACION NORMAL	
SITUACION CON ESQUEMA DEL 2.003	
Figura 74	DISEÑO
	FECHA Enero/90
	ESCALA Sin

PLAN DE EXPANSION - VALOR ESTIMADO DE LAS OBRAS

Z O N A C E N T R O

FECHA DE ENTRADA EN OPERACION	DESCRIPCION DE LA OBRA	LONG. KM.	CALIBRE CONDUCTOR	No. DE CIRCUITOS	NIVEL DE TENSION KV	CAPACIDAD	COSTO EN MILES US\$
1990	Instalación banco de condensadores en:						(3)
	Ambalema y/o Lérica				34.5	9.0 MVAR	
	Papayo				34.5	1.8 MVAR	
	Melgar				34.5	5.0 MVAR	
	S/E Mirolindo				34.5	6.0 MVAR	
	TOTAL				34.5	21.8 MVAR	440
1990	Montaje en S/E Mirolindo de un transformador procedente de la S/E Flandes.				115/34.5	15 MVA	(2) (4) 1070
1990	Apertura de la línea Papayo-Buenos Aires en Mirolindo				34.5		340
1990	Apertura de la línea Papayo-Cementos Diamante en Mirolindo.				115		2200
1990	Cerrar la línea La Ventana - Espinal y abrir la línea La Ventana - Buenos Aires.						
	Melgar. (1)	20		1	115		3720
1991	Construcción de subestación Melgar e instalación de un transformador.				115/34.5	40 MVA	1920
1991	Instalación en S/E de Lérica de un banco de condensadores procedentes de la S/E Melgar				34.5	5 MVAR	(2)
1992	Construcción de un circuito de la línea Mirolindo - San Jorge, diseñada inicialmente en doble circuito.	12		1/2	34.5		820
1992	Construcción S/E Mirolindo 230/115 KV, dos bancos de transformadores de 150 MVA c/u y uno de 40 MVA, y traslado del transformador existente de 15 MVA a la S/E Flandes para montaje en paralelo con el de 20 MVA.				230/115 115/34.5	2x150 MVA 1x 40 MVA	10360
1992	Construcción línea en doble circuito Mirolindo a empalme con línea Papayo - Regivit	4.5		2	115		2680
1995	Instalación en la S/E Guamo de un banco de condensadores procedentes de la S/E Papayo (de los seis existentes).				34.5	3 MVAR	(2)
1997	Construcción de la subestación El Vergel.				115/34.5	40 MVA	1920
1997	Construcción de la línea Mirolindo - El Vergel.	5		1	115		2580



1997	Montaje del segundo circuito línea Mirolindo - El Vergel-San Jorge.	12		1	34.5		460
1997	Acometida de la línea en doble circuito Mirolindo - San Jorge 34.5 KV. a S/E Vergel				34.5		680
1997	Expansión de la subestación Flandes.				115/34.5	40 MVA	1920
2001	Instalación en la S/E Lérica de un banco de condensadores procedentes de S/E Mirolindo				34.5	6 MVAR	(2)
2003	Instalación en la S/E Guamo de banco condensadores procedentes de la S/E El Papayo				34.5	3 MVAR	(2)
2003	Transferencia del subsistema Lérica, Río Recio y Ambalema al sistema norte						(2)
2005	Construcción línea Flandes - Espinal.	18		1	115		3570
2005	Construcción S/E Espinal.				115/34.5	40 MVA	1920

Z O N A N O R T E

	Instalación banco de condensadores en:						
	Líbano				34.5	7 MVAR	
	Lérica				34.5	2 MVAR	
	TOTAL				34.5	9 MVAR	180
1990	Conexión alimentación al Líbano desde punto intermedio línea Mariquita - Lérica				34.5		(2)
1991	Construcción de la línea San Felipe - Mariquita. (1)	10		1	115		2960
1999	Desarrollo del patio de subestación San Felipe. Instalación de un transformador.				115/34.5	40 MVA	1920
1999	Empalme línea Mariquita-Intermedio en San Felipe quedando abierta en Mariquita	0.5		2	34.5		370
2003	Construcción de la línea San Felipe-Lérica doble circuito y energización de banco de condensadores existentes de 5 MVAR en Líbano y Lérica y 7 MVAR en Ambalema.	31.5	266	2	34.5		2260

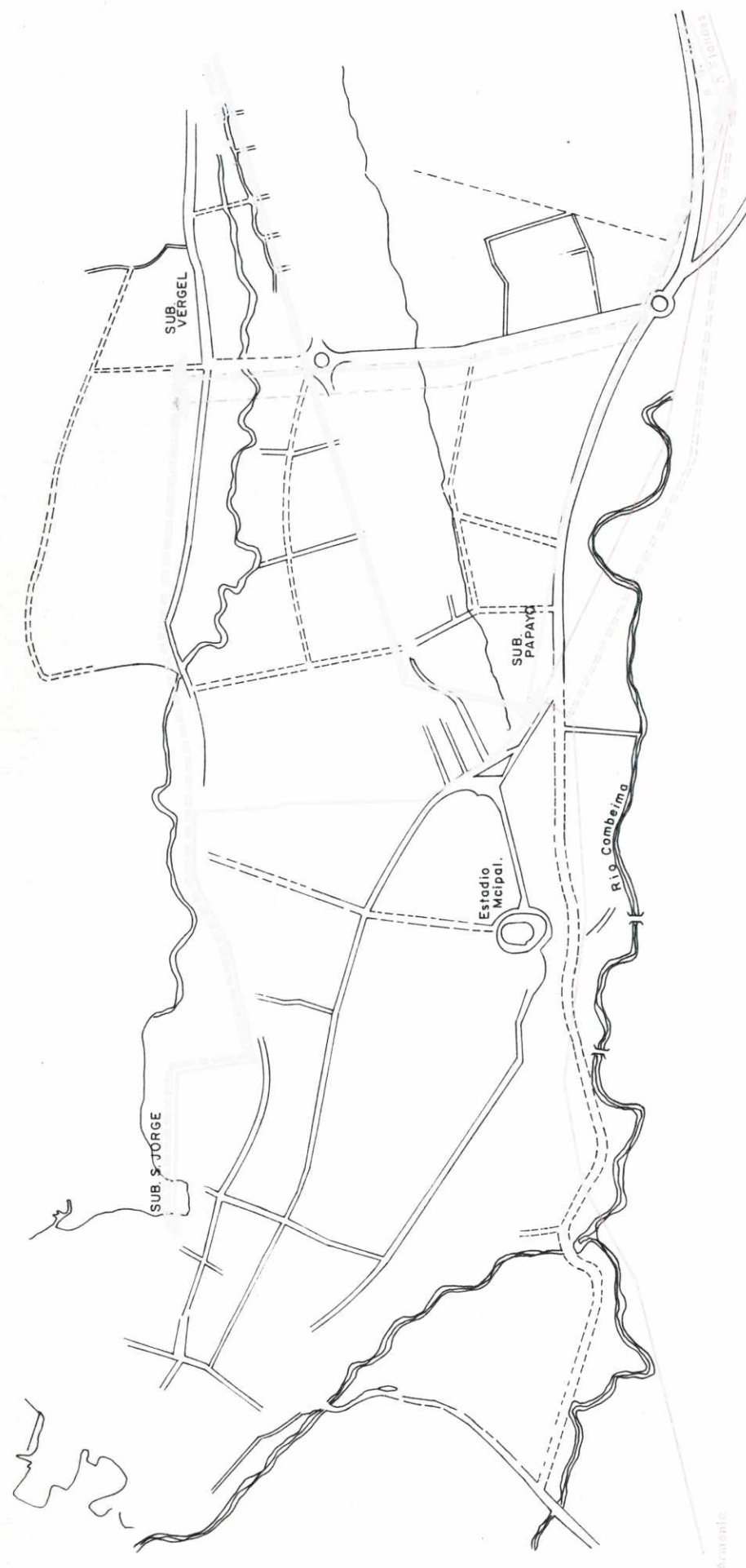
Z O N A S U R





1990	Instalación banco de condensadores en:						
	Planadas				34.5	2 MVAR	
	San Antonio				34.5	1 MVAR	
	TOTAL				34.5	3 MVAR	60
1991	Expansión en la subestación Prado.				115/34.5	40 MVA	1920
1994	Instalación en S/E San Antonio de un banco de condensadores procedentes de la S/E Líbano.				34.5	1 MVAR	(2)
1995	Instalación en S/E Planadas de un banco de condensadores procedentes de la S/E Líbano				34.5	1 MVAR	(2)
1997	Construcción de Línea Prado-Chaparral.	70		1	115		7520
1997	Construcción subestación Chaparral.				115/34.5	15 MVA	1520

- Notas: (1) Podría ejecutarse con materiales de la proyectada línea San Felipe - Mirolindo.  
(2) No se estiman costos por concepto de traslado de equipos.  
(3) Los precios están en dólares de diciembre de 1987.  
(4) Se considera que los módulos de transformación no están disponibles.

Figura 75



SUB. MIROLINDO  
(2C) BETANIA  
MESTAS(2C)

	
ELECTRICADORA DEL TOLIMA S.A. Gerencia, Consultoría y Proyectos Ltda.	
ELECTROLIMA S.A.	

### SISTEMA ELECTRICO DE IBAGUE

Figura 76  
DISEÑO: \_\_\_\_\_  
DIBUJO: C. A. N. ESCALA: Sin

#### LINEAS DE TRANSMISION SUBESTACIONES

EXISTENTE	PROYECTADA
115 KV	115 KV
34.5 KV	34.5 KV
230 KV	230 KV

01002120

333.7932

G367a

Ej 1

Análisis de expansión del sistema informe  
final Gercon Ltda.; Ministerio de Minas y  
Energía; Instituto Colombiano de Energía  
Eléctrica; Electrificadora del Tolima S.A.

333.7932 G367a Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO